



STANDORT SOEST
FACHBEREICH AGRARWIRTSCHAFT

**Power-to-Gas: Neue Optionen für die
Windkraft und Photovoltaik –
Synergien oder Konkurrenz zu Biogas?**

von

H. Bauermeister, J. Berglar, L. Beringhoff,
J. Bogumil, V. Dieckmann, E. Heimann, C. Kobbe,
E. Koch, S. Koers, S. Kronenberg, D. Laufer,
C. Laws, T. Lenerz, C. Schmitte, F. Schürmann,
K. Tekin

Datum: 03.01.2012
Lehrveranstaltung: Projektmanagement Master
Semester: 1.
Betreuer: Prof. Dr. Wolf Lorleberg
Prof. Dr. Jürgen Braun

Inhaltsverzeichnis

Verzeichnis der Abbildungen.....	III
Verzeichnis der Tabellen.....	IV
Verzeichnis der Abkürzungen	V
1 Einleitung	1
2 Technische Grundlagen	3
2.1 Elektrolyse	3
2.2 Methanisierung	10
2.3 Generelle Wirkungsgrade des Power-to-Gas-Konzeptes	13
2.4 Kommerzielles Angebot hinsichtlich Power-to-Gas	15
2.5 Technische Möglichkeiten, Auflagen und Kosten der Wasserstoff- und Methanzwischenspeicherung	20
2.6 Einspeisung und Gaskonzentration	30
2.7 Zwischenfazit	37
3 Rechtliche Regelungen	38
3.1 Stand der gesetzlichen Regelungen (EEG)	38
3.2 Unstimmigkeiten zwischen EEG und EnWG.....	53
3.3 Rechtliche Vorgaben für die Errichtung einer Windkraftanlage (in NRW)	55
3.4 Rechtliche Vorgaben für die Errichtung einer Biogasanlage (in NRW)	58
3.5 Zwischenfazit	64
4 Marktanalyse	66
4.1 Verwertungsoptionen von H ₂ und CH ₄ und deren potenzielle Einnahmen.....	66
4.2 Gegenwärtiges Angebotspotenzial an Überschussstrom	70
4.3 Zwischenfazit	75

5	Vorstellung zweier Anlagenkonzepte	76
6	Energiebilanz.....	77
6.1	Vorgehensweise	77
6.2	Zwischenfazit	77
7	Treibhausgasbilanz	79
7.1	Vorgehensweise	79
7.2	Zwischenfazit	80
8	Betriebswirtschaftliche Betrachtung	81
8.1	Vorgehensweise	81
8.2	Ergebnisse.....	82
8.3	Zwischenfazit	84
9	Fazit	86
	Literaturverzeichnis	91

Verzeichnis der Abbildungen

Abbildung 1: Schematische Darstellung der alkalischen Elektrolyse (links) und sauren Elektrolyse (rechts).....	4
Abbildung 2: Investitionskosten für alkalische Elektrolyseure	17
Abbildung 3: Erdgasnetz in Deutschland	21
Abbildung 4: Poren- und Kavernenspeicher in Deutschland	22
Abbildung 5: Untertagespeicherung von Gas.....	24
Abbildung 6: Energiegehalt verschiedener Speicherformen	27
Abbildung 7: Einspeisung von Biomethan in ein (H-)Erdgasnetz	32
Abbildung 8: Prinzipieller Aufbau einer Biogasaufbereitung.....	33
Abbildung 9: Verfahrens- und Regelübersicht.....	35
Abbildung 10: Genehmigungsbedürftige und nicht genehmigungsbedürftige Anlagen im Sinne des Bundesimmissionsschutzgesetzes.....	59
Abbildung 11: Anlagen zur Biomethan-Produktion in Deutschland	70
Abbildung 12: Anteile der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern	71
Abbildung 13: Historische Entwicklung der Leistung an Windenergie differenziert nach Spannungsebene 1997-2010.....	71
Abbildung 14: Zeitweiser Stromüberschuss durch Wind und Sonne.....	72
Abbildung 15: Entwicklung der Windenergie-Ausfallarbeit 2004-2009	73
Abbildung 16: Übersicht über Netzgebiete der Verteilungsnetzbetreiber, die bislang von einem Einspeisemanagement betroffen waren	74

Verzeichnis der Tabellen

Tabelle 1: Vor- und Nachteile der Druck- und der atmosphärischen Elektrolyse.....	6
Tabelle 2: Bewertung der verschiedenen Konzepte zur Methanisierung	13
Tabelle 3: Wirkungsgrade des Power-to-Gas-Konzeptes bei teilweise unterschiedlichen Betriebsdrücken	14
Tabelle 4: Technik Hybridkraftwerk Enertrag	18
Tabelle 5: Heizwerte von Wasserstoff und (H-)Erdgas	31
Tabelle 6: Vergütung für Strom aus Biomasse.....	42
Tabelle 7: Erhöhung der Vergütungssätze I.....	42
Tabelle 8: Erhöhung der Vergütungssätze II.....	43
Tabelle 9: Vergütung für Biogas.....	45
Tabelle 10: Vergütung für solare Strahlungsenergie	48
Tabelle 11: Betriebswirtschaftliche Betrachtung ausgewählter Power-to-Gas-Konzepte.....	83

Verzeichnis der Abkürzungen

BHKW	Blockheizkraftwerk
BImSchG	Bundes-Immissionsschutzgesetz
CCM	Corn Cob Mix
dB	Dezibel
DVGW	Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EEX	European Energy Exchange
el	elektrisch
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
EPEX	European Energy Exchange
FFH	Flora-Fauna-Habitat
GasNZV	Gasnetzzugangsverordnung
Gl.	Gleichung
kV	Kilovolt
kW	Kilowatt
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
MW	Megawatt
MSR	Mess- und Regelungstechnik
NaWaRo	Nachwachsende Rohstoffe
Nm ³ /h	Normkubikmeter pro Stunde
PEM	Proton Exchange Membrane
TWh	Terrawattstunden

UVP

Umweltverträglichkeitsprüfung

1 Einleitung

Der Wechsel von konventionellen Stromkraftwerken hin zu erneuerbaren Energien schreitet in Deutschland immer weiter voran. Im Zuge der Energiewende werden fehlende Speichermedien jedoch zu einem immer größeren Problem. Stromerzeugung durch Sonne und Wind führt vermehrt zu Schwankungen im Stromnetz, die ausgeglichen werden müssen. Die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien ist stark Regionen abhängig, aber auch das Wetter spielt eine große Rolle. Offshore-Windparks an den Küsten produzieren beispielsweise viel mehr Strom, als eigentlich in küstennahen Regionen benötigt wird. Hinzu kommt, dass die Stromnetze die geplanten enormen Strommengen momentan noch nicht fassen können und der Strom somit von den Energiekonzernen z. T. nicht abgenommen werden kann. Dieses Problem gilt es zu lösen. Doch wie?

Neben dem Ausbau der Netze könnte das Konzept „Power-to-Gas“ eine mögliche Lösung bieten. Es ermöglicht eine neue Art und Weise, Überschussstrom zu speichern. Aus Windstrom wird beispielsweise per Elektrolyse Wasserstoff und im zweiten Schritt Methan produziert. Überschüssigen Strom auf diesem Wege im Erdgasnetz zu speichern, wäre eine ganz neue Methode.

Power-to-Gas bietet sowohl für Windenergieanlagenbetreiber als auch für Energie- und Gaskonzerne eine Möglichkeit, den produzierten Strom zu 100 % zu verwerten, ohne dass er verloren geht. Aber auch die Verwertung von „Windgas“ in den Blockheizkraftwerken bestehender Biogasanlagen könnte eine Chance für die Landwirtschaft sein, sich zu beteiligen.

Mit diesem Thema hat sich die Projektmanagement-Gruppe von 16 Studierenden aus dem 1. Semester Master Agrarwirtschaft der Fachhochschule Südwestfalen aus Soest, unter der Betreuung von zwei Professoren, beschäftigt. Ziel der Arbeit war die Einarbeitung in ein neues und zunächst fremdes Arbeitsfeld, wobei eine intensive Literaturrecherche im

Vordergrund stand. Informationslücken wurden im Zusammenhang mit Expertengesprächen gefüllt, von den Herren André Becker, Andreas Kiekebusch, Michael Leuschner, Dr. Thomas Hügging und Dr. Patrick Beschoner von Thyssengas Erdgaslogistik. Ihnen gilt unser besonderer Dank für ihre hervorragende Unterstützung und die Bereitstellung von Fachinformationen. Die Erarbeitung von Excel-Tools soll dem Projekt einen wirtschaftlich relevanten Charakter verschaffen. Die Studentinnen und Studenten sollten darüber hinaus lernen, wie man sich in einer Projektgruppe verhält, wie man Arbeitsschritte plant, Themengebiete aufteilt und Informationen austauscht, um gemeinsam zum Ziel zu gelangen.

Zu Beginn wurde ein „großes“ und ein „kleines“ Power-to-Gas-Anlagenkonzept konzipiert, auf die im Laufe der Arbeit immer wieder eingegangen wird. Im ersten Teil der Arbeit werden zunächst die technischen Grundlagen, die mit dem Konstrukt einer Power-to-Gas-Anlage zusammenhängen erläutert. Im Anschluss wird auf die rechtlichen Grundlagen eingegangen, die unter anderem das EEG betreffen. Abgeschlossen wird der erste Bereich mit weiteren Informationen zur aktuellen Marktsituation und der möglichen Verwendung von Wasserstoff oder Methan. Im Folgenden werden dann von der Projektgruppe programmierte Excel-Tools vorgestellt, die für die Beurteilung der Energiebilanz, der Treibhausgasbilanz und der betriebswirtschaftlichen Rentabilität Hilfestellung geben. Abschließend wird diskutiert für wen sich ein Projekt dieser Art rechnet und realistischereweise anbietet. Es werden dabei wiederum zwei unterschiedliche Power-to-Gas-Anlagengrößen betrachtet und die spezifischen Probleme diskutiert.

2 Technische Grundlagen

Für das „Power-to-Gas“-Konzept sind im Wesentlichen zwei technologische Prozesse entscheidend. Im ersten Schritt wird durch Elektrolyse Wasser zu Wasserstoff und Sauerstoff gespalten. Der gewonnene Wasserstoff kann anschließend mit Hilfe einer exothermen Methanisierung zur Herstellung von Methan verwendet werden (MÜLLER-SYRING et al. 2011 S. 73).

2.1 Elektrolyse

Im Allgemeinen werden als Elektrolyse chemische Veränderungen, wie z.B. die Oxidation, Reduktion oder Zersetzung einer Substanz bezeichnet, die durch das Hindurchfließen eines elektrischen Gleichstroms verursacht werden (LATSCHA, KLEIN 2007 S. 182).

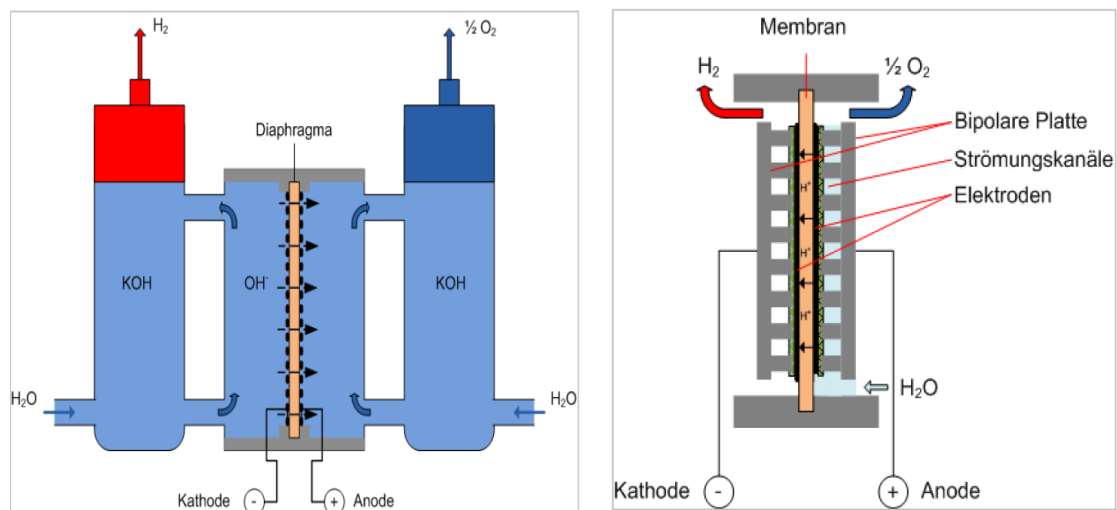
Bei der Wasserelektrolyse kann zwischen der alkalischen Elektrolyse mit einem flüssigen basischen Elektrolyten, der sauren Elektrolyse mit einem polymeren Festelektrolyten und der Hochtemperaturelektrolyse mit einem Festoxid als Elektrolyt unterschieden werden (SMOLINKA et al. 2011 S.7).

Die alkalische Elektrolyse wird am häufigsten verwendet. Anode und Kathode werden dabei von einem Diaphragma, das durchlässig für Hydroxidionen ist, getrennt. Als Elektrolyt wird in der Regel eine 25 %ige KOH-Lösung eingesetzt (BAJOHR et al. 2011 S. 205). Das Wasser wird an der Kathodenseite zugeführt, an der daraufhin Wasserstoff und Hydroxidionen entstehen. Die Hydroxidionen durchqueren die spezielle Membran und wandern zur Anode, wo sie zu Sauerstoff und Wasser umgesetzt werden (SMOLINKA et al. 2011 S.7).

Zur Zeit wird die saure Elektrolyse eher in Nischenanwendungen im kleinen Leistungsbereich eingesetzt. Die Kathode und Anode sind bei diesem Verfahren durch eine saure Protonenaustauschmembran getrennt (SMOLINKA et al. 2011 S.13). Das Wasser wird an der Anodenseite zugeführt und in seine Bestandteile gespalten. Der dabei entstehende Sauerstoff wird an der Ano-

denseite abgeführt. Die übrig gebliebenen Protonen (H^+) werden durch die Membran zur Kathodenseite transportiert und dort durch die Aufnahme von Elektronen zu Wasserstoffmolekülen reduziert (SMOLINKA et al. 2011 S.7). Eine bildliche Darstellung des Aufbaus der alkalischen und sauren Elektrolyse kann in der folgenden Abbildung eingesehen werden.

Bei der Hochtemperaturelektrolyse wird im Unterschied zu den vorherigen Verfahren Wasserdampf an der Kathodenseite zugeführt und zu Wasserstoff und Sauerstoffionen (O_2^-) reduziert. Die Sauerstoffionen wandern durch eine Membran zur Anodenseite und werden dort zu molekularem Sauerstoff (O_2) oxidiert (SMOLINKA et al. 2011 S.7).



Quelle: verändert nach WENSKE A.N. S.161 - 162

Abbildung 1: Schematische Darstellung der alkalischen Elektrolyse (links) und sauren Elektrolyse (rechts)

Es gibt grundsätzlich verschiedene Kriterien, die bei der Bewertung von Elektrolyseuren und damit verbundenen unterschiedlichen Elektrolyseverfahren eine Rolle spielen. Dazu gehören zum einen der Wirkungsgrad, der das Verhältnis zwischen Aufwand und Nutzen beschreibt und häufig als Energieverbrauch in kWh pro erzeugtem Nm^3 Wasserstoff angegeben wird. Alternativ können auch der Brennwert, der beschreibt, wie effizient der Elektrolyseur als technisches Gerät funktioniert, oder der Heizwert, der zur systemischen Analyse einer gesamten Prozesskette dient, angegeben werden. Zum ande-

ren ist auch das Teillastverhalten von Bedeutung, das angibt, in welchem Arbeitsbereich der Elektrolyseur, bezogen auf die vorgegebene Wasserstoffproduktionskapazität, betrieben werden kann und ob für kurze Zeit ein Betrieb bei Überlast möglich ist. Weitere wichtige Kriterien wären neben ökonomischen Einflussfaktoren, wie zum Beispiel den Investitions- und Betriebskosten, die Dynamik, die Lebensdauer und die Verfügbarkeit. Der Begriff Dynamik beschreibt, wie schnell das Elektrolysesystem einem Transienten in der Leistungsaufnahme folgen kann und wie groß die Totzeiten des Systems, z.B. Wechsel vom Stand-by-Modus in den Betriebsmodus, sind. Bei der Lebensdauer werden die Standzeit, die Betriebsstunden und die Anzahl der Anfahr-/Abfahrzyklen unterschieden. Die Verfügbarkeit beschreibt die tatsächlich mögliche Einsatzzeit pro Jahr, d.h. unter diesem Parameter wird beispielsweise auch die Ausfallzeit für notwendige Wartungs- oder Reparaturarbeiten mit berücksichtigt (SMOLINKA et al. 2011 S.7-9).

Da die Hochtemperaturelektrolyse in absehbarer Zeit nicht kommerziell verfügbar sein wird (BAJOHR et al. 2011 S.204), werden die oben genannten Kriterien nur für die alkalische und die saure Elektrolyse dargestellt.

- **Alkalische Elektrolyse**

Kommerziell erhältliche Elektrolysesysteme werden auf Modellebene in einem Leistungsbereich von 1 - 760 Nm³/h hergestellt, was einer elektrischen Leistungsaufnahme von ca. 5 kW bis 3,5 MW pro Modul entspricht. Um die Anlagenleistung zu erhöhen, können mehrere Module parallel geschaltet werden. Das größte bis jetzt realisierte drucklose Elektrolysekraftwerk hat eine Anlagenleistung von 156 MW. Dies entspricht ungefähr einer Wasserstoffproduktion von 33.000 Nm³/h. Die größte Anlage für Druckelektrolyseure hat eine Leistung von 22 MW (~4.700 Nm³ Wasserstoff pro Stunde).

Der Wirkungsgrad beschreibt das Verhältnis von verbrauchter Energie zu produziertem Wasserstoff. Atmosphärisch betriebene Elektrolyseure haben einen Energieverbrauch von 4,1 bis 4,5 kWh/Nm³, wobei der Verbrauch opti-

onaler Komponenten noch nicht berücksichtigt ist. Bezogen auf den Brennwert entspricht dies einem Systemwirkungsgrad von 85 %. Größere Druckelektrolyseure haben durch die elektrochemische Kompression einen etwas höheren Energieverbrauch von 4,5 bis 5,0 kWh/Nm³, welcher einem Systemwirkungsgrad von 78 % entspricht. Verschiedene Vor- und Nachteile der atmosphärischen bzw. Druckelektrolyse sind in der nachfolgenden Tabelle dargestellt.

Tabelle 1: Vor- und Nachteile der Druck- und der atmosphärischen Elektrolyse

Druckelektrolyse	Atmosphärische Elektrolyse
Vorteile	
<ul style="list-style-type: none"> ➤ sehr kompakte Bauweise möglich (geringere Rohrleitungsquerschnitte und kleinere Anlagenkomponenten) ➤ größeres Entwicklungspotential in Richtung der Verbesserung des Verhältnisses der Stack-Kapazität zur Anzahl Zellen durch höhere Stromdichten ➤ direkte Ankopplung an viele industrielle Applikationen, die verfahrenstechnisch Drücke unter 30 bar benötigen 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ einfaches, robustes Anlagendesign ➤ einfache Steuerung ➤ geringe Ansprüche an Bedienpersonal ➤ größerer Lastbereich (< 20 % - 100 %) ➤ unterliegt keiner Ex-Zoneneinteilung ➤ Investitionskosten teilw. bis zu 20 - 30 % niedriger als bei Druckelektrolyseuren ➤ zuverlässige, langjährige Betriebserfahrungen
Nachteile	
<ul style="list-style-type: none"> ➤ höhere Investitionskosten (Elektrolyseur) ➤ höherer MSR-Aufwand und komplizierte Steuerung ➤ höherer sicherheitstechnischer Aufwand ➤ bei höheren Drücken (>10 bar) verringert sich der nutzbare Lastbereich (30 bis 100 %) ➤ höherer Wartungsaufwand 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ größerer Platzbedarf als bei Druckelektrolyseuren ➤ aufwändigere Gastrocknung ➤ höhere Kosten durch zusätzliche 1. Kompressorstufe ➤ Stack¹⁾-Kapazität begrenzt durch maximal sinnvolle Stromdichte im atmosphärischen Betrieb

Quelle: verändert nach WENSKE A.N. S.172

Stack¹⁾: Zellstapel

Die Lebensdauer hängt von verschiedenen Betriebsparametern und der Betriebsweise ab. Die alkalischen Elektrolyseure sind jedoch im Allgemeinen technisch sehr ausgereift und gelten als äußerst zuverlässig. Die kritische Komponente bei diesen Anlagen ist der sogenannte Stack (Zellstapel). In der Regel findet nach ungefähr 7 bis 12 Jahren eine Generalüberholung, in der z.B. Elektroden ersetzt und Diaphragmen ausgetauscht werden, statt. Druckelektrolyseure vom Typ LURGI sind teilweise auch über 20 Jahre ohne Öffnung der Module in Betrieb.

Die Verfügbarkeit großer Elektrolyseure in industriellen Anwendungen liegt bei 98 %. Hinsichtlich des Teillastbereiches sind die meisten Anlagen bis zu einem Bereich von 20 bis 40 % arbeitsfähig. Ein längerer Betrieb im unteren Teillastbereich kann jedoch die Gasqualität negativ beeinflussen. Hauptursache für Verunreinigungen sind gelöste Gase in den Laugenströmen, die der Zelle wieder zugeführt werden. Da die Zirkulation nahezu unabhängig von der Auslastung ist, erhöht sich der relative Fremdgasanteil im Vergleich zu den produzierten Gasen im Teillastbetrieb. Hier könnte es Probleme beim Betrieb mit regenerativen Energiequellen mit zeitweiligen Betriebsunterbrechungen geben, da beispielsweise das System bei einem zu hohen Anteil Wasserstoff im Sauerstoff aus Sicherheitsgründen automatisch abgeschaltet wird. Dieser Effekt verstärkt sich zusätzlich bei hohem Betriebsdruck.

In Bezug auf die Dynamik des Systems sind die kritischen Faktoren die Komponenten des Gesamtsystems, wie z.B. Laugenpumpen, Druckregler oder Produktgas-Separatoren. Das dynamische Verhalten dieser Komponenten sollte in jedem Fall optimiert werden, damit Lastsprüngen im gesamten Leistungsbereich störungsfrei gefolgt werden kann. Hierzu trägt z.B. die Optimierung der Wärmekapazität des Systems bei. Des Weiteren können Lastsprünge wegen der mechanischen Beanspruchung, die durch die Temperaturveränderungen entsteht, zur Reduzierung der Lebensdauer des Systems führen. Ein Abschalten des Systems in den Ruhestrombereich, also Stand-by-Modus oder Herunterfahren, führt zur Anreicherung von Sauerstoff oder Wasserstoff im jeweiligen Fremdgas, was die Gasreinheit negativ beeinflusst und unter Umständen ein aufwändiges Spülen mit einem Inertgas

erforderlich macht. Somit wird durch häufiges Herunter- und wieder Anfahren der energetische Wirkungsgrad gesenkt (SMOLINKA et al. 2011 S.10-12).

- **Saure Elektrolyse**

Bei der sauren Elektrolyse werden in Bezug auf den Leistungsbereich aktuell Systeme von 0,06 bis 30 Nm³/h und einer maximalen elektrischen Leistungsaufnahme von bis zu 150 kW pro Modul angeboten. Wie bereits anfangs erwähnt, ist diese Elektrolysetechnik also im Vergleich zur alkalischen Elektrolyse eher für den kleinen Leistungsbereich einsetzbar. Der spezifische Energieverbrauch für Systeme mit einer Wasserstoffproduktionskapazität von bis zu 1 Nm³/h liegt zwischen 6 und 8 kWh/Nm³ Wasserstoff, bei größeren Systemen werden Werte unter 6 kWh/Nm³ Wasserstoff realisiert (SMOLINKA et al. 2011 S.13). Die Lebensdauer von sauren Elektrolyseuren ist z.Z. meist geringer als bei alkalischen Elektrolyseuren (SMOLINKA et al. 2011 S.30-31), konnte in den letzten 10 Jahren aber schon entscheidend verbessert werden, wobei die Membran die kritische Komponente darstellt. Allgemein ist der Teillastbereich größer als bei der alkalischen Elektrolyse. Die untere Grenze ergibt sich wie bei der alkalischen Elektrolyse aus der benötigten Gasreinheit. Auf Zell- und Stackebene ist ein unterer Teillastbereich von 0 % häufig, d.h. auch bei minimaler Teillast entstehen keine kritischen Werte. In energietechnischen Anwendungen liegt die untere Grenze durch den Eigenverbrauch der Peripherie meist bei 5 %. Kurzfristige Überlasten werden ebenfalls toleriert (SMOLINKA et al. 2011 S.14). Ein wesentlicher Vorteil der sauren Elektrolyse liegt in der Dynamik, da sie sich durch ein sehr schnelles Anpassungsverhalten auszeichnet. Die Systemperipherie, wie beispielsweise die Zirkulationspumpe oder die Flüssiggasseparatoren, weisen zwar auch Zeitkonstanten auf, im Vergleich zur alkalischen Elektrolyse ist jedoch die thermische Kapazität geringer. Der Betriebspunkt kann dadurch gut einem zeitweise unterbrochenen Leistungseintrag folgen. Des Weiteren wird die Betriebstemperatur in der Startphase schnell erreicht. Im Stand-by-Zustand oder beim Abschalten des Systems können ähnliche Ef-

fekte wie bei der alkalischen Elektrolyse, z.B. Erhöhung der Fremdgaskonzentration oder Verkürzung der Lebensdauer durch mechanische Belastung aufgrund von Temperaturänderungen beim Herunter- und Anfahren, beobachtet werden (SMOLINKA et al. 2011 S.15).

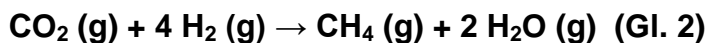
Im Hinblick auf die Nutzung in Verbindung mit erneuerbaren Energien werden besondere Anforderungen an die Elektrolyse gestellt. Die alkalische Elektrolyse ist zwar zur heutigen Zeit Stand der Technik und weist einen weitaus höheren Leistungsbereich auf als die saure Elektrolyse, dennoch bietet auch die saure Elektrolyse gegenüber der alkalischen Elektrolyse einige Vorteile. Der erhaltene Wasserstoff sollte für anschließende Prozessschritte, wie z.B. die Methanisierung, optimalerweise bei Drücken von 10 bis 20 bar bereitgestellt werden. Aufgrund der nicht immer konstanten Energiebereitstellung durch Wind- oder Sonnenenergie liefernde Anlagen ist aber auch ein möglichst schnelles Reagieren auf Lastwechsel entscheidend. Dies bedeutet, dass vor allem auch der Teillast und der Dynamik des Systems eine besondere Bedeutung zukommt. Die saure Elektrolyse hat unter anderem aufgrund des fehlenden flüssigen Elektrolyten einen einfacheren Systemaufbau als die alkalische Elektrolyse. Dadurch wird eine bessere Druckauslegung ermöglicht. Die Flexibilität bei schnellen Lastwechseln wird bei Anlagen zur Wasserelektrolyse im Allgemeinen durch die Peripherie, wie z.B. Anlagenteile zur Wasser- oder Gasreinigung, begrenzt. Außerdem verschlechtert sich im Teillastbetrieb die Gasqualität und es können unter anderem auch explosive Gasgemische aus Wasserstoff und Sauerstoff entstehen. Im Hinblick auf diese Aspekte weist die saure Elektrolyse, wie bereits im vorherigen Abschnitt beschrieben, deutliche Vorteile auf. Ein nicht unbedeutender Aspekt bei der Wahl der Elektrolyseart bzw. des Elektrolysesystems ist außerdem die Fragestellung, ob eine Pufferung der elektrischen Energie vor dem Elektrolyseur möglich ist (BAJOHR et al. 2011 S. 204-205).

2.2 Methanisierung

Die Methanisierung ist die nächste Stufe nach der Elektrolyse und bezeichnet den Vorgang der Methanherzeugung (CH_4) aus Wasserstoff (H_2) und Kohlenmonoxid (CO) bzw. Kohlendioxid (CO_2). Dabei handelt es sich um eine stark exotherme Reaktion, d.h. während der Reaktion wird Wärme frei. Dies ist auch anhand der nachfolgenden Gleichungen (Gl.1 und Gl.2) ersichtlich.



frei werdende Reaktionsenthalpie: $\Delta_{\text{R}}H^0 = -206 \text{ kJ/mol}$



frei werdende Reaktionsenthalpie: $\Delta_{\text{R}}H^0 = -165 \text{ kJ/mol}$

Die Reaktion wird heterogen durch einen festen Katalysator (bspw. Nickel oder Ruthenium) katalysiert. Hinsichtlich der Aktivität, Selektivität und des Preises sind Nickelkatalysatoren für die industrielle Verwendung optimal. Sie erfordern allerdings eine hohe Reinheit des Produktgases. Außerdem ist bei tieferen Temperaturen ab ca. 200 bis 220 °C der Einsatz aufgrund der Bildung von Nickelcarbonylen begrenzt. Bei der Kohlevergasung wird dieses Verfahren schon seit Jahren erfolgreich eingesetzt, bei der Vergasung von Biomasse wären jedoch deutlich kleinere Anlagengrößen erforderlich.

2.2.1 Entwickelte Verfahren

Die bis heute entwickelten Verfahren lassen sich in Zwei-Phasen- und Drei-Phasen-Systeme unterscheiden. Bei den Zwei-Phasen-Systemen sind die Edukte gasförmig und der Katalysator fest. Hierzu zählen Festbettreaktoren und das Wirbelschichtverfahren sowie die Nutzung von metallischen Wabenkatalysatoren. Bei den Drei-Phasen-Systemen sind die Edukte ebenfalls

gasförmig und die Katalysatoren fest. Zusätzlich gibt es hier aber noch ein flüssiges Wärmeträgermedium. Dieses Verfahren wird als Blausäule- oder Slurryverfahren bezeichnet. Die große technische Herausforderung bei allen Verfahren liegt bei der Abfuhr der Reaktionswärme aus dem Reaktor im Zentrum (BAJOHR et al. 2011 S. 205 - 206). Eine kurze Übersicht über die möglichen Vor- und Nachteile der verschiedenen Systeme kann in Tabelle 2 eingesehen werden.

- **Zwei-Phasen-Systeme**

Festbettreaktoren (FB)

Festbettreaktoren werden aktuell am häufigsten verwendet. Der Katalysator liegt bei diesem System in einem Festbett vor. Er wird vom eingesetzten Gas durchströmt und erfährt dabei nur eine geringe mechanische Belastung, was ein wesentlicher Vorteil des Systems ist. Zu den Nachteilen zählen unter anderem die mögliche Stofftransportbegrenzung durch die großen Katalysatorpartikel und die Möglichkeit der örtlichen Überhitzung innerhalb der Schüttung durch die stark exotherme Reaktion, wodurch eine Beschädigung des Katalysators möglich ist. Des Weiteren werden der Umsatz und die Selektivität bei Temperaturen von über 350 bis 500 °C, je nach Druck, aus thermodynamischen Gründen begrenzt. Um diese Effekte zu vermeiden oder zumindest zu reduzieren, werden häufig mehrere Reaktoren hintereinander geschaltet und zusätzlich gekühlt. Abhängig vom Verfahren sind zwei bis sechs Stufen möglich. Die teilweise komplizierte Anlagenverschaltung ist mit erhöhten Investitionen verbunden, was bei der Nutzung von Biomasse vor allem im Vergleich zur Kohlevergasung kritisch zu sehen ist (BAJOHR et al. 2011 S. 206).

Wirbelschichtverfahren

Bei dem Wirbelschichtverfahren kommen kleinere Katalysatorpartikel zum Einsatz als beim Festbettkatalysator. Diese werden vom Einsatzgas fluidisiert, wobei die Partikel aufgewirbelt werden. Dabei muss darauf geachtet

werden, dass der Gasstrom so eingestellt wird, dass die Partikel nicht aus der Reaktionszone ausgetragen werden. Vorteile dieses Systems sind die gute Wärmeabfuhr aus dem Reaktorsystem und die hohe spezifische Oberfläche der Katalysatorpartikel, wodurch die Verwendung eines einzelnen Reaktors möglich und somit der Aufbau vereinfacht ist. Nachteilig ist die hohe mechanische Beanspruchung der Katalysatorpartikel, da der vermehrte Abrieb letztendlich zur Zerstörung des Katalysators führen kann. Bei der Kopplung mit erneuerbaren Energien werden die minimalen und maximalen Betriebsbereiche durch den Fluidisierungs- und Austragspunkt begrenzt (BAJOHR et al. 2011 S.206-207).

Metallischer Wabenreaktor

Im Unterschied zu den zuerst genannten Reaktoren ist dieses System nahezu isotherm. Der Katalysator wird auf die verschiedenen Strukturen der Waben aufgebracht, die später vom Einsatzgas durchströmt werden. Ein Vorteil im Vergleich zum Festbettreaktor ist, dass die Wärme gut aus dem System abgeführt werden kann, wodurch der Reaktionsaufbau deutlich vereinfacht ist. Die Eignung zum großtechnischen Einsatz muss bei diesem System allerdings erst noch nachgewiesen werden.

Ein generelles Problem der oben genannten Zwei-Phasen-Reaktoren ist die Tatsache, dass für einen effizienten Betrieb immer ein gewisser Gasstrom zur Verfügung stehen muss. Wird der Gasstrom unterbrochen, kühlt der Reaktor schnell ab, wodurch zusätzlich thermische Energie für die erneute Erwärmung auf Betriebstemperatur benötigt wird. In Bezug auf die Kombination mit der Nutzung von Wind- und Sonnenenergie muss dieser Aspekt als entscheidender Nachteil angesehen werden, da es sich dabei in der Regel um zeitlich stark schwankende Überschussströme handelt.

- Drei-Phasen-Systeme

Bei der Drei-Phasen-Methanisierung wird der Katalysator in einem mineralischen Öl aufgeschwemmt und durch aufsteigende Gasblasen fluidisiert. Das schon seit längerem bekannte Konzept konnte sich bis jetzt nicht durchsetzen, da es Probleme mit der Temperaturstabilität der verwendeten Öle gab. Derzeit wird dieses Konzept aber von der DVGW-Forschungsstelle am Engler-Bunte-Institut des Karlsruher Instituts für Technologie in veränderter Form weiterentwickelt. Beachtet werden dabei vor allem die Modulierbarkeit und das Teillastverfahren. Des Weiteren soll das Problem mit der Temperaturstabilität durch den Einsatz von neuartigen ionischen Fluiden als Wärmeträgermedien gelöst werden. Vorteilhaft sind bei diesem Reaktortyp die gute Wärmeabfuhr und -kontrolle. Die zusätzlichen Stofftransport-Widerstände könnten bei diesem System wiederum als potenzieller Nachteil betrachtet werden (BAJOHR et al. 2011 S. 207).

Tabelle 2: Bewertung der verschiedenen Konzepte zur Methanisierung

(- = nachteilig, 0 = neutral, + = vorteilhaft)

Verfahren	Festbett	Wirbelschicht	Waben	Blasensäule
Wärmeabfuhr	-	+	+	++
Wärmekontrolle	--	0	0	++
Stofftransport	0	++	+	-
Katalysatorbelastung	+	--	+	0
Flexibilität	-	--	-	+
Anzahl Reaktoren	- (--)	++	keine Angaben	++

Quelle: BAJOHR et al. 2011 S. 207

2.3 Generelle Wirkungsgrade des Power-to-Gas-Konzeptes

Der ungefähre Wirkungsgrad der Umwandlung von Strom zu Wasserstoff oder zu Methan sowie die eventuelle Rückverstromung oder Kombination von Strom- und Wärmerückgewinnung ist unter anderem abhängig von den verwendeten Betriebsdrücken. Die Unterschiede bei der Umwandlung von Strom zu Wasserstoff oder Methan sind bezogen auf die verschiedenen Drü-

cke relativ gering, wobei ohne Kompression geringfügig höhere Wirkungsgrade verzeichnet werden können. Generell ist der Wirkungsgrad der Umwandlung von Strom zu Methan aufgrund des zusätzlichen Arbeitsschrittes natürlich geringer, als bei der Gewinnung von Wasserstoff. Auch bei der Rückverstromung führt der zusätzliche Produktionsschritt zur Senkung des Wirkungsgrades. Beim Vergleich der einfachen Rückverstromung mit der Variante der Kombination von Strom- und Wärmegewinnung fällt auf, dass der Wirkungsgrad bei der Kombinationsvariante (40 % Strom, 45 % Wärme) im Allgemeinen deutlich höher ausfällt. Eine detaillierte Übersicht der verschiedenen Varianten mit den dazugehörigen Werten ist in Tabelle 3 dargestellt.

Tabelle 3: Wirkungsgrade des Power-to-Gas-Konzeptes bei teilweise unterschiedlichen Betriebsdrücken

Pfad	Wirkungsgrad	Randbedingung
Strom → Gas		
Strom → Wasserstoff	54 - 72 %	bei Kompression auf 200 bar (Arbeitsdrücke vieler Gasspeicher)
Strom → Methan	49 - 64 %	
Strom → Wasserstoff	57 - 73 %	bei Kompression auf 80 bar (Einspeisung Fern-/Transportleitung)
Strom → Methan	50 - 64 %	
Strom → Wasserstoff	64 - 77 %	ohne Kompression
Strom → Methan	51 - 65 %	
Strom → Gas → Strom		
Strom → Wasserstoff → Strom	34 - 44 %	bei Verstromung mit 60 % und Kompression auf 80 bar
Strom → Methan → Strom	30 - 38 %	
Strom → Gas → KWK (Strom und Wärme)		
Strom → Wasserstoff → KWK	48 - 62 %	bei 40 % Strom und 45 % Wärme und Kompression auf 80 bar
Strom → Methan → KWK	43 - 54 %	

Quelle: STERNER et al. 2011

2.4 Kommerzielles Angebot hinsichtlich Power-to-Gas

In diesem Unterkapitel soll der Frage nachgegangen werden, in wie weit die Technik zur Speicherung elektrischer Energie aus regenerativen Quellen im Erdgasnetz kommerziell erhältlich ist.

Zu Beginn des Kapitels wird darauf hingewiesen, dass sich diese Technologie derzeit noch in der Forschung und Entwicklung befindet (GÖTZ et al. 2011 S. 14ff). Darum gibt es auch noch keine Komplettanbieter, wie beispielsweise bei Biogasanlagen. Bestehende Anlagen sind daher als Pilotanlagen zu bezeichnen. Dennoch wird nachfolgend auf die Technologie der Wasserelektrolyse und der Methanisierung eingegangen, weil diese die wesentlichen Schritte dieser Prozesskette sind.

2.4.1 Wasserelektrolyse

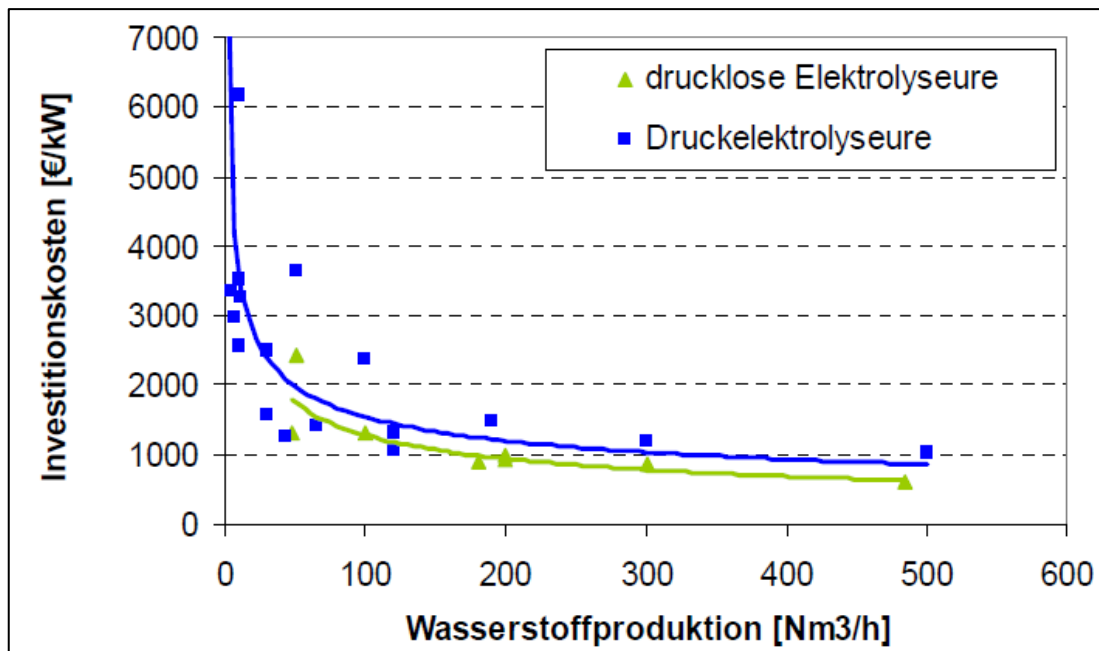
Wasserstoff kann durch drei verschiedene Verfahren der Wasserelektrolyse erzeugt werden. Kurz- und mittelfristig stellt die alkalische Elektrolyse eine bewährte Technologie dar, die seit mehr als 100 Jahren im industriellen und großmaßstäblichen Einsatz genutzt wird. Langfristig wird sich die heute in Nischenanwendungen eingesetzte saure Elektrolyse ausweiten und etablieren (GÖTZ et al. 2011 S. 16 und SMOLINKA et al. 2011 S. 36ff). Die Hochtemperatur-Elektrolyse muss bis zum praxistauglichen Einsatz noch erhebliche Hürden nehmen, könnte aber langfristig einen erheblichen Beitrag zur Wasserstoffgewinnung leisten (SMOLINKA et al. 2011 S. 36ff).

Ein Verfahren der sauren Elektrolyse ist die PEM-Elektrolyse. Die Abkürzung PEM kommt aus dem Englischen und bedeutet *proton exchange membrane* (SMOLINKA et al. 2011 S. 13) Die PEM-Elektrolyse wird zurzeit lediglich im kleinen Maßstab eingesetzt. Für größere Maßstäbe besteht noch weiterer Entwicklungsbedarf. Im Vergleich zur alkalischen Elektrolyse bietet diese Technologie jedoch deutliche Vorteile, da diese schnell auf Leistungsände-

rungen der Stromversorgung reagieren kann (GÖTZ et al. 2011 S. 16). Da die den Anforderungen entsprechenden PEM-Elektrolyseure nicht existieren, bestehen auch keine Preisinformationen. Weil diese Technologie aber noch nicht am Ende ihrer Entwicklung steht, werden hier in den nächsten Jahren deutliche Kostenreduktionen erwartet (GÖTZ et al. 2011 S. 16). Schätzungen zufolge könnten die Investitionskosten nach entsprechender Entwicklung mit denen von alkalischen Elektrolyseuren vergleichbar sein (SMOLINKA et al. 2011 S. 32f).

Im Rahmen eines Forschungsprojektes wird ein entsprechender PEM-Elektrolyseur von der h-tec GmbH, Lübeck, konstruiert und an das Fraunhofer ISE in Freiburg geliefert. Dort werden die Betriebsführung und die Kopplung des Elektrolyseurs mit Erneuerbaren Energien untersucht und das System in Zusammenarbeit mit h-tec optimiert (GÖTZ et al. 2011 S. 16).

Bei den alkalischen Elektrolysesystemen gibt es derzeit weltweit etwa 13 wesentliche Hersteller. Dabei wird deutlich, dass die meisten Baureihen kommerziell verfügbar sind, aber keinesfalls von einer Serienproduktion gesprochen werden kann, da die Anzahl realisierter Anlagen verhältnismäßig klein ist (SMOLINKA et al. 2011 S. 20f). Eine durch SMOLINKA et al. 2011 durchgeführte Erhebung stellte die Investitionskosten für alkalische Elektrolyseure zusammen. Die Ergebnisse können der folgenden Abbildung entnommen werden.



Quelle: SMOLINKA et al. 2011 S. 32

Abbildung 2: Investitionskosten für alkalische Elektrolyseure

Aus der Abbildung ist ersichtlich, dass die Investitionskosten bis 100 Nm³/h stark abnehmen und dann nur noch marginale Kostenreduktionen zu verzeichnen sind (SMOLINKA et al. 2011 S. 32f).

Auch in bereits vergangenen Forschungsprojekten wurde bestätigt, dass die Technik, Wasserstoff mittels Solarenergie zu erzeugen, verfügbar ist. Dabei wurde nachgewiesen, dass die Herstellung mittels alkalischer Wasserelektrolyse in Verbindung mit Strom aus Photovoltaik und Windkraft auch im intermittierenden Betrieb mit stabilem Wirkungsgrad und hoher Betriebssicherheit zu realisieren ist (TAMME et al. 2002 S. 103).

Im Oktober 2011 wurde die Technologie, mittels Erneuerbaren Energien ein Brenngas zu erzeugen, durch das Unternehmen Enertrag in die Praxis umgesetzt. Die Gesamtkosten dieses Projektes betragen 21 Mio €. Mit der Anlage können pro Jahr ca. 5.552 MWh elektrische und ca. 4.500 MWh thermische Energie erzeugt werden (ENERTRAG 2011). Jedoch muss berücksichtigt werden, dass in dieser Anlage kein Erdgassubstitut hergestellt wird, sondern lediglich Wasserstoff. Dieser wird auch nicht eingespeist, sondern

durch BHKW verwertet. Die in Tabelle 4 dargestellte Technik ist dabei verbaut worden und bestätigt dadurch die kommerzielle Verfügbarkeit.

Tabelle 4: Technik Hybridkraftwerk Enertrag

Komponente	Leistung
3 Windenergieanlagen	je 2 MW Nennleistung, von denen bis zu 500 kW für die Elektrolyse verwendet werden können
Elektrolyseur	Leistung 500 kW; Gasproduktion: 120 Nm ³ /h Wasserstoff, 60 Nm ³ Sauerstoff
Kompressor	120 Nm ³ /h Wasserstoff, Ausgangsdruck 31 bar
Gasspeicher	5 x 1.350 kg Fassungsvermögen bei 31 bar
Biogasanlage	k. A.
2 BHKWs	je 350 kW el. Leistung je 340 kW th. Leistung (Mischgas aus min. 30 % Biogas + max. 70 % Wasserstoff)

Quelle: ENERTRAG 2011

2.4.2 Methanisierung

Bei den von 1970 bis heute entwickelten Verfahren unterscheidet man zwischen zwei- und dreiphasigen Systemen. Denn bereits in den 1970er Jahren wurde ein Erdgassubstitut industriell durch Kohlevergasung hergestellt. Allerdings steht heute nicht mehr die Kohlevergasung im Zentrum des Interesses, sondern der Einsatz mit erneuerbaren Energien. Dadurch müssen die damals entwickelten Konzepte erst noch an die veränderten Bedingungen angepasst werden (BAJOHR et al. 2011 S. 205ff).

Zweiphasige Reaktorkonzepte benötigen für einen effizienten Betrieb einen gewissen Gasstrom. Daher sind sie für stark schwankende Überschussströme eher nachteilig. Auch dreiphasige Reaktorkonzepte müssen für einen stabilen Betrieb erst noch weiterentwickelt werden (BAJOHR et al. 2011 S. 205ff). Forschungen und Weiterentwicklungen werden durch die Outotec

GmbH und die DVGW-Forschungsstelle am Engler-Bunte-Institut in Karlsruhe durchgeführt (GÖTZ et al. S. 17).

Im Rahmen eines bestehenden Forschungsprojektes werden die verschiedenen Methanisierungskonzepte durch das Fraunhofer ISE in Freiburg untersucht und verglichen. Gegen Ende des Projektes wird das am besten geeignete Verfahren für die entsprechenden Randbedingungen gewählt (GÖTZ et al. S. 17f). Welche Investitionskosten für die Methanisierung anfallen, kann daher zum jetzigen Zeitpunkt nur geschätzt werden.

Für eine 5 - 10 MW_{el}-Demonstrationsanlage werden die Kosten auf 2.000 € pro kW_{el} geschätzt und beinhaltet folgende Einheiten: Elektrolyseur, Methanisierung, Kompression, Leistungselektronik, Rohrleitungen, Tiefbau- und Steuerungssysteme. Nach der Umsetzung in einen kommerziellen Maßstab mit 20 - 200 MW_{el} könnten die Investitionskosten bis 2020 voraussichtlich auf unter 1.000 € pro kW_{el} fallen und der Wirkungsgrad dürfte dabei auf 65 - 68 % steigen (STERNER 2009 S. 111).

Die fixen und variablen Kosten für das Erdgassubstitut werden auf 8 - 10 Cent/kWh_{th} abgeschätzt und liegen damit in der Größenordnung von Biomethan aus Biogas (STERNER et al. 2010). Konventionelles Erdgas zum Vergleich kostet etwa 1,60 - 2,50 Cent/kWh_{th} (IEA 2008 zitiert in STERNER 2009 S. 112).

Derzeit laufen mehrere Forschungsvorhaben zu diesem Thema. Die dafür notwendigen Technologien sind vorhanden, müssen jedoch an die speziellen Randbedingungen wie beispielsweise die fluktuierende Energiebereitstellung angepasst werden. Nach entsprechender Weiterentwicklung sollten sie in den nächsten Jahren kommerziell verfügbar sein.

2.5 Technische Möglichkeiten, Auflagen und Kosten der Wasserstoff- und Methanzwischenspeicherung

2.5.1 Bedeutung der Energiespeicherung

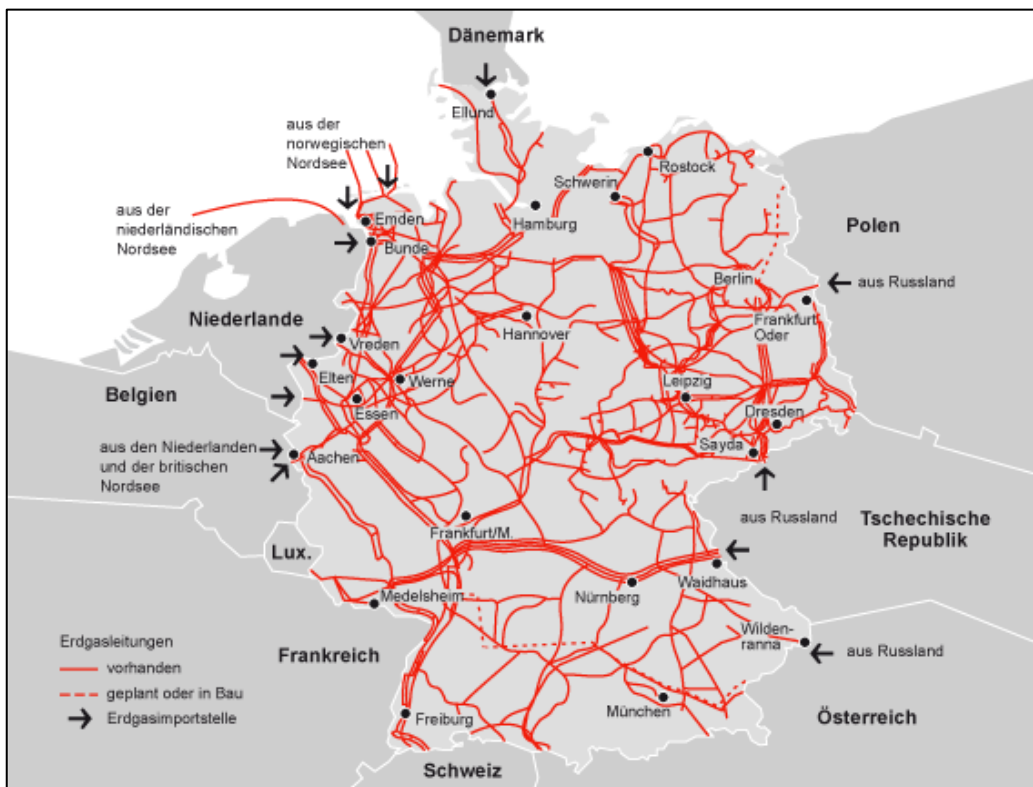
In Zeiten der verstärkten Nutzung erneuerbarer Energiequellen, die sich mittlerweile auf 37,5 TWh Windenergie und 12 TWh Fotovoltaik beläuft, rückt die Notwendigkeit der Energiespeicher immer weiter in den Focus. Zeitlich bedingte Schwankungen in der Erzeugung elektrischer Energie aus Wind und Sonne erfordern Speichermedien, die die Strombereitstellung dem Stromverbrauch anpassen und somit eine europaweite Stromnetzfrequenz von 50 Hz gewährleisten (BAJOHR et al. 2011 S. 15). Hohe Frequenzabweichungen im westeuropäischen Verbundnetz bedingen Schäden elektrischer Präzisionsgeräte, Motoren und Computer. Gemäß einem Szenario des Umweltbundesamtes 2011 läge der Speicherbedarf unter der Voraussetzung der vollständigen Deckung des Strombedarfs in Deutschland durch Erneuerbare Energien bei einem Überbrückungszeitraum von zwei bis drei Wochen bei 17 - 25 TWh.

2.5.2 Vorteile der Wasserstoff- und Methanspeicherung

Aufgrund hoher Selbstentladungsraten sowie hoher Speicherkosten kommen Speichermedien wie z.B. Kondensatoren, Spulen oder elektrochemische Speicher für eine mittel- bis langfristige Speicherung nicht Betracht. Neben Pumpspeicherkraftwerken und Druckluftspeichern sind es vor allem die chemischen Speichermedien in Form von Wasserstoff und Methan, die ein recht hohes Potenzial zur Speicherung elektrischer Energie besitzen, das sich bei Wasserstoff auf eine Speicherdichte von $391 \text{ kWh/m}^3_{\text{el}}$ und bei Methan sogar auf $1.200 \text{ kWh/m}^3_{\text{el}}$ beläuft (BAJOHR et al. 2011 S. 15). Während sich die derzeitige Stromspeicherkapazität in Deutschland auf lediglich 0,04 TWh beläuft und somit nur kurzfristig den Strombedarf für eine Stunde abdecken

kann, lassen sich Sekundärenergieträger wie z.B. gasförmige Brennstoffe in großem Umfang speichern und erreichen hinsichtlich der Speicherkapazität das 5000-fache eines Pumpspeicherkraftwerkes (SPECHT et al. 2010 S. 72).

Die Erdgasinfrastruktur in Deutschland stellt aufgrund eines Verteilungsnetzes von über 400.000 km, in dem heutzutage 1.000 TWh Energie transportiert werden und das eine Speicherkapazität von insgesamt 21 Mrd m³ besitzt, eine gute Möglichkeit zur Energiespeicherung dar. Dadurch ergeben sich Speichermöglichkeiten von chemischer Energie in Höhe von 74 TWh in Bezug auf Wasserstoff und 230 TWh hinsichtlich Methan (BAJOHR et al. 2011 S. 16). Insgesamt weist das deutsche Gasnetz ein Speichervolumen auf, das der Energie eines Drittels der jährlichen Stromerzeugung entspricht. Zudem bietet es einen hohen Grad an Flexibilität hinsichtlich des deutschlandweiten Transportes; siehe dazu folgende Abbildung (HENEL et al. 2011).

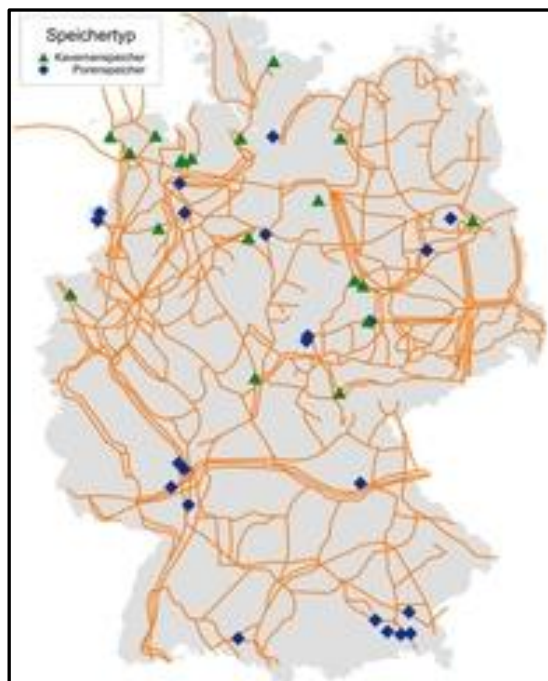


Quelle: E.ON 2011

Abbildung 3: Erdgasnetz in Deutschland

2.5.3 Speicherkapazitäten

Erdgasspeicher garantieren die stabile Verfügbarkeit von Erdgas und kompensieren die saisonalen Schwankungen zwischen Gasproduktion und Gasverbrauch, die aufgrund des großen Erdgasnetzes zwischen Lagerstätten und Verbrauchern resultieren. Dem deutschen Erdgasmarkt stehen derzeit mehr als 20 Mrd m³ Erdgasspeicherpotenzial, verteilt auf insgesamt 47 Erdgasspeicher, zur Verfügung; siehe Abbildung 4. Die Erdgasspeicherung erfolgt dabei sowohl über und unter Tage, als auch im Erdgasnetz selbst.



Quelle: KAVERNEN-INFORMATIONSZENTRUM ETZEL 2011

Abbildung 4: Poren- und Kavernenspeicher in Deutschland

Dezentrale Übertagespeicher, häufig bekannt durch ihre Form als Kugel- oder Röhrenspeicher, dienen lediglich zum Ausgleich von Tagesschwankungen und besitzen aufgrund der geringen Speicherkapazität von 0,2 % des Gesamtspeicheraufkommens kaum eine Bedeutung. Untertagespeicher hingegen, bestehend aus Poren- und Kavernenspeicher, können als Hoch-

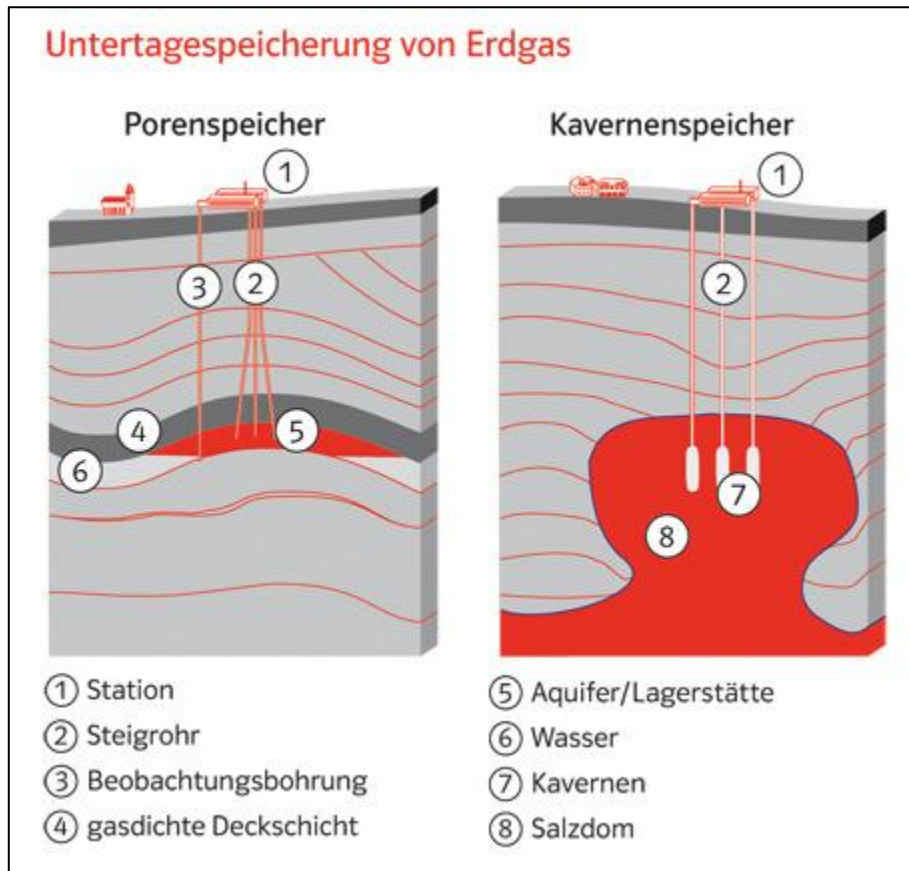
druckspeicher mit Drücken bis zu 200 bar tages- und jahreszeitliche Verbrauchsspitzen ausgleichen und sind direkt an das Fernleitungsnetz gekoppelt. Derzeit werden 23 Poren- und 24 Kavernenspeicher für die Erdgasspeicherung in Deutschland genutzt (DEUTSCHE ENERGIEAGENTUR 2011).

Porenspeicher sind Speicherstätten natürlicher Entstehung, in denen sich vor Millionen von Jahren Gas oder Grundwasser (Aquifer) angereichert haben und dort gespeichert wurden; siehe Abbildung 5. Die ausreichend porösen und durchlässigen Gesteinsschichten bieten ideale Speichermöglichkeiten für Erdgas. Schwammähnlich wird das Gas von den Gesteinsporen aufgenommen und wieder abgegeben. Deck- und Wasserschichten verhindern die Entweichung des Erdgases. Generell gilt: Je tiefer die Lagerstätte, desto höher kann der Druck und somit die Speicherkapazität sein (HEUTERKES und JANSSEN 2008 S. 31 ff).

Unterirdisch verlegte Rohrleitungen verbinden den Erdgasspeicher mit dem Fernleitungsnetz der Erdgasversorgungsgesellschaft, die für die Ein- und Auslagerung des Erdgases verantwortlich ist. Eintreffendes Gas durchquert zunächst Filter, die Feststoffe und Wasser abscheiden. Anschließend erfolgt eine geeichte Volumenmessung und das Gas wird nach einer Verdichtung in den Gasspeicher geführt. Die dabei entstehende Wärme wird abgeführt. Gasmotoren oder Gasturbinen sorgen dafür, dass das Gas über Hochdruckleitungen in die Speicherhorizonte gelangt. Sicherheitsventile und elektronische Steuerungs- und Überwachungssysteme sorgen des Weiteren für eine sichere Speicherung der Gasmengen (RWE DEA AG 2008).

Porenspeicher weisen eine Größe von 30 Mio m³ bis 7 Mrd m³ auf. Die Ein- und Ausspeisungsrate ist sehr gering, sodass nur einmal jährlich ein vollständiger Umschlag stattfindet. Die Investitionskosten belaufen sich für dieses Verfahren auf 0,1 - 0,5 € je m³ Arbeitsgas. Geologisch zu unterscheiden von den Porenspeichern sind die Kavernenspeicher; vergleiche Abbildung 5. Diese künstlich entstandenen und entsolten Hohlräume in Salzstöcken dienen ebenfalls als Speicher für Erdgas. Die physikalischen Eigenschaften des Salzes sorgen für eine natürliche Dichtigkeit. Das Speichervolumen der Kavernen ist für gewöhnlich geringer als das der

Porenspeicher, sodass eine höhere Umschlagsrate erfolgt, die bezogen auf ein Jahr vier bis fünfmal beträgt.



Quelle: EPE INFOBLATT 2011

Abbildung 5: Untertagespeicherung von Gas

Aus diesem Grund sind Kavernenspeicher vor allem für die tageszeitliche Spitzenabdeckung von Energie geeignet.

Kavernenspeicher umfassen aufgrund der geologisch fest vorgegebenen Größe zwischen 5 Mio m³ bis 2 Mrd m³ Erdgas. Die Investitionskosten übersteigen mit 0,3 bis 0,9 € je m³ Arbeitsgas die der Porenspeicher.

Sowohl Poren- als auch Kavernenspeicher benötigen sogenanntes Kissen-gas, das einen Mindestdruck im Speicher aufrecht erhält, und gebundenes, nicht wiedergewinnbares Kapital darstellt. Der Anteil in den zuvor erwähnten

Speicherverfahren ist jedoch verhältnismäßig gering. (HEUTERKES und JANSSEN 2008 S. 31ff).

2.5.4 Wasserstoffzwischenlagerung

- Anforderungen

Wasserstoff besitzt im Gegensatz zu Methan ein sehr geringes Molekulargewicht und gleichfalls eine geringere Energiedichte, wodurch sich die Notwendigkeit einer Kompression ergibt (CROTOGINO und HAMELMANN 2008 S. 17ff).

Speichersysteme müssen bestimmte technische, wirtschaftliche, sicherheits- und infrastrukturenspezifische Anforderungen erfüllen, die sich vor allem nach:

- der volumetrischen Speicherdichte
 - der Eigensicherheit
 - den Kosten
 - der Handhabungssicherheit
 - potenziellen betrieblichen Einschränkungen
- richten.

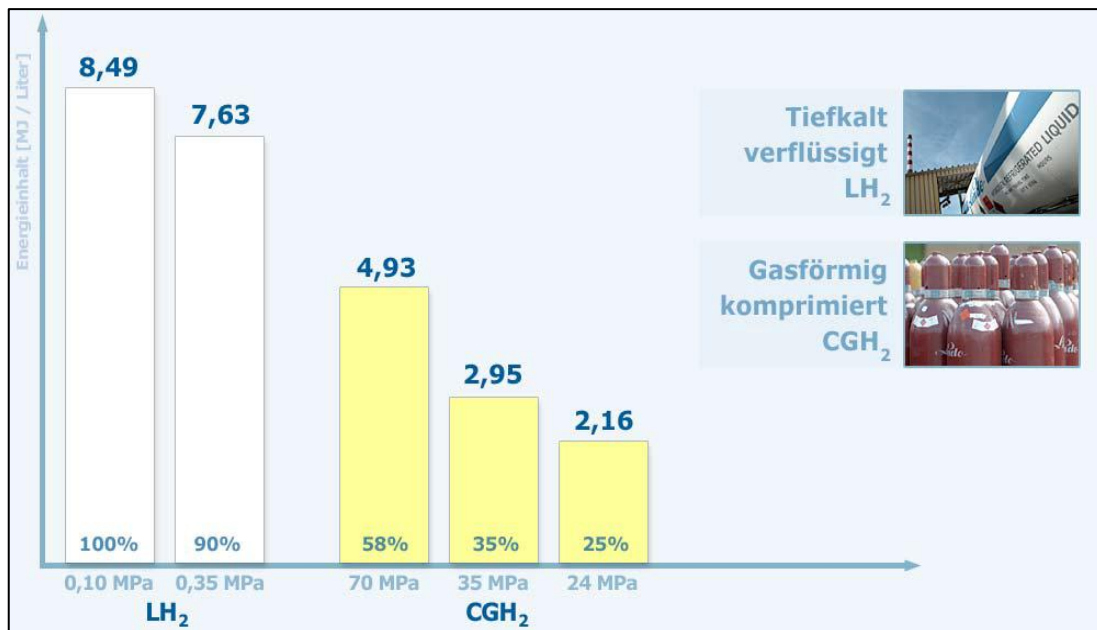
- Speichermedien

Zu den relevanten Speichermedien zählen: Flüssigwasserstoff (LH_2), komprimierter Wasserstoff (CGH_2), Absorption in Metallhydriden (MH_2) und die Absorption an Kohlenstoff-Nanostrukturen (BÜNGER 2001).

Bei der **Flüssigwasserstoffspeicherung** (Liquid Hydrogen) erfolgt eine Abkühlung des Wasserstoffes auf -253 °C . Dadurch reduziert sich das Wasserstoffvolumen um 99 % und der Wasserstoff wechselt in die flüssige Zustandsform. Ein spezieller Kryotank, bestehend aus dem flüssigkeitsgefüllten

Innenbehälter, der sich aufgehängt in einem Außenbehälter befindet, sorgt mit einem sich im Zwischenraum befindlichen Vakuum für die nötige Isolierung. Steigt die Temperatur über die Siedetemperatur, wechselt der Wasserstoff in den gasförmigen Zustand. Die Flüssigwasserstoffspeicherung bietet sich vor allem für Wasserstofftransporte an. Dem derzeitigen Stand der Technik zufolge lässt sich der Wasserstoff bis zu zwei Wochen in den Kryospeichermedien speichern, sodass eine Wärmeübertragung mit der Konsequenz der Entgasung fast vollständig verhindert wird. Für die Verflüssigung ist 30 % des Energiegehalts des Wasserstoffs notwendig (WOLF 2003). Kryotanks mit einem Auslegungsdruck von 12 bar weisen Nutzvolumina von 5 m³ bis 75 m³ auf (DROSTE et al.). Nachteilig zu werten ist das nutzbare Speichervolumen der Tanks, das zum einen durch die Behälterausführung und zum anderen durch den maximalen Betriebsdruck von 1 - 10 bar deutlich begrenzt ist (BÜNGER 2001).

Die wohl weit verbreitetste Form der Wasserstoffspeicherung ist die **Druckgas-Wasserstoffspeicherung** (Compressed Gaseous Hydrogen). Bei diesem Verfahren wird der zu speichernde Wasserstoff zunächst sehr stark komprimiert und bei Drücken von 50 - 70 bar in Großtanks für die Industrie oder bei 300 - 750 bar in Hochdruckbehältern in der Automobilbranche gespeichert. Nachteilig zu werten ist der hohe Raumbedarf, das Gewicht und das geringe Speichervolumen der Tanks. Der Energiebedarf für diese Speicherform bebeläuft sich auf 15 % des Energiegehaltes des Wasserstoffes (WOLF 2003). Die Größen stehender oder liegender Druckbehälter mit 50 bar Druckauslegung für gasförmigen Wasserstoff liegen zwischen 50 m³ und 100 m³. Die Tanks bestehen für gewöhnlich aus korrosionsbeständigem Material (DROSTE et al. 2001 S. 1ff). Eine Speicherung ähnlich der in Erdgastanks mit Drücken bis zu 200 bar und Speichervolumina bis 100.000 m³ ist prinzipiell möglich. Im Vergleich zu der Flüssiggasspeicherung ist die Speicherdichte der Druckgasspeicherung um den Faktor 800 geringer; siehe dazu folgende Abbildung.



Quelle: WOLF 2003

Abbildung 6: Energiegehalt verschiedener Speicherformen

In Verbindung mit der Druckgasspeicherung steht auch die Speicherung von Wasserstoff in Kavernen. Nach HENEL et al. 2010 S. 72ff bieten **stationäre Kavernenspeicher** im Gegensatz zu Porenspeichern gute Voraussetzungen für die Wasserstoffspeicherung. Ähnlich der untertägigen Erdgasspeicherung kann auf eine 30-jährige Erfahrung im Bereich Erdgasspeicher zurückgegriffen werden. Die Gründe für eine bevorzugte Speicherung in ausgedienten Salzkavernen liegen zum einen bei einem geringen Explorationsrisiko, sowie höheren Umschlagsraten der Lagerstätten. CROTOGINO und HAMELMANN 2008 zufolge wird der Maximaldruck und somit die Speicherkapazität einer Kaverne in erster Linie durch die Mächtigkeit des über dem Speicher liegenden Gesteins bestimmt. Unter der Voraussetzung einer vorhandenen Tiefe von 900 Metern und einem Arbeitsdruck von 50 bis 160 bar sind 70 Mio Nm³ Wasserstoff als Arbeitsgas in Kavernen speicherbar. Je nach Dichte des Gesteins treten Leckagen in Größenordnungen von maximal 0,02 % auf. Ein geringerer Anteil an Kissengas in Salzkavernen verbessert zudem die Wirtschaftlichkeit der Gasspeicherung. Hinsichtlich der Rückverstromung ist von schlechteren Wirkungsgraden im Vergleich zu

Pump- und Druckluftspeichern auszugehen. KLEIMAIER 2010 zufolge liegen diese im Bereich von 30 %. Zwar bedarf es für diese Form der Wasserstoffspeicherung großer Kompressionen, um einen Energiegehalt von deutlich über 200 kWh je m³_{el} zu erzielen, jedoch belaufen sich die Kosten der Speicherung ähnlich der Erdgasspeicherung auf lediglich 0,2 - 0,5 Cent/kWh.

Alternative Speichermethoden, wie z.B. die chemische Bindung in Metallhydriden oder Graphitspeichern, befinden sich in der Entwicklungsphase und erlangen bei weitem noch nicht die Leistungsfähigkeit von Druckgas- oder Flüssiggasspeichern (WOLF 2003).

Aufgrund der hohen Speicherfähigkeit des bestehenden deutschen **Gasnetzes** ist die derzeitige Diskussion um eine direkte Aufnahme des aus Elektrolyse hergestellten Wasserstoffes in das bestehende Gasnetz groß. Erfahrungen mit wasserstoffhaltigen Gasen reichen bis in die 50er Jahre des letzten Jahrhunderts zurück; damals waren Wasserstoffanteile von bis zu 50 % zugelassen (BAJOHR et al. 2011 S. 14 ff). Gemäß dem Regelwerk des Deutschen Vereins des Gas- und Wasserfaches, das die Grundlage aller technisch-wissenschaftlichen Aktivitäten in der Gas- und Wasserwirtschaft bildet, sind laut Arbeitsblatt G 260 derzeit 5 % Wasserstoff im Erdgasnetz regelkonform. Ergebnisse aus EU-kofinanzierten Projekten zufolge sei eine Zumischung von Wasserstoff in Höhe von 15 % tolerierbar.

- **Vorschriften Wasserstoffspeicherung**

Aufgrund der Tatsache, dass das Fachgebiet Wasserstoff seit Jahrzehnten im Industriegeschehen angewendet und weiterentwickelt wird, finden sich für die Herstellung, Speicherung und Lagerung eine Vielzahl von Gesetzen, Vorschriften und Normen, die sich konkret auf die Erzeugung, Lagerung, den Transport und den Verbrauch beziehen.

In Deutschland gelten vornehmlich die Sicherheitsvorschriften für brennbare Gase sowie Maßnahmen der Explosionsschutzverordnung (Abstände, Ver-

meidung von Leckagen, Notfallmaßnahmen, Trennung von Anlageneinheiten, etc.).

Weiterhin zu beachten sind die Technischen Regeln für Druckbehälter und Rohrleitungen, die Gefahrstoffverordnung, Unfallverhütungsvorschriften, das Bundesimmissionsschutzgesetz, Merkblätter der Berufsgenossenschaft und sonstige VDI- und DIN-Normen.

Ein besonderes Augenmerk ist bei der Speicherung auf die Werkstoffwahl des Speichermediums zu legen. Wasserstoffversprödung und Spannungsrisskorrosionen fördern die Diffusionsproblematik. Für die Drucklagerung sind dementsprechend die Druckbehältervorschriften anwendbar sie sind für den industriellen Bereich ausreichend (DROSTE et al. S. 1ff).

2.5.5 Methanspeicherung

Ein Vorteil der Methanisierung des durch Elektolyse hergestellten Wasserstoffes mit Kohlenstoff ist die unbegrenzte Zumischbarkeit des erneuerbaren Methans in das Erdgasleitungsnetz. Weder technische noch organisatorische Anpassungen sind HENEL et al. 2011 S. 75 zufolge notwendig.

Dadurch kann Methan, im Gegensatz zur reinen Wasserstoffnutzung, in die bestehende Erdgasinfrastruktur aus Gasnetzen, Gasspeichern und Endverbrauchgeräten eingespeist und gespeichert werden. Zudem besitzt Methan aufgrund der dreifach höheren Energiedichte im Vergleich zu Wasserstoff einen dreifach geringeren Platzanspruch (SPECHT und STERNER 2010 S.51ff).

2.6 Einspeisung und Gaskonzentration

Um eine Einspeisung von Biogas in das allgemeine Erdgasnetz zu ermöglichen, muss es zuvor aufbereitet werden, damit die sogenannte Integrität zum Gas des Netzes besteht. Durch falsche Gaskonzentrationen und -mischungen kann es z.B. durch Korrosion zu Schäden an den Systemen kommen (DVGW 2010).

Brennwert und Wobbeindex (Maß für die Charakterisierung der Qualität von Brenngasen) müssen dabei am Einspeisepunkt denen des Gases im Netz entsprechen und können beim zuständigen Gasversorgungsunternehmen (Netzbetreiber) nachgefragt werden (STADTWERKE ESSEN AG 2008).

Der „Verein des Gas- und Wasserfaches e.V.“ erstellt Regelwerke zur Gasbeschaffenheit. Die für die Einspeisung vorrangig wichtigen Gasbestandteile sind Sauerstoff, Schwefelwasserstoff, Ammoniak und weitere Spurenkomponenten. Hinzu kommt jedoch aber auch der Feuchtegrad der Gaszusammensetzung. Die Feuchte gibt hierbei das Masseverhältnis des im Gasvolumen enthaltenen Wasserdampfes zur Masse von trockener Luft an.

Wichtig sind die Zusammensetzung und die Feuchte des Gases deshalb, weil der Brennwert des erzeugten Biogases um maximal 2 % vom Abrechnungsbrennwert abweichen darf. Der Abrechnungsbrennwert ist abhängig vom Netzbetreiber und kann jeweils erfragt werden. Da der Heizwert von Wasserstoff aufgrund der sehr hohen Verdampfungsenthalpie deutlich unter dem von z.B. Erdgas liegt, ist dies ein Grund dafür, den zulässigen Anteil von Wasserstoff im Erdgasnetz auf etwa 10 % (WIEDEMANN 2011 S. 32) zu beschränken.

Das Freiburger Engineering- und Forschungsunternehmen „DBU Gas- und Umwelttechnik“ hat ermittelt, dass sich bei einem 20-prozentigen Wasserstoffanteil der Gesamtbrennwert eines Gasgemisches um 15 % verringert. Der Wobbeindex hingegen nimmt bei gleicher Zumischung nur um etwa 5 % ab, da aufgrund der gegenüber Erdgas deutlich geringeren Dichte von Wasserstoff eine Teilkompensation erreicht wird (MÜLLER-SYRING et al. 2011

S. 75). Die nachfolgende Tabelle zeigt den Unterschied der Heizwerte von Wasserstoff und herkömmlichem Erdgas.

Tabelle 5: Heizwerte von Wasserstoff und (H-)Erdgas

Gemisch	Heizwert
Wasserstoff	33,33 kWh/kg
Erdgas (H-Gas)	10,6 kWh/kg

Quelle: LINDE GAS 2011

Viele der mit Gas betriebenen Endgeräte, beispielsweise Heizungen oder Gasherde, arbeiten auch problemlos mit Wasserstoffanteilen von bis zu über 20 %, allerdings darf der Grenzwert nur so hoch sein, dass alle in Verkehr gebrachte Endgeräte problemlos und ohne Schädigung betrieben werden können. Für Gaskraftwerke gibt es noch keine genauen Angaben (MÜLLER-SYRING et al. 2011 S. 75 und WIEDEMANN 2011 S. 32).

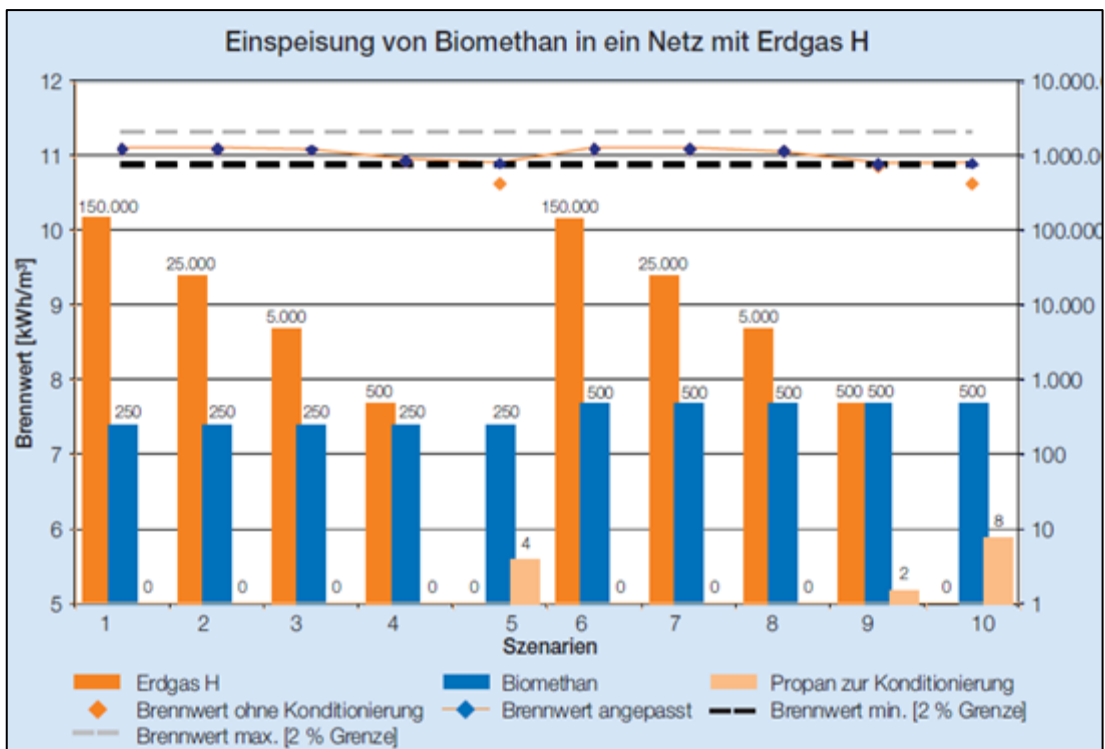
Laut des DVGW-Arbeitsblattes G 262 liegt der maximale festgelegte Wasserstoffgehalt bei 5 Volumenprozenten.

Der Anteil an Kohlenstoffdioxid wird auf maximale 6 Volumenprozent begrenzt. Laut G 260 darf der Sauerstoffanteil bei trockenen Gasnetzen 3 Volumenprozent nicht überschreiten. Wegen erhöhter Korrosionsgefahr fällt der Grenzwert mit 0,5 Volumenprozent deutlicher niedriger aus, falls es sich um ein feuchtes Gasnetz handelt (DVGW 2010).

Wie schon die Rahmenbedingungen der europäisch aktiven Gastransportunternehmen für die Grenzübergangspunkte vorsehen, liegt der Richtwert des Gesamtschwefelgehaltes im Erdgas bei 30 mg/m³. Dieser Wert beinhaltet keine Zusätze zur Odorierung des Gases. Eine Odorierung hat Sicherheitsvorteile, da sie den Gasgeruch verstärkt und bei Leckagen diese schneller auffindbar macht.

Im Jahr 2011 wurde die Grenze für das an die Umgebung abgegebene Methan in der Gasnetzzugangsverordnung (GasNZV) verschärft. Der Methanschlupf gibt das Verhältnis des an die Umgebung abgegebenen Methans zur Gesamtmenge an erzeugtem Methan an. Nunmehr darf dieser Methan-

schlupf nicht mehr als 0,5 % betragen. Die Emission von Schwefelwasserstoff an die Umgebung ist wegen seiner Giftigkeit auf $2,9 \text{ mg/m}^3$ beschränkt. Dieser Wert findet sich in der „Technischen Anleitung zur Reinhaltung der Luft“ (TA Luft), herausgegeben vom Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. Als Gasbegleitstoff liegt die Höchstmenge für die Einspeisung bei 5 mg/m^3 . Der Wassergehalt darf nicht mehr als 50 mg/m^3 betragen (STADTWERKE ESSEN AG 2008).



Quelle: DBI-GTI gGmbH

Abbildung 7: Einspeisung von Biomethan in ein (H-)Erdgasnetz

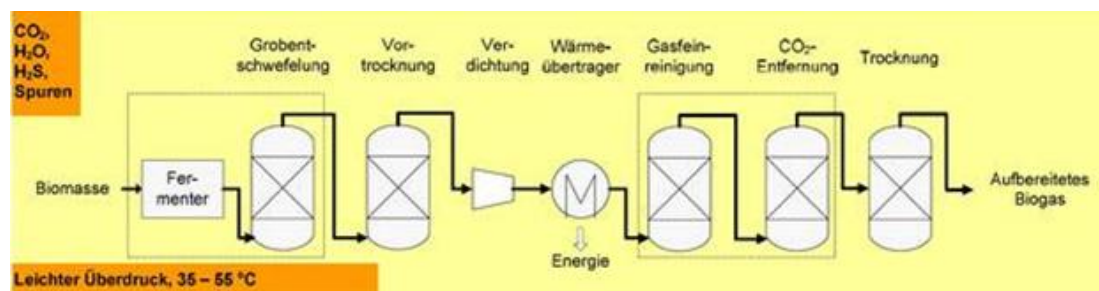
2.6.1 Aufbereitung

Zwar wird die 5-Prozentgrenze für den Wasserstoffgehalt bei der Erzeugung von Biogas selten erreicht, jedoch liegt der Schwefelwasserstoffgehalt im Biogas deutlich höher, als es die Maximalwerte erlauben. Um das Biogas in

die lokalen Erdgasnetze einspeisen zu dürfen, bedarf es einer Aufbereitung in Form einer Entschwefelung.

Außer dem Restgasstrom aus der Aufbereitung weisen die Restgase keine zu hohe H_2S -Konzentration oder andere schädigende Spurenstoffkonzentrationen auf. Allerdings liegen die Methanbeimischungen in diesem Restgas für die untersuchten Aufbereitungsverfahren deutlich über dem Grenzwert von 0,5 %, so dass Nachbehandlungssysteme erforderlich sind.

Nach *DVGW (2010)* wurden in den bisherigen Studien für Rohbiogase Carbonsäuren, Alkohole und Restkohlenwasserstoffe aus nachwachsenden Rohstoffen als unproblematisch betrachtet. Diese Verbindungen konnten nur in sehr geringen Mengen nachgewiesen werden. Die nachstehende Abbildung veranschaulicht grob den Ablauf der Biogasaufbereitung.



Quelle: EBI

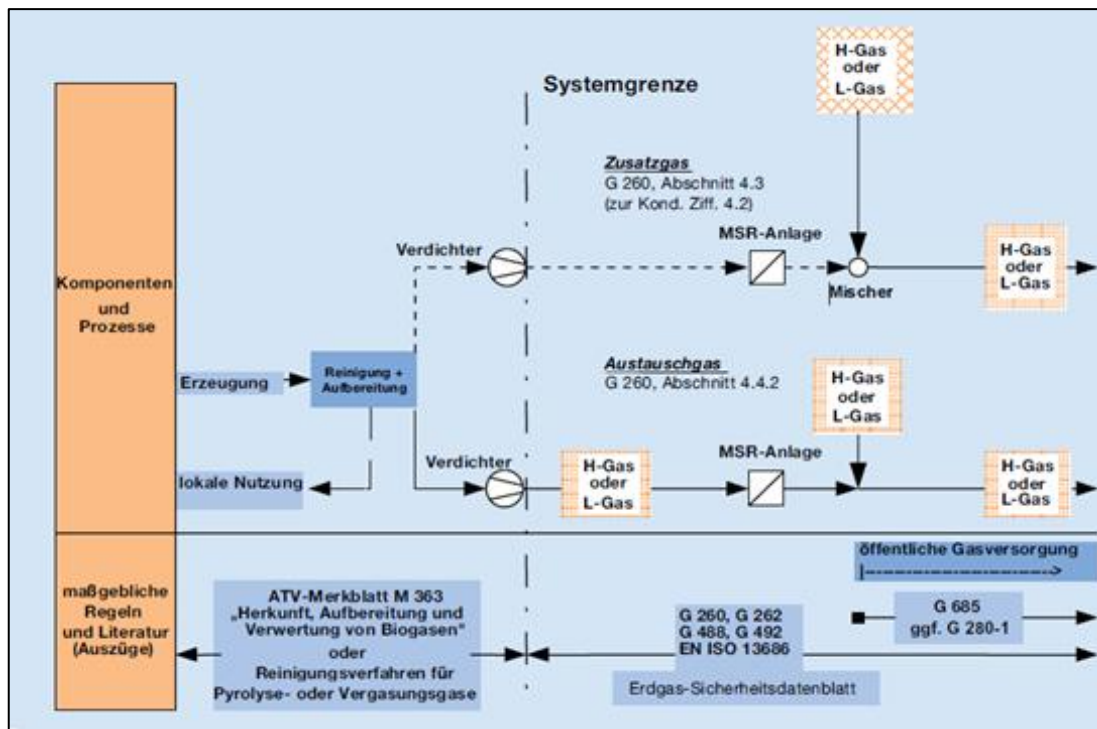
Abbildung 8: Prinzipieller Aufbau einer Biogasaufbereitung

Gelegentlich konnten Spuren von Silizium im Rohbiogas, also dem noch nicht aufbereiteten Gas, nachgewiesen werden. Es wird jedoch angenommen, dass dieses Silizium durch den Einsatz von Reinigungsmitteln und Entschäumern vorhanden ist. Siloxane, d. h. Verbindungen aus Wasserstoffatomen und Alkylgruppen, bewirken einen erhöhten Verschleiß in den Anlagen. Um diese Schäden zu vermeiden und potentiell anfallende Reparatur- / Wartungskosten zu senken, ist es wichtig, herauszufinden, wo genau die Ursache für die Siliziumspuren liegt.

Die Einspeisung kann nur erfolgen, wenn grundlegende Bedingungen erfüllt werden (vgl. Abbildung 9). Dazu zählen unter anderem, dass die Messung der eingespeisten Gasmengen und deren Brennwerte mit geeichten Messinstrumenten erfolgen und die Ergebnisse registriert werden. Die Kataloge der Stadtwerke der Stadt, in deren Gasnetz das Biogas eingespeist werden soll, verlangen, dass bei möglichen Konzentrationsschwankungen und zu erwartenden Überschreitungen der Grenzwerte bestimmter Komponenten, wie z.B. H₂S, O₂ oder CO₂, die Konzentrationen dieser Komponenten kontinuierlich überwacht werden.

Der Einspeiser ist dafür verantwortlich, dass bei Ausfall oder Störung der Messinstrumente die Anlage problemlos und ohne negative Folgen für das nachgelagerte Netz weitergefahren wird und gegebenenfalls durch Ersatzgeräte abgesichert ist. Rein technisch muss sichergestellt sein, dass das Gasnetz die einzuspeisende Biogasmenge aufnehmen kann. Es muss berücksichtigt werden, ob sich bereits eingespeistes Biogas im Gasnetz befindet und wie groß dessen Menge ist.

Laut den Einspeiseregulungen der Stadtwerke Suhl/Zella-Mehlis muss „die jederzeitige Abnahme des eingespeisten Biomethans an der Ausspeisung [...] vertraglich und physikalisch gesichert sein.“ Abweichungen hiervon können auf Basis der Bilanzausgleichsmöglichkeit des Energie-Wirtschaftsgesetzes (EnWG) und der Gasnetzzugangsverordnung (GasNZV) geschaffen werden. Dies gilt auch für den Ausfall der Biogaseinspeisung (SWSZ 2007).



Quelle: DVGW

Abbildung 9: Verfahrens- und Regelübersicht

Nachfolgend die DVGW-Richtlinien (Auszug aus „Technische Mindestanforderungen für die Auslegung und den Betrieb dezentraler Erzeugungsanlagen zur Einspeisung von Biomethan in das Gasversorgungsnetz der Städtische Werke Aktiengesellschaft gemäß § 19 Abs. 2 EnWG“), die beim Bau und dem Betrieb von Anlagen oder einzelner Elemente dieser Anlagen, die der Aufbereitung und/oder der Einspeisung dienen, explizit eingehalten werden müssen:

- G 462 Gasleitungen aus Stahlrohren bis 16 bar Betriebsdruck – Errichtung
- G 472 Gasleitungen bis 10 bar Betriebsdruck aus Polyethylen (PE 80, PE 100 und PE-Xa) - Errichtung
- G 491 Gas-Druckregelanlagen für Eingangsdrücke bis einschließlich 100 bar; Planung, Fertigung, Errichtung, Prüfung, Inbetriebnahme und Betrieb

- G 492 Gas-Messanlagen für einen Betriebsdruck bis einschließlich 100 bar; Planung, Fertigung, Errichtung, Prüfung, Inbetriebnahme, Betrieb und Instandhaltung
- G 497 Verdichteranlagen

Der Druck des einzuspeisenden Gases muss dem des sich im bestehenden Netz befindenden Gases angepasst werden und die Einspeiseanlage muss beidseitig mit Druckabsicherungen bestückt sein. Die Odorierung des Biogases ist nach DVGW-Richtlinie G280-1 durchzuführen und die Geruchsstoffe der Biogase als auch die des Netzgases müssen homogen sein.

Damit geplant und im Endeffekt gewährleistet werden kann, dass die Gesamtbio gasmenge im Gasnetz auch zu Zeiten des geringsten Bedarfs die Abnahme durch die Verbraucher nicht übersteigt, ist der Einspeiser dazu verpflichtet, Angaben über die min. und max. lieferbare Gasmenge [m³/h] und auftretende zeitliche Besonderheiten zu machen.

Sowie Grenzwerte für Stoffkonzentrationen den Regelungen der Netzanbieter unterliegen und von Region zu Region voneinander abweichen können, sind auch Regelungen bezüglich der Einspeiseorte etc. individuell mit den Netzanbietern zu vereinbaren.

2.7 Zwischenfazit

In der Praxis bestehen verschiedene Verfahren und Möglichkeiten zur Erzeugung von Wasserstoff per Elektrolyse bzw. zur Methanisierung. Es haben sich vor allem die alkalische Elektrolyse sowie zweiphasige Reaktorkonzepte im Bereich der Methanisierung aufgrund hoher nachgewiesener Leistungsbereiche etabliert. Während bei der Wasserstofferzeugung in moderaten Teillastbereichen schon Systemwirkungsgrade in Höhe von 78 % bis 85 % erzielt werden können, führt eine zusätzliche Methanisierung infolge eines hohen Gasstrombedarfs sowie eine anschließende Rückverstromung zu einem deutlich geringeren Gesamtwirkungsgrad. Zukünftige technische Innovationen und Verbesserungen könnten Systemwirkungsgrade erhöhen und einzelne Verfahrensschritte effizient auf Erneuerbare Energiequellen abstimmen. Im Rahmen derzeitiger Forschungsvorhaben ist zudem davon auszugehen, dass die kommerzielle Verfügbarkeit der Power-to-Gas-Technologie in den nächsten Jahren deutlich gesteigert werden kann.

Weiterer Forschungsbedarf besteht im Bereich der Wasserstoffzwischen-speicherung bzw. -einspeisung. Zwar stehen dem deutschen Erdgasnetz große Speicherkapazitäten zur Verfügung, die praktische Umsetzung der Wasserstoffzumischung sowie die Erfüllung gesetzlicher Vorgaben und technischer Regelwerke stellen jedoch große Herausforderungen dar. In diesem Zusammenhang tritt die Erzeugung von erneuerbarem Methan, dessen Energiedichte die des Wasserstoffs um das Dreifache übertrifft, als sinnvolle Alternative in den Vordergrund.

3 Rechtliche Regelungen

3.1 Stand der gesetzlichen Regelungen (EEG)

In die überarbeitete Fassung des Erneuerbaren-Energie-Gesetzes (EEG), welches ab dem 1. Januar 2012 gültig ist, wurden die Begriffe „Biomethan“ und „Speichergas“ aufgenommen. Laut Gesetz handelt es sich bei „Biomethan“ um ein „Biogas oder sonstige gasförmige Biomasse, das oder die aufbereitet und in das Erdgasnetz eingespeist worden ist“ (§ 3 Abs. 2c).

Bei „Speichergas“ handelt es sich um jede Art von Gas, das keine Erneuerbare Energie ist, aber zum Zweck der Zwischenspeicherung von Strom aus Erneuerbaren Energien erzeugt wird. Dabei darf das „Speichergas“ nur unter Einsatz von Strom produziert werden, der aus Erneuerbaren Energien stammt (§ 3 Abs. 9a). Demnach ist Methan aus Windkraft kein Biomethan, sondern Speichergas.

Zur Erklärung sei hier ebenfalls der Begriff „Anlage“ definiert. Eine Anlage ist jede Einrichtung zur Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien oder aus Grubengas. Als solche gelten auch Anlagen, die zwischengespeicherte Energie, die ausschließlich aus Erneuerbaren Energien oder aus Grubengas stammt, aufnehmen und in elektrische Energie umwandeln (§ 3 Abs. 1).

- Anschluss

Die Netzbetreiber sind dazu verpflichtet, Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien unverzüglich und vorrangig an ihr Netz anzuschließen. Es ist der Verknüpfungspunkt (Stelle des Netzanschlusses) zu wählen, der hinsichtlich der Spannungsebene geeignet ist und Luftlinie die kürzeste Entfernung zum Standort der Anlage aufweist. Von den beiden genannten Punkten kann abgewichen werden, wenn ein anderes Netz einen

technisch und wirtschaftlich günstigeren Verknüpfungspunkt aufweist (§ 5 Abs. 1). Die Pflicht zum Netzanschluss besteht auch dann, wenn die Abnahme des Stroms erst durch die Optimierung, die Verstärkung oder den Ausbau des Netzes möglich wird (§ 5 Abs. 4).

- **Technische Vorgaben**

Anlagen einschließlich KWK-Anlagen mit einer installierten Leistung von mehr als 100 KW müssen mit technischen Einrichtungen ausgestattet sein, mit denen der Netzbetreiber jederzeit:

- a. die Einspeiseleistung bei Netzüberlastung ferngesteuert reduzieren kann und
- b. die jeweilige Ist-Einspeisung abrufen kann (§ 6 Abs. 1 Satz 1 und 2).

Die Möglichkeit der ferngesteuerten Reduzierung durch den Netzbetreiber gilt ebenfalls für Anlagen, welche Strom aus solarer Strahlungsenergie erzeugen und über eine installierte Leistung von mehr als 30 KW und höchstens 100 KW verfügen.

Bei Anlagen mit maximal 30 KW gibt es die Wahl zwischen der ferngesteuerten Reduzierung oder einer Begrenzung der maximalen Wirkleistungseinspeisung am Verknüpfungspunkt auf 70 % (§ 6 Abs. 2 Satz 2).

Bei Strom aus Biogas muss sichergestellt werden, dass bei der Erzeugung ein neu zu errichtendes Gärrestlager am Standort der Biogaserzeugung technisch gasdicht abgedeckt ist. Die hydraulische Verweilzeit in dem gasdichten und an eine Gasverwertung angeschlossenen System muss mindestens 150 Tage betragen. Außerdem muss bei der Erzeugung darauf geachtet werden, dass zusätzliche Gasverbrauchseinrichtungen zur Vermeidung einer Freisetzung von Biogas verwendet werden (§ 6 Abs. 4 Satz 1 und 2).

Bei Windenergieanlagen muss sichergestellt werden, dass am Verknüpfungspunkt mit dem Netz die Anforderungen der Systemdienstleistungsverordnung erfüllt werden (§ 6 Abs. 5).

- **Abnahme, Übertragung und Verteilung**

Die Netzbetreiber sind dazu verpflichtet, den gesamten angebotenen Strom aus Erneuerbaren Energien unverzüglich und vorrangig abzunehmen, zu übertragen und zu verteilen (§ 8 Abs. 1).

- **Härtefallregelungen beim Einspeisemanagement**

Kommt es aufgrund eines Netzengpasses zu einer Reduzierung der Einspeisung von Strom aus Erneuerbaren Energien, werden die betroffenen Anlagenbetreiber für 95 % der entgangenen Einnahmen entschädigt. Die Kosten der Entschädigung sind von dem Netzbetreiber zu tragen, in dessen Netz die Ursache zu finden ist (§ 12 Abs. 1).

- **Kosten**

Die Kosten des Anschlusses der Anlage zur Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien an den Verknüpfungspunkt und die Kosten für die Messeinrichtungen zur Erfassung des gelieferten und bezogenen Stroms trägt der Anlagenbetreiber (§ 13 Abs. 1).

Die Kosten, die im Rahmen einer Kapazitätserweiterung anfallen (Optimierung, Verstärkung und Ausbau des Netzes), trägt der Netzbetreiber (§ 14).

- Einspeisevergütung

➤ Windenergie

Für Strom aus Windenergieanlagen beträgt die Vergütung **4,87 Cent/KWh (Grundvergütung)** (§ 29 Abs. 1).

Davon abweichend beträgt die Vergütung in den **ersten fünf Jahren** ab der Inbetriebnahme der Anlage **8,93 Cent/KWh (Anfangsvergütung)**. Dies gilt für Windkraftanlagen, die einen Ertrag von mehr als 150 % des Referenzertrags erzielen (die also an windreichen Standorten stehen). Unterschreitet die Anlage 150 % der Referenzanlage, verlängert sich die Frist der Anfangsvergütung um zwei Monate je 0,75 % des Referenzertrages, der unterschritten wird (Eine Windkraftanlage, die z. B. 120 % des Referenzertrages erzielt, erhält demnach $5 \text{ Jahre} + 40 \times 2 \text{ Monate} = 11 \text{ Jahre } 8 \text{ Monate}$ die erhöhte Vergütung [$150 - 120 = 30$, $30/0,75 \% = 40$]).

Um den Referenzertrag zu bestimmen, wird eine Referenzanlage benötigt. Dabei handelt es sich um eine Windenergieanlage eines bestimmten Typs an einem Referenzstandort. Der Referenzertrag ergibt sich aus der Strommenge, die dieser Typ rechnerisch in fünf Betriebsjahren erbringen würde.

Weiterhin erhöht sich die Anfangsvergütung für Strom aus Windenergieanlagen, die vor dem 1. Januar 2015 in Betrieb genommen worden sind, um **0,48 Cent/KWh (Systemdienstleistungs-Bonus)**, wenn ab dem Zeitpunkt der Inbetriebnahme der Verknüpfungspunkt der Anlage mit dem Netz die Anforderungen der Systemdienstleistungs-Verordnung erfüllt (§ 29 Abs. 2).

Anlagen mit einer installierten Leistung bis einschließlich 50 KW gelten als Anlagen mit einem Ertrag von 60 % ihres Referenzertrages (§ 29 Abs. 3).

➤ **Biomasse**

Die folgende Tabelle zeigt die Vergütung für Strom aus Biomasse im Sinne der Biomasseverordnung (§ 27 Abs. 1).

Tabelle 6: Vergütung für Strom aus Biomasse

Bemessungsleistung	Cent pro Kilowattstunde
bis einschließlich 150 Kilowatt	14,3
bis einschließlich 500 Kilowatt	12,3
bis einschließlich 5 Megawatt	11,0
bis einschließlich 20 Megawatt	6,0

Diese genannten Vergütungssätze **erhöhen** sich um folgende Beträge (vgl. Tabelle 7), vorausgesetzt der Strom wird entsprechend dem jeweiligen Einsatzstoff-Energieertrag aus Einsatzstoffen der Anlage 2 zur Biomasseverordnung erzeugt (§ 27 Abs. 2).

Tabelle 7: Erhöhung der Vergütungssätze I

Bemessungsleistung	Cent pro Kilowattstunde
bis einschließlich 500 Kilowatt	um 6,0
bis einschließlich 750 Kilowatt	um 5,0
bis einschließlich 5 Megawatt	um 4,0
wenn Rinde oder Waldrestholz verwendet werden, bis einschließlich 5 Megawatt	um 2,5

Die Vergütungssätze **erhöhen** sich ebenfalls (vgl. Tabelle 8), wenn der Strom entsprechend dem jeweiligen Einsatzstoff-Energieertrag aus Einsatzstoffen der Anlage 3 zur Biomasseverordnung erzeugt wird (§ 27 Abs. 2).

Tabelle 8: Erhöhung der Vergütungssätze II

Bemessungsleistung	Cent pro Kilowattstunde
bis einschließlich 5 Megawatt oder im Fall von Strom aus Gülle	um 8,0
bis einschließlich 500 Kilowatt	um 8,0
bis einschließlich 5 Megawatt	um 6,0

Für Anlagen, die Biogas einsetzen und nach dem 31. Dezember 2013 in Betrieb genommen werden, gelten die genannten Absätze 1 und 2 nur, wenn die installierte Leistung 750 KW nicht übersteigt (§ 27 Abs. 3).

Die genannten Vergütungsansprüche (Abs. 1 und 2) bestehen nur und solange mindestens 25 % bis zum Ende des nachfolgenden Kalenderjahres nach der Inbetriebnahme und danach 60 % des Stroms in Kraft-Wärme-Kopplung erzeugt wird oder der Strom in Anlagen erzeugt wird, die zur Biogaserzeugung in dem jeweiligen Kalenderjahr durchschnittlich einen Anteil von Gülle von mindestens 60 Masseprozent einsetzen (§ 27 Abs. 4).

Wird diese Auflage nicht eingehalten, verringert sich der Vergütungsanspruch nach § 27 Abs. 1 nach Ende des fünften Kalenderjahres nach Geltendmachung des Anspruches auf 80 % der Vergütung. Dies gilt für jedes Kalenderjahr, für das keine Voraussetzung nachgewiesen wird, sofern alle übrigen Voraussetzungen nachgewiesen werden (§ 27 Abs. 7).

Der Vergütungsanspruch besteht nur, wenn der Anlagenbetreiber durch eine Kopie eines Einsatzstoff-Tagebuchs nachweisen kann, welche Biomasse eingesetzt wird. Es müssen Angaben und Belege über Art, Menge und Einheit sowie Herkunft der eingesetzten Stoffe aufgeführt sein. Darüber hinaus gelten die Vergütungsansprüche nur, wenn folgende Punkte erfüllt werden:

- a. der Anteil von Mais (Ganzpflanze) und Getreidekorn (einschließlich CCM, Körnermais, Lieschkolbenschrot) darf in jedem Kalenderjahr

insgesamt höchstens 60 Masseprozent betragen, wenn der Strom aus Anlagen stammt, die Biogas zur Erzeugung einsetzen

- b. wird zur Stromerzeugung Biomethan eingesetzt, welches aus einem Erdgasnetz entnommen wird, darf die Erzeugung des Stroms nur in Kraft-Wärme-Kopplung nach Maßgabe der Anlage 2 des EEG erfolgen

Für Anlagen, die flüssige Biomasse einsetzen, gilt die Vergütung nur für den Stromanteil aus flüssiger Biomasse, die zur Anfahr-, Zünd- und Stützfeuerung notwendig ist (§ 27 Abs. 5).

Werden die genannten Punkte (§ 27 Abs. 4 und 5) nicht eingehalten, verringert sich der Vergütungsanspruch in dem jeweiligen Kalenderjahr insgesamt auf den tatsächlichen Monatsmittelwert der Stundenkontrakte am Spotmarkt der Strombörse EPEX Spot SE in Leipzig.

Bei erstmaliger Inanspruchnahme des Vergütungsanspruchs und danach jährlich muss nachgewiesen werden, dass die jeweiligen Voraussetzungen erfüllt werden (§ 27 Abs. 6).

→ Vergärung von Bioabfällen

Die Vergütung für Strom aus Anlagen, die Biogas einsetzen, das durch anaerobe Vergärung von Biomasse mit durchschnittlichen mindestens 90 Masseprozent gewonnen worden ist, ist in der folgenden Tabelle dargestellt (§ 27a Abs. 1).

Tabelle 9: Vergütung für Biogas

Bemessungsleistung	Cent pro Kilowattstunde
bis einschließlich 500 Kilowatt	16,0
bis einschließlich 20 Megawatt	14,0

Diese genannten Vergütungen können nicht mit den weiter oben aufgeführten Vergütungen für Strom aus Biomasse kombiniert werden (§27a Abs. 4).

Der Vergütungsanspruch besteht nur, wenn die Einrichtungen zur anaeroben Vergärung unmittelbar mit einer Einrichtung zur Nachrotte der festen Gärrückstände verbunden sind und die nachgerotteten Gärrückstände stofflich verwertet werden (§ 27a Abs. 3).

→ Vergärung von Gülle

Für Strom aus Anlagen, die Biogas einsetzen, das durch anaerobe Vergärung von Biomasse gewonnen wird, beträgt die Vergütung **25,0 Cent/KWh**, wenn

- a. die Stromerzeugung am Standort der Biogaserzeugungsanlage erfolgt,
- b. die installierte Leistung am Standort der Biogaserzeugungsanlage insgesamt höchstens 75 KW beträgt und
- c. zur Erzeugung des Biogases in dem jeweiligen Kalenderjahr durchschnittlich ein Anteil von Gülle (laut Anlage 3 Biomasseverordnung) von mindestens 80 Masseprozent eingesetzt wird (§ 27b Abs. 1).

Diese Vergütung kann nicht mit den weiter oben aufgeführten Vergütungen für Strom aus Biomasse kombiniert werden (§27b Abs. 2).

→ Gemeinsame Vorschriften für gasförmige Energieträger

Unter den folgenden Voraussetzungen gilt aus einem Erdgasnetz entnommenes Gas jeweils als Deponiegas, Klärgas, Grubengas, Biomethan oder **Speichergas**:

- a. Die Menge des entnommenen Gases im Wärmeäquivalent am Ende eines Kalenderjahres entspricht der Menge von Deponie-, Klär-, Gruben-, Speichergas oder Biomethan, die an anderer Stelle in das Erdgasnetz eingespeist wurde.
- b. Für den gesamten Transport und Vertrieb des Gases (Herstellung oder Gewinnung, Einspeisung in das Erdgasnetz und Transport in diesem, sowie Entnahme) werden Massenbilanzsysteme verwendet (§ 27c Abs. 1).

- **Solare Strahlungsenergie**

Für Strom aus solarer Strahlungsenergie beträgt die Vergütung **21,11 Cent/KWh**. Unter bestimmten Voraussetzungen verringert sich die Vergütung nach § 20a. Dies ist z. B. der Fall, wenn die Anlage

- a. an oder auf einer baulichen Anlage angebracht ist, die vorrangig zu anderen Zwecken als der Stromerzeugung aus solarer Strahlungsenergie errichtet worden ist
- b. auf einer Fläche errichtet worden ist, für die verschiedene bebauungsrechtliche Auflagen durch das Baugesetzbuch vorliegen
- c. im Bereich eines beschlossenen Bebauungsplans im Sinne des § 30 des Baugesetzbuches errichtet worden ist und
 - i. der Bebauungsplan vor dem 1. September 2003 aufgestellt und später nicht mit dem Zweck geändert worden ist, eine Anlage zur Erzeugung von Strom aus solarer Strahlungsenergie zu errichten,
 - ii. der Bebauungsplan vor dem 1. Januar 2010 für die Fläche, auf der die Anlage errichtet worden ist, ein Gewerbe- oder Industriegebiet im Sinne der §§ 8 und 9 der Baunutzungsverordnung ausgewiesen hat, auch wenn die Festsetzung

nach dem 1. Januar 2010 zumindest auch mit dem Zweck geändert worden ist, eine Anlage zur Erzeugung von Strom aus solarer Strahlungsenergie zu errichten, oder

- iii. der Bebauungsplan nach dem 1. September 2003 zumindest auch mit dem Zweck der Errichtung einer Anlage zur Erzeugung von Strom aus solarer Strahlungsenergie aufgestellt worden ist und sich die Anlage auf Flächen befindet, die längs von Autobahnen oder Schienenwegen liegen, und sie in einer Entfernung bis zu 110 Metern, gemessen vom äußeren Rand der befestigten Fahrbahn, errichtet worden ist (EEG §32 Abs.1).

Abweichend von der genannten Vergütung beträgt die Vergütung **22,07 Cent/KWh** abzüglich der Verringerung nach § 20a, wenn die Anlage im Bereich eines beschlossenen Bebauungsplans (§ 30 Baugesetzbuch) errichtet worden ist. Dieser Bebauungsplan muss allerdings vor dem 1. September 2003 mit dem Zweck der Errichtung einer Anlage zur Stromerzeugung aus solarer Strahlungsenergie aufgestellt worden sein und einer der folgenden Punkte muss gelten

- a. die Anlage befindet sich auf einer Fläche, die zum Zeitpunkt des Beschlusses über die Aufstellung oder Änderung des Bebauungsplan bereits versiegelt war oder
- b. die Anlage befindet sich auf Konversionsflächen aus wirtschaftlicher, verkehrlicher, wohnungsbaulicher oder militärischer Nutzung. Darüber hinaus liegt die Fläche zum Zeitpunkt des Beschlusses über die Aufstellung oder Änderung des Bebauungsplans nicht in einem Naturschutzgebiet oder Nationalpark (§ 32 Abs. 2).

Die Vergütung für Strom aus Anlagen, die ausschließlich in, an oder auf einem Gebäude oder einer Lärmschutzwand angebracht sind, ist in der folgenden Tabelle dargestellt.

Tabelle 10: Vergütung für solare Strahlungsenergie

installierte Leistung	Cent pro Kilowattstunde
bis einschließlich 30 Kilowatt	28,74
bis einschließlich 100 Kilowatt	27,30
bis einschließlich 1 Megawatt	25,86
mehr als 1 Megawatt	21,56

Hier gelten ebenfalls die Verringerung nach § 20a (§ 33 Abs. 1).

Auch wenn der Anlagenbetreiber oder Dritte den Strom selbst verbrauchen, besteht für die in § 33 Abs. 1 genannten Anlagen mit einer installierten Leistung bis einschließlich 500 KW ein Vergütungsanspruch. Der Strom muss dabei in unmittelbarer räumlicher Nähe der Anlage verbraucht werden; dies muss nachgewiesen werden und der Strom darf nicht durch ein Netz geleitet werden. Für diesen Strom **verringert** sich die Vergütung nach § 33 Abs. 1

- a. um **16,38 Cent/KWh** für den Stromanteil, der 30 % der im selben Jahr durch die Anlage erzeugten Strommenge nicht übersteigt und
- b. um **12,00 Cent/KWh** für den Stromanteil, der 30 % der im selben Jahr durch die Anlage erzeugten Strommenge übersteigt (§ 33 Abs. 2).

- Vergütungsanspruch

Netzbetreiber müssen Anlagenbetreibern Strom aus Anlagen, die ausschließlich Erneuerbare Energien einsetzen, mindestens nach den unter Punkt 6 aufgeführten Beträgen vergüten. Die gilt nur für Strom, der tatsächlich abgenommenen wurde oder für Strom aus solarer Strahlungsenergie der nach Maßgabe des § 33 Abs. 2 (siehe oben) selbst verbraucht wird (§ 16 Abs. 1).

Diese Vergütungsverpflichtung besteht auch dann, wenn der Strom vor der Einspeisung in das Netz zwischengespeichert worden ist. In diesem Fall bezieht sich die Vergütung auf die Strommenge, die aus dem Zwischenspeicher in das Netz eingespeist wird. Die Vergütungshöhe richtet sich nach der Höhe der Vergütung, die der Netzbetreiber bei einer Einspeisung des Stroms in das Netz ohne Zwischenspeicher zahlen müsste. Die unter Absatz 1 genannte Verpflichtung besteht auch bei einem gemischten Einsatz von Erneuerbaren Energien und Speichergas (§ 16 Abs. 2).

Machen Anlagenbetreiber ihren Vergütungsanspruch geltend, so sind sie dazu verpflichtet, dem Netzbetreiber den gesamten in dieser Anlage erzeugten Strom

- a. für den ein Vergütungsanspruch nach Absatz 1 besteht
- b. der nicht von ihnen selbst oder von Dritten in unmittelbarer räumlicher Nähe zur Anlage verbraucht wird und
- c. der durch ein Netz geleitet wird

zur Verfügung zu stellen. Außerdem dürfen sie den Strom nicht als Regelenergie vermarkten (§ 16 Abs. 3).

- **Verringerung des Vergütungsanspruchs**

Der Vergütungsanspruch verringert sich auf Null, solange Anlagenbetreiber gegen die technischen Auflagen gemäß § 6 (siehe Punkt 2) verstoßen (§ 17 Abs. 1).

Der Vergütungsanspruch verringert sich auf den tatsächlichen Monatsmittelwert des energieträgerspezifischen Marktwerts (Anlage 4 Nr. 1.1)

- a. solange Anlagenbetreiber den Standort und die installierte Leistung ihrer Anlage zur Stromerzeugung aus solarer Strahlungsenergie nicht an die Bundesnetzagentur oder einen Dritten, der zur Führung eines Anlagenregisters verpflichtet ist, übermittelt haben,
- b. solange Anlagenbetreiber im Falle der Errichtung eines allgemeinen Anlagenregisters die Eintragung der Anlage in das Anlagenregister nicht beantragt haben oder
- c. solange Anlagenbetreiber gegen § 16 Abs. 3 verstoßen (siehe oben unter Punkt 7. Vergütungsanspruch) (§ 17 Abs. 2).

- **Vergütungsberechnung**

Die Höhe der Vergütung für Strom bestimmt sich

- a. bei Biomasse anteilig nach der Bemessungsleistung der Anlage und
- b. bei solarer Strahlungsenergie in, an oder auf Gebäuden nach der installierten Leistung der Anlage

im Verhältnis zu dem jeweils anzuwendenden Schwellenwert. In den Vergütungen ist die Umsatzsteuer nicht enthalten (§ 18 Abs. 1 und 2).

- Vergütung für Strom aus mehreren Anlagen

Mehrere Anlagen gelten unabhängig von den Eigentumsverhältnissen und ausschließlich zum Zweck der Ermittlung der Vergütung für den jeweils zuletzt in Betrieb gesetzten Generator als eine Anlage, wenn

- a. sie sich auf demselben Grundstück oder sonst in unmittelbarer räumlicher Nähe befinden,
- b. sie Strom aus gleichartigen Erneuerbaren Energien erzeugen,
- c. der in ihnen erzeugte Strom nach den Regelungen des EEGs in Abhängigkeit von der Bemessungsleistung oder der installierten Leistung der Anlage vergütet wird und
- d. sie innerhalb von zwölf aufeinanderfolgenden Kalendermonaten in Betrieb genommen worden sind.

Anlagenbetreiber können Strom aus mehreren Generatoren, die gleichartige Erneuerbare Energien einsetzen, über eine gemeinsame Messeinrichtung abrechnen. In diesem Fall ist für die Berechnung der Vergütung, vorbehaltlich den Bestimmungen für Strom aus mehreren Anlagen (Abs. 1), die Bemessungsleistung jeder einzelnen Anlage maßgeblich (§ 19 Abs. 2).

Wenn Strom aus mehreren Windenergieanlagen, für die sich unterschiedliche Vergütungshöhen errechnen, über eine gemeinsame Messeinrichtung abgerechnet wird, erfolgt die Zuordnung der Strommengen im Verhältnis der jeweiligen Referenzerträge (§ 19 Abs. 3).

- Absenkungen von Vergütungen und Boni

Die Vergütungen und Boni für Biomasse und Windenergie (siehe Punkt 6.1 und 6.2) gelten für Strom aus Anlagen, die vor dem 1. Januar 2013 in Betrieb genommen werden. Weiterhin gelten sie für Anlagen, die nach dem 31. Dezember 2012 in Betrieb genommen werden mit der Maßgabe, dass sich die

Vergütungen und Boni wie unten dargestellt verringern. Dabei gelten die zum jeweiligen Inbetriebnahmezeitpunkt errechneten Vergütungen und Boni für die gesamte Vergütungsdauer (§ 20 Abs. 1).

Die Vergütungen und Boni **verringern** sich jährlich zum 1. Januar für Strom aus **Windenergie**

- a. aus Offshore-Anlagen ab dem Jahr 2018 um **7,0 %** und
- b. aus sonstigen Anlagen ab dem Jahr 2013 um **1,5 %** (§ 20 Abs. 2 Nr. 7).

Die Vergütungen für Strom aus **solarer Strahlungsenergie verringern** sich vorbehaltlich der nachfolgenden Absätze 3 und 4 ab dem Jahr 2012 jährlich zum 1. Januar um **9,0 %** gegenüber den jeweils am 1. Januar des Vorjahres geltenden Vergütungssätzen (§ 20a Abs. 2).

Der Prozentsatz von 9,0 nach Absatz 2 **erhöht** sich ab dem Jahr 2012, sobald die installierte Leistung der Anlagen

- a. 3500 Megawatt überschreitet, um 3,0 Prozentpunkte,
- b. 4500 Megawatt überschreitet, um 6,0 Prozentpunkte,
- c. 5500 Megawatt überschreitet, um 9,0 Prozentpunkte,
- d. 6500 Megawatt überschreitet, um 12,0 Prozentpunkte oder
- e. 7500 Megawatt überschreitet, um 15,0 Prozentpunkte (§ 20a Abs. 3).

Der Prozentsatz von 9,0 nach Absatz 2 **verringert** sich ab dem Jahr 2012, sobald die installierte Leistung der Anlagen

- a. 2500 Megawatt unterschreitet, um 2,5 Prozentpunkte,
- b. 2000 Megawatt unterschreitet, um 5,0 Prozentpunkte oder
- c. 1500 Megawatt unterschreitet, um 7,5 Prozentpunkte (§ 20a Abs. 4).

Zusätzlich **verringern** sich die Vergütungen für Strom aus solarer Strahlungsenergie ab dem Jahr 2012 gegenüber den jeweils am 1. Januar geltenden Vergütungssätzen für Anlagen, die nach dem 30. Juni des jeweiligen Jahres und vor dem 1. Januar des Folgejahres in Betrieb genommen werden. Voraussetzung dafür ist, dass die installierte Leistung der nach dem 30. September des Vorjahres und vor dem 1. Mai des jeweiligen Jahres registrierten Anlage mit dem Wert 12 multipliziert und durch den Wert 7 geteilt

- a. 3500 Megawatt überschreitet, um 3,0 Prozentpunkte,
- b. 4500 Megawatt überschreitet, um 6,0 Prozentpunkte,
- c. 5500 Megawatt überschreitet, um 9,0 Prozentpunkte,
- d. 6500 Megawatt überschreitet, um 12,0 Prozentpunkte oder
- e. 7500 Megawatt überschreitet, um 15,0 Prozentpunkte (§ 20a Abs. 5).

- **Vergütungsbeginn und –dauer**

Die Vergütungen sind ab dem Zeitpunkt zu zahlen, ab dem der Generator erstmals Strom ausschließlich aus Erneuerbaren Energien erzeugt und in das Netz eingespeist oder der Strom erstmals nach Vorgabe des § 33 Absatz 2 verbraucht worden ist (§ 21 Abs. 1).

Die Vergütungen sind jeweils für die Dauer von 20 Kalenderjahren zuzüglich des Inbetriebnahmejahres zu zahlen (§ 21 Abs. 2) (BMU 2012).

3.2 Unstimmigkeiten zwischen EEG und EnWG

Nach dem novellierten EEG, das am 01. Januar 2012 in Kraft getreten ist, wird der Begriff Biogas wie folgt definiert:

Biogas: Gas, das durch anaerobe Vergärung von Biomasse gewonnen wird (EEG 2012 § 3, 2 b).

Nach dem EnWG, das ebenfalls novelliert am 01. Januar 2012 in Kraft getreten ist, wird der Begriff Biogas anders definiert:

Biogas: Biomethan, Gas aus Biomasse, Deponiegas, Klärgas und Grubengas sowie Wasserstoff, der durch Wasserelektrolyse erzeugt worden ist und synthetisch erzeugtes Methan, wenn der zur Elektrolyse eingesetzte Strom und das zur Methanisierung eingesetzte Kohlendioxid oder Kohlenmonoxid jeweils nachweislich weit überwiegend aus Erneuerbaren Energiequellen im Sinne der Richtlinie 2009/28/EG (ABl. L 140 vom 5.6.2009, S. 16) stammen (ENWG 2012, § 3, 10 c).

Der Begriff Biogas beinhaltet nach dem ENWG die im EEG unter § 3 separat aufgeführten Begriffe Biomethan (2 c) und Speichergas (9 a) sowie Klärgas und Deponiegas, die nach § 3 der BIOMASSEVERORDNUNG 2012 als „Nicht als Biomasse anerkannte Stoffe“ aufgeführt sind.

Aus diesen Begriffsunstimmigkeiten resultieren Unstimmigkeiten hinsichtlich der Vergütung.

Nach § 16 Abs. 1 des EEG 2012 müssen Netzbetreiber den Anlagenbetreiberinnen und Anlagenbetreibern Strom aus Anlagen, die ausschließlich Erneuerbare Energien oder Grubengas einsetzen, mindestens nach Maßgabe der §§ 18 bis 33 vergüten, wenn der Strom tatsächlich nach § 8 abgenommen oder nach Maßgabe des § 33 Abs. 2 verbraucht worden ist.

Nach § 27 Abs. 5 des EEG 2012 besteht der Vergütungsanspruch jedoch nur, wenn die Anlagenbetreiberin oder der Anlagenbetreiber durch eine Kopie eines Einsatzstoff-Tagebuchs mit Angaben und Belegen über Art, Menge und Einheit sowie Herkunft der eingesetzten Stoffe den Nachweis führt, welche Biomasse eingesetzt wird und dass keine anderen Stoffe eingesetzt werden. Demnach dürfen Klärgas und Deponiegas nicht in Biomasseanlagen verstromt werden, da es sich um keine als Biomasse anerkannten Stoffe handelt, obwohl sie nach ENWG 2012 „Biogas“ sind. Fraglich ist, ob die Verstromung von Speichergas zulässig ist, da Speichergas nicht in der BIOMASSEVERORDNUNG 2012 aufgeführt wird.

3.3 Rechtliche Vorgaben für die Errichtung einer Windkraftanlage (in NRW)

- Bereiche

Die Bereichsdarstellung im Regionalplan unterscheidet folgende Bereiche:

- Geeignete Bereiche, in denen Windkraftanlagen erbaut werden dürfen
- Bedingt geeignete Bereiche
- Tabubereiche.

Zu den Tabubereichen zählen Nationalparks, Naturschutzgebiete, Naturdenkmale, geschützte Landschaftsbestandteile, Biotop, international bedeutsame Feuchtgebiete und Vogelschutzgebiete, Wald, Überschwemmungsgebiete, FFH-Gebiete, avifaunistisch bedeutsame Rast-, Nahrungs-, Mauser- und Brutplätze, sowie Zugbahnen und Flugkorridore. Desweiteren besteht ein Bauverbot von 50 m Abstand zu Gewässern mit einer Fläche von mehr als 5 ha sowie in den Schutzzonen I, II, IIIa von Wassergewinnungsanlagen und von Heilquellenschutzgebieten.

Erlaubungspflichtig ist die Errichtung von Windkraftanlagen in der engeren Umgebung von Baudenkmalern und ortsfesten Bodendenkmälern. Baudenkmalern sind vor Beeinträchtigungen von Vorhaben in der Umgebung geschützt.

- Abstände

Es bestehen Höhenbegrenzungen für die Errichtung von Windkraftanlagen. Nach Baunutzungsverordnung kann die Höhe begrenzt werden; dies ist situationsabhängig je nach gegenseitiger Rücksichtnahme und Stand der Anlagentechnik. Im Bebauungsplan sind Abstände von Windkraftanlagen untereinander festgelegt. Baugrenzen können festgesetzt werden; diese können entweder allein für Fundament oder Turm bestimmt sein oder für die Rotoren der Windkraftanlage. Diese Abstände können unterschiedlich sein.

Abstände zwischen dem äußersten ruhenden Leiter einer Freileitung und dem nächstgelegenen Punkt der Rotorfläche müssen bei Freileitungen mit

Nennspannungen ab 30 kV (110 kV-Gestänge) ohne Schwingungsmaßnahmen den dreifachen Rotordurchmesser betragen, Freileitungen mit Schwingungsmaßnahmen müssen einen Abstand des einfachen Rotordurchmessers betragen. Bei Freileitungen mit Nennspannungen unter 30 kV (Mittelspannungsgestänge) können geringere Abstände vereinbart werden, wenn die Freileitung außerhalb der Nachlaufströmung liegt. Abstände zwischen anderen technischen Anlagen und dem nächstgelegenen Punkt der Rotorflächen müssen bei Sendeanlagen mindestens die Höhe der höheren Anlage (bei Windkraftanlagen einschließlich Rotorradius) betragen. Bei Richtfunkstrecken darf kein Teil der Windkraftanlage die Funkstrecke unterbrechen.

Abstände zwischen naturschutzrechtlich bedeutsamen Gebieten und dem nächstgelegenen Punkt der Rotorflächen der Windkraftanlage müssen bei Nationalparks, Naturschutzgebieten, FFH-Gebieten und Biotopen mindestens 200 m als Pufferzone betragen. Ein Mindestabstand von 500 m ist zu bedrohten Vogelarten und bedeutsamen Feuchtgebieten zu beachten. Wegen Brandschutzmaßnahmen ist zu Wäldern ein Abstand abhängig von der Höhe der Anlage zu halten.

Anlagen untereinander müssen, wenn sie in Windrichtung zur Hauptachse im 30°-Winkel stehen, einen Mindestabstand vom achtfachen Rotordurchmesser einhalten, übrige Windrichtungen das Vierfache des Rotordurchmessers. Zudem sind bestimmte Entfernungen zu Bundesautobahnen, Landes- und Kreisstraßen einzuhalten.

- **Umweltverträglichkeit**

Um Umweltauswirkungen auf Menschen, Tiere, Pflanzen, Boden, Wasser, Luft, Klima und Landschaft, Kulturgüter und sonstige Sachgüter zu ermitteln, sowie die Wechselwirkungen der vorgenannten Schutzgüter, wird eine Umweltprüfung veranlasst. Daraus ergibt sich u.a. der Umweltbericht.

Eine immissionsschutzrechtliche Genehmigung ist für Anlagen über 50 m Gesamthöhe Vorschrift; dabei sind die Vorschriften des Bundes oder Landes zu beachten. Um schädliche Umwelteinwirkungen zu vermeiden, müssen Mindestabstände (meist ca. 1.500 Meter) eingehalten werden. Gutachten von unabhängigen Instituten zum Geräuschverhalten der Anlage sind bei der Genehmigungsbehörde vorzulegen. Die Gesamtbelastung darf die Immissionsrichtwerte nicht um mehr als 1 dB überschreiten.

Eine Umweltverträglichkeitsprüfung (UVP) für Windfarmen richtet sich nach der Anzahl der Anlagen. Windfarmen mit 3 - 5 Anlagen müssen eine standortbezogene Vorprüfung bestehen. Pflicht für Windfarmen mit 6 - 19 Anlagen ist eine allgemeine Vorprüfung und Windfarmen mit 20 und mehr Anlagen müssen sich einer UVP unterziehen.

Zudem muss der Schattenwurf beachtet werden; eine geringe Dauer (weniger als 30 min pro Tag oder 30 Stunden/Kalenderjahr) kann vernachlässigt werden. Ein Abstand von mehr als 1.300 m stellt in der Regel keine Beschattungsprobleme dar.

Eine Verunstaltung des Ortsbildes liegt vor, wenn die Windkraftanlage vom offenen Betrachter als ästhetisch belastend empfunden wird. Eine Verunstaltung des Landschaftsbildes liegt vor, wenn die Unruhe der Rotoren die Einzigartigkeit des Landschaftsbildes beeinträchtigen, Windkraftanlagen die bisher ungehinderte Fernsicht beeinträchtigen würden oder Anlagen zum dominierenden Faktor in der Landschaft werden.

Eiswurf stellt eine Gefährdung des Verkehrs auf Straßen und Wegen und des Erholungsverkehrs (Fußgänger) dar. Um diese Gefährdung zu vermeiden, muss ein ordnungsgemäßer Abstand zu Erholungseinrichtungen (Wintersportanlagen), Verkehrswegen und Gebäuden eingehalten werden. Es besteht zudem die Möglichkeit einer Rotorblattheizung, um Eiswurf zu vermeiden. Abstände größer als das 1 ½-fache der Summe aus Nabenhöhe und Rotordurchmesser gelten in nicht besonders eisgefährdeten Regionen als ausreichend.

- **Weitere Bestimmungen**

Es besteht eine Verpflichtungserklärung, die den späteren Abbau und die Wiederherstellung des ursprünglichen Landschaftsbildes gewährleisten soll. Zudem muss die Anlage eine gewisse Standsicherheit aufweisen. Ein Brandschutzkonzept für Anlagen höher als 30 m muss vorliegen.

Eine Zustimmung der Luftfahrtbehörden ist erforderlich, wenn die Anlage über 100 m hoch ist, auf einer natürlichen Höhe liegt und höher als 30 m ist, wenn im Umkreis von 1,6 km die Höhe der Spitze der Anlage mehr als 100 m überragt oder wenn sich im Umkreis von 10 km ein Flughafenbezugspunkt befindet. Eine strom- und schiffahrtspolizeiliche Genehmigung ist erforderlich, wenn sich die Anlage am Ufer einer Bundeswasserstraße befindet. Eine Genehmigung der Schutzbereichsbehörden ist für die Errichtung der Windkraftanlage in militärischen Schutzbereichen erforderlich (LANDESAMT FÜR NATUR, UMWELT UND VERBRAUCHERSCHUTZ NRW 2011).

3.4 Rechtliche Vorgaben für die Errichtung einer Biogasanlage (in NRW)

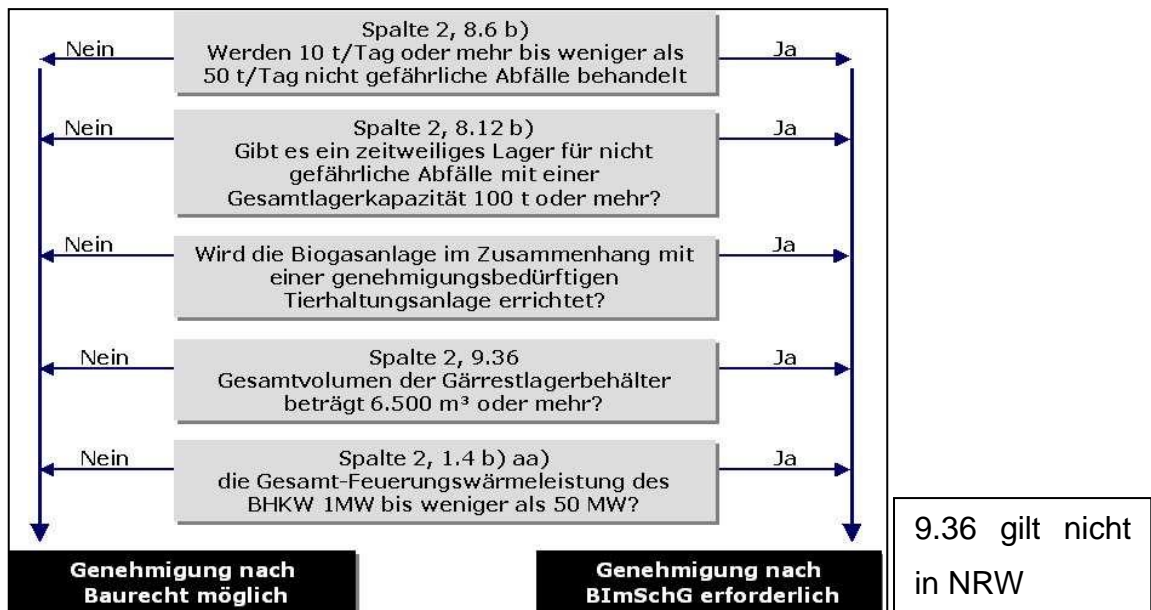
- **Genehmigungsverfahren**

Es sind grundsätzlich zuerst zwei verschiedene Genehmigungsverfahren zu unterscheiden:

- Das baurechtliche Genehmigungsverfahren
- das immissionsschutzrechtliche Genehmigungsverfahren.

Nach welchem Verfahren die Genehmigung zu beantragen ist richtet sich nach dem Bundes-Immissionsschutzgesetz (BImSchG). Dabei ist besonders der §4ff BImSchG zu beachten, der besagt, dass die Allgemeinheit nicht durch den Betrieb der Anlage mit schädlichen Umwelteinflüssen gefährdet, benachteiligt oder belästigt werden darf. Das BImSchG unterscheidet zusätzlich noch zwischen (vgl. Abbildung 10):

- Genehmigungsbedürftige Anlage im Sinne des BImSchG
- nicht genehmigungsbedürftige Anlage



Quelle: FACHVERBAND BIOGAS E.V. 2009

Abbildung 10: Genehmigungsbedürftige und nicht genehmigungsbedürftige Anlagen im Sinne des Bundesimmissionsschutzgesetzes

Ob eine Anlage genehmigungsbedürftig ist oder nicht ist abhängig von Menge und Art des Inputs sowie der Kapazität bzw. Leistung der Anlage (siehe 4. Verordnung zum Bundesimmissionsschutzgesetz [4BImSchG]).

Wenn geklärt wurde, nach welchem Verfahren die Genehmigung beantragt werden muss, wird zusätzlich noch innerhalb der Genehmigungspflicht unterschieden.

- Vereinfachte Verfahren § 19ff BImSchG
 - ➔ Ist der Schutz der Allgemeinheit mit den von der Anlage hervorgerufenen schädlichen Umwelteinflüssen vereinbar?
- Förmliches Verfahren § 10ff BImSchG mit Öffentlichkeitsbeteiligung, ab 50 t Durchsatzleistung pro Tag oder 10 t überwachungsbedürftige Abfälle

Einreichung des Eintrags und weiteres Vorgehen:

- (1) Einreichung des schriftlichen Bauantrags bei der Behörde; dieser muss die Zeichnung, Erläuterungen und sonstige Unterlagen enthalten

- (2) Die Behörde muss das Bauvorhaben öffentlich bekannt machen, z.B. in der Tageszeitung, im Internet oder durch einen Aushang in der Baubehörde
- (3) Wenn Einwände von Bürgern erhoben werden, müssen diese geprüft werden
- (4) Wenn alles geprüft und alle Richtlinien erfüllt sind, kann die zuständige Behörde die Stellungnahmen aller anderen beteiligten Behörden einholen
- (5) Erteilung der schriftlichen Genehmigung zum Bau der Biogasanlage

(FACHVERBAND BIOGAS E.V. 2009).

- **Baugebiete**

Für die unterschiedlichen Baugebiete gelten folgende Vorschriften:

- Dorfgebiet § 5 Baunutzungsverordnung
 - ➔ im Rahmen einer Wirtschaftsstelle eines landwirtschaftlichen Betriebes bzw. als sonstiger nicht störender Gewerbebetrieb
- Gewerbegebiet § 8 Baunutzungsverordnung
 - ➔ Als nicht erheblich belästigender Gewerbebetrieb
- Industriegebiet § 9 Baunutzungsverordnung
 - ➔ Als Gewerbebetrieb, der in einem anderen Baugebiet unzulässig ist.

- **Immissionsschutzrechtliche Zuordnung**

Abhängig von dem jeweiligen Baugebiet sind auch die immissionsschutzrechtlichen Vorgaben unterschiedlich:

- Industriegebiet: grundsätzlich zulässig
- Dorfgebiet: im Rahmen landwirtschaftlicher Tierhaltung
- Gewerbegebiet: mit Energiepflanzen und Gülle.

- Zu beteiligende Behörden

Alle zu genehmigenden Biogasanlagen müssen von folgenden Behörden genehmigt werden

- Der Landrat / die Landrätin
 - Untere Bauaufsichtsbehörde (Bauplanungsrecht, Bauordnungsrecht, Bauschutzrecht)
 - Untere Denkmalbehörde
 - Untere Immissionsschutzbehörde
 - Untere Wasserbehörde
 - Untere Naturschutzbehörde
 - Untere Abfallbehörde
 - Veterinärbehörde
 - Gesundheitsbehörde
 - Straßenverkehrsbehörde
- Die Gemeinde als Bauplanungsbehörde
- Landesamt für Gesundheit und Soziales
- Amt für Landwirtschaft
- Landwirtschaftliche Fachbehörde
- Landesamt für Landwirtschaft, Lebensmittelsicherheit und Fischerei (sofern tierische Nebenprodukte eingesetzt werden)
- Staatliches Amt für Landwirtschaft und Umwelt als
 - Abfallbehörde
 - Wasserbehörde
 - Bodenschutzbehörde
- Landesamt für Umwelt, Naturschutz und Geologie als Artenschutzbehörde
- Ministerium für Wirtschaft, Arbeit und Tourismus NRW (sofern aufbereitetes Biogas in das öffentliche Gasnetz eingespeist wird oder Biogasrohrleitungen das Betriebsgrundstück verlassen)

➔ Im Einzelfall zusätzlich noch andere Behörden.

- Genehmigungsunterlagen

Im Genehmigungsantrag müssen folgende Unterlagen enthalten sein:

- Sicherheitstechnische Stellungnahme sowie eine Beschreibung des Sicherheitskonzeptes der Anlage mit Maßnahmen zur Vermeidung und beim Eintritt von Havarien
- Nachweis über Verbleib der Gärreste (Flächennachweis/ Abnahmeverträge durch Dritte)
- Plan, wie bei Störungen des Gärprozesses zu verfahren ist
- Geruchsprognose zum Immissionsschutz (falls nicht neben einer Tieranlage gebaut wird)
- Schallprognosen sowie Minderungsmaßnahmen, z.B. Motor in einem geschlossenen Gebäude oder Container, Schallleistungspegel darf Wert von 90 dB nicht überschreiten
- Nachweis zur Einhaltung der technischen Sicherheitsmaßnahmen für Anlagen, die dem Energiewirtschaftsgesetz unterliegen,
- Verpflichtungserklärung, dass nach Nutzung die Anlage zurückzubauen und die Bodenversiegelung zu beseitigen ist.

- Verwendung von Geräten

Nur Geräte, die den Beschaffungsanforderungen nach europäischen Richtlinien entsprechen, dürfen verwendet werden. Motoren müssen fachlich qualifiziert gewartet und in geschlossenen Gebäuden oder Containern aufgestellt werden. Dies dient der Geräuschreduzierung.

- Abfalldokumentation

Abfallrechtliche Anforderungen an die Dokumentation und Beachtung von Bioabfallverordnungen

- **Luftschadstoffe**

→ Abgase sind so abzuleiten, dass ein ungestörter Abtransport mit freier Luftströmung möglich wird (max. Emissionswert von Formaldehyd: 40 mg/m³).

- **Bodenschutz**

Es müssen Maßnahmen gegen die schädliche Verunreinigung des Bodens oder des Grundwassers vorgenommen werden, wie z.B. das NaWaRo nur auf betonierten oder asphaltierten Flächen gelagert werden dürfen. Zudem sollte die Lagerung möglichst geruchsmindernd sein; das heißt stark riechende Einsatzstoffe sollten am besten in Silos gelagert werden.

- **Sicherheitstechnische Anforderungen**

Die Bestimmungen des Vorgehens im Falle eines Stromausfalls sind zu befolgen. Zudem müssen die Außenfolien nach drei Jahren ausgetauscht werden.

Es müssen folgende Abstände zu Wohnbebauungen eingehalten werden:

- Bei einer Feuerungswärmeleistung ≤ 1 MW oder einer produzierten Jahrgasmenge von $\leq 1,15$ Mio Nm³ → 100 m Abstand zu Wohnbebauung
- Bei einer Feuerungswärmeleistung von 1 - 2 MW oder einer produzierten Jahrgasmenge von 1,15 - 2,23 Mio Nm³ → 150 m Abstand zu Wohnbebauung
- Bei einer Feuerungswärmeleistung ≥ 2 MW oder einer produzierten Jahrgasmenge von $\geq 2,3$ Mio km³ → 300 m Abstand zu Wohnbebauung.

- Personal

Die Anlage darf nur von fachlich geschultem Personal betrieben werden. Von den Betreibern müssen mind. zwei Personen eine Betreiberschulung nachweisen können (MINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT, ARBEIT UND TOURISMUS 2010).

3.5 Zwischenfazit

Da es sich bei Windenergie um eine „Erneuerbare Energie“ handelt, wird diese nach dem EEG vergütet. Die Grundvergütung von Windenergie beträgt 4,87 Cent/KWh (EEG 2012 § 29 Abs. 1). Abweichend davon gibt es verschiedene Boni und Anfangsvergütungen. Wenn „Speichergas“ aus Windenergie erzeugt wird, wäre es nach EEG 2012 § 16 Abs. 2 auch als Windenergie zu vergüten. Dabei richtet sich die Vergütung nach der Strommenge, die aus dem Zwischenspeicher in das Netz eingespeist wird.

Da eine Anlagenvariante dieser Projektarbeit vorsieht, „Speichergas“ im BHKW einer Biogasanlage zu verstromen, muss geklärt werden, ob dies zulässig ist. Nach BIOMASSENVERORDNUNG 2012 muss durch ein Einsatzstoff-Tagebuch erklärt werden, welche Biomasse eingesetzt wird. Da „Speichergas“ aber in der Verordnung nicht als erlaubte Biomasse aufgeführt ist, könnte dies dazu führen, dass der Vergütungsanspruch der Biogasanlage nicht bestehen bleibt (EEG 2012 § 27 Abs. 5), obwohl Netzbetreiber Anlagen, die ausschließlich Erneuerbare Energien einsetzen, mindestens nach Maßgabe der §§ 18 bis 33 vergüten müssen, wenn der Strom tatsächlich nach § 8 abgenommen oder nach Maßgabe des § 33 Absatz 2 verbraucht worden ist (EEG 2012 § 16 Abs. 1).

Durch Unstimmigkeiten im ENWG 2012 und EEG 2012 kommt es dazu, dass das im EEG 2012 definierte „Speichergas“ im ENWG 2012 als „Biogas“ angesehen wird. So dass „Speichergas“, wenn es direkt ins Erdgasnetz

eingespeist würde, nicht mehr als Windenergie vergütet wird, sondern deutlich attraktiver als „Biogas“.

Um Klarheit über die Vergütung von diesem „Biogas“ zu erhalten, sollten EEG 2012, ENWG 2012 und die Biomasseverordnung 2012 hinsichtlich ihrer Begrifflichkeiten aufeinander abgestimmt werden. Des Weiteren muss geklärt werden, wie und ob „Speichergas“ in der Biomasseverordnung 2012 berücksichtigt wird.

4 Marktanalyse

4.1 Verwertungsoptionen von H₂ und CH₄ und deren potenzielle Einnahmen

Bei der Vermarktung des Systems „Power-to-Gas“ ist grundsätzlich zu beachten, dass die direkte Verwendung von EE-Strom technisch, ökologisch und vermutlich auch ökonomisch am sinnvollsten ist. Kann der Strom nicht direkt genutzt werden, macht eine Umwandlung zu Wasserstoff und damit die Speicherung der Energie Sinn (STERNER ET AL 2011 S. 36ff). Wasserstoff selbst ist ein Gas, welches in der Praxis eingesetzt wird und bei vielen Anwendungen, gerade im industriellen Bereich, genutzt wird.

Der Wasserstoff kann durch Methanisierung auch weiter verarbeitet werden. Dabei entsteht aus Wasserstoff, Kohlenstoffdioxid und Energie Methan, das der Hauptbestandteil von Erdgas ist.

Im Rahmen des zentralen Stromversorgungsnetzes lässt sich sowohl Wasserstoff als auch Methan in Gaskraftwerken nutzen. Die Gaskraftwerke verbrennen das jeweilige Gas und treiben damit eine Gasturbine an; diese ist mit einem Generator verbunden, der Strom produziert. Diese Kraftwerke dienen zur Überbrückung in Zeiten mit geringem Stromaufkommen aus Erneuerbaren Energien. Durch die zusätzliche Nutzung der Abwärme lassen sich Wirkungsgrade von 60 % erreichen (SPECHT ET AL 2009).

Eine andere Möglichkeit ist die Verwertung von Wasserstoff und Methan in dezentralen Blockheizkraftwerken (BHKW), wie sie von Biogasanlagen bekannt sind. Dabei handelt es sich um Anlagen mit Verbrennungsmotoren zur Gewinnung von elektrischer Energie und Wärme, wobei diese bevorzugt am Ort der Wärmenutzung betrieben werden. Diese Kraft-Wärme-Kupplung hat einen Nutzungsgrad der Primärenergie von bis zu 90 % (HILß 2011, WOLF 2011 S.40-41, STERNER ET AL. 2011 S.9).

Ebenfalls dezentral nutzbar sind Brennstoffzellen, die z.B. den Grundbedarf eines Mehrfamilienhauses bereit stellen können. Diese Brennstoffzellen sind elektrochemische Energiewandler, die Wasserstoff und Sauerstoff in einer kalten Verbrennung zu Wasser umsetzen. Die daraus resultierenden Produkte sind Strom und Wärme. Es sind Wirkungsgrade von über 80 % erreichbar (HILB 2011).

Sowohl für die zentrale Nutzung in Gaskraftwerken, als auch für die dezentrale Nutzung, ist die Frage der Versorgung mit Wasserstoff und Methan essentiell.

Wasserstoff kann, ähnlich wie Erdöl oder -gas, in Tanks gelagert werden. Dazu müsste es per LKW zum Endverbraucher gebracht werden. Eine Alternative wäre die Nutzung des Erdgasnetzes. Derzeit liegt die Obergrenze der Wasserstoffkonzentration im deutschen Erdgasnetz bei 5 Volumenprozenten. Allerdings zeigen neuere Untersuchungen der Europäischen Union, dass viele Elemente der Gaswirtschaft Zumischungen von bis zu 15 Volumenprozenten gut tolerieren könnten (STERNER ET AL. 2011 S. 532, MÜLLER-SYRING ET AL. 2011 S. 73).

Methan ist, mit einem Anteil von über 80 %, der Hauptbestandteil von Erdgas. EE-Methan wird in DVGW-Norm-Qualität hergestellt und kann in das bestehende Erdgasnetz eingespeist werden. Das deutsche Erdgasnetz ist derzeit der größte Energiespeicher, der genutzt werden kann. Durch die Nutzung von Methan hätte das Netz eine theoretische Speicherkapazität von 120 TWh_{el}; dies würde für eine alleinige Stromversorgung von Deutschland über zwei bis drei Monate ausreichen. Zum Vergleich haben alle deutschen Pumpspeicherkraftwerke zusammen eine Speicherkapazität von 0,04 TWh_{el} und können so nur wenige Stunden überbrücken (GREENPEACE ENERGY EG 2011). Aber nicht nur Gaskraftwerke und BHKW können über das deutsche Erdgasnetz flächendeckend versorgt werden, auch jeder Privathaushalt, der über einen Gasanschluss verfügt, kann Methan aus Erneuerbaren Energien verwenden.

Wasserstoff und Methan können auch zum Antrieb von Fahrzeugen genutzt werden; dazu wird ein Verbrennungsmotor nach dem Otto-Prinzip eingesetzt. Die Betankung von umgerüsteten Fahrzeugen mit Wasserstoff ist derzeit an rund 60 Tankstellen möglich (THE LINDE GROUP 2011). Fahrzeuge, die mit Erdgas fahren und somit auch kompatibel mit Methan aus EE-Strom sind, finden sich heute schon sehr häufig auf deutschen Straßen. Rund 85.000 Fahrzeuge sind für die Erdgasbetankung ausgerüstet. Ein Tankstellennetz mit über 900 Tankstellen sorgt für eine deutschlandweite Versorgung (KEHLER 2011).

Wasserstoff kann auch über Brennstoffzellen Fahrzeuge antreiben. Die Brennstoffzelle dient als elektrochemischer Energiewandler, der den Elektromotor eines Fahrzeugs bedient (THE LINDE GROUP 2011).

Als weitere Nutzungsmöglichkeiten für Wasserstoff sind Veredelung von Metallen, Fetthärtung in der Lebensmittelindustrie, Kohlehydrierung und das Haber-Bosch-Verfahren, also die Herstellung von Düngemitteln und Sprengstoff, zu nennen. Auch die Verwendung als Trag-Gas in Ballons und Luftschiffen, in der Raumfahrt oder als Kühlmittel ist möglich (WOLF 2011).

Die potentiellen Einnahmen aus Wasserstoff sind derzeit schwer abschätzbar, da es keine festen Einspeisetarife gibt. Abschätzungen zufolge seien die Gasversorger durchaus bereit, Wasserstoff für 8 Cent/kWh abzunehmen (TETZLAFF 2005).

Greenpeace Energy vermarktet seit dem 01.10.2011 *pro*Windgas an private Haushalte. Dabei handelt es sich um ein Gasgemisch mit Anteilen an erneuerbarem Wasserstoff, der mit Windstrom hergestellt wird. Der Preis von *pro*Windgas beträgt 6,75 Cent/kWh brutto. Darin enthalten ist ein Förderbeitrag in Höhe von 0,4 Cent/kWh brutto, mit dem der Neubau von Erzeugungsanlagen für Windgas (90 %) und die Nachfrage von Mikro-Blockheizkraftwerken gefördert (10 %) wird (GREENPEACE ENERGY EG 2011).

Auch die Einnahmen durch Methan aus dem System „Power-to-Gas“ lassen sich derzeit schlecht beziffern, da diese Technik erst in der Erprobungsphase ist und noch in keinem großen Maßstab Anwendung findet. Allerdings wird bereits heute die Einspeisung von Methan aus Biomasse im größeren Umfang praktiziert. Derzeit existieren in Deutschland 107 Biogasanlagen (vgl. Abb. 11), die das erzeugte Methan aufbereiten und in das Erdgasnetz einspeisen. Die Erlöse für die Einspeisung des Methans aus Biomasse liegen, je nach Vertragsabschluss, zwischen 7 und 8 Cent/kWh. In diesem Preis enthalten ist eine generelle Einspeisevergütung von 0,007 Cent/kWh. Weiterhin erhalten die Anlagenbetreiber über das EEG einen Technologiebonus von 1 – 2 Cent/kWh für die Aufbereitung des Gases (SCHÄCHTELE 2008).

Auch die Versorgung von Privathaushalten mit Methan aus EE-Strom wäre eine Vermarktungsmöglichkeit. Der Wärmemarkt weist derzeit den größten Energiebedarf auf und viele Verbraucher sind bereit für Energie aus erneuerbaren Ressourcen mehr Geld zu bezahlen (GREENPEACE ENERGY EG 2011). Derzeit liegt der Endverbraucherpreis für Erdgas um die 6 Cent/kWh bei einer Jahresabnahme von 33.540 kWh (HARMS 2011).

Wird Methan aus EE-Strom an Tankstellen vermarktet, kann vom Erdgaspreis ausgegangen werden. Erdgas als Kraftstoff kostet derzeit im Bundeschnitt 0,91 Cent/kg, was auf einen Liter bezogen einen Preis von rund 50 Cent/Liter ausmacht. Hier werden in den nächsten Jahren große Potenziale entstehen, da der Markt für gasbetriebene Autos wächst (KEHLER 2011).

Doch nicht nur für das Endprodukt Methan kann ein Gewinn erzielt werden; bereits mit der Produktion von synthetischem Methan kann Geld verdient werden. Für die Produktion von Methan aus Wasserstoff wird Kohlenstoffdioxid benötigt. Dieses Treibhausgas wird bei vielen Prozessen ausgeschieden und bereits heute bei Großunternehmen besteuert. Daher kann hier, durch die Verwendung des „Abfalls“, Kohlenstoffdioxid verbraucht und die Belas-

tion der Umwelt verringert werden. Als Quellen für Kohlenstoffdioxid kommen die Biogasproduktion, die Atmosphäre, die Industrie oder die Verbrennung von fossilen Rohstoffen in Frage. Vor allem die Industrie und die großen Energieerzeuger müssten an einem Recycling ihrer großen CO₂-Ausstöße Interesse haben und diese honorieren (GREENPEACE ENERGY EG 2011).

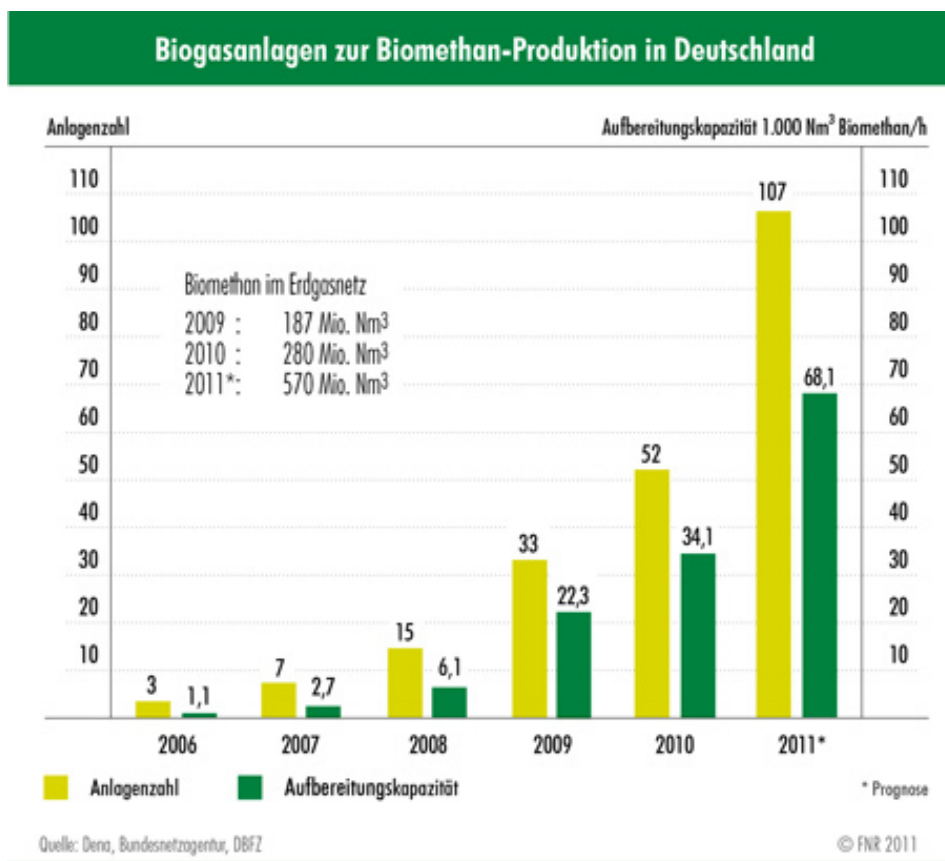


Abbildung 11: Anlagen zur Biomethan-Produktion in Deutschland

4.2 Gegenwärtiges Angebotspotenzial an Überschussstrom

Das deutsche und europäische Stromversorgungsnetz wurde in der Vergangenheit auf konventionelle Kraftwerksproduktion ausgelegt. Durch den beschleunigten Ausbau der erneuerbaren Energien (vgl. Abb. 12 und 13) kommt es allerdings immer mehr zu lastferner und fluktuierender Stromein-

speisung. Dadurch entstehen ganz neue Herausforderungen an die Übertragungsnetze (BUNDESNETZAGENTUR 2011).

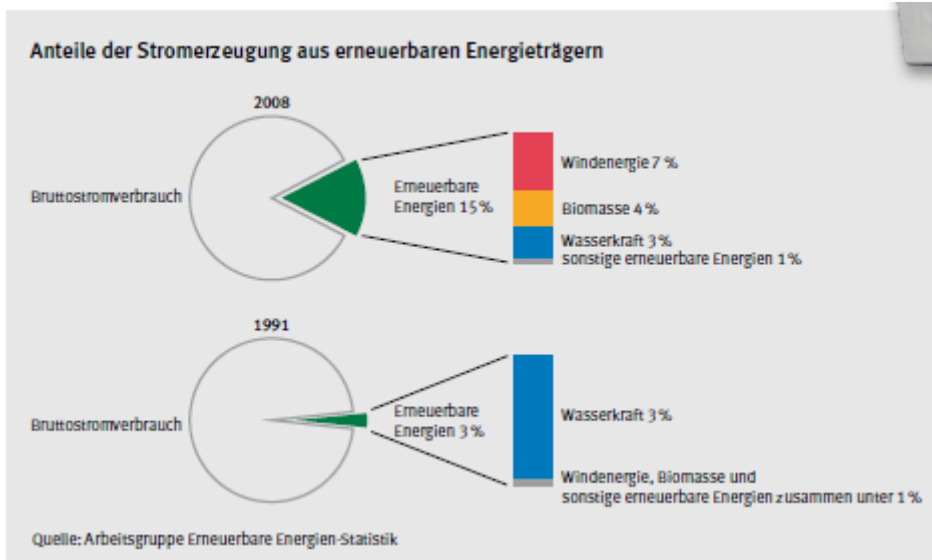
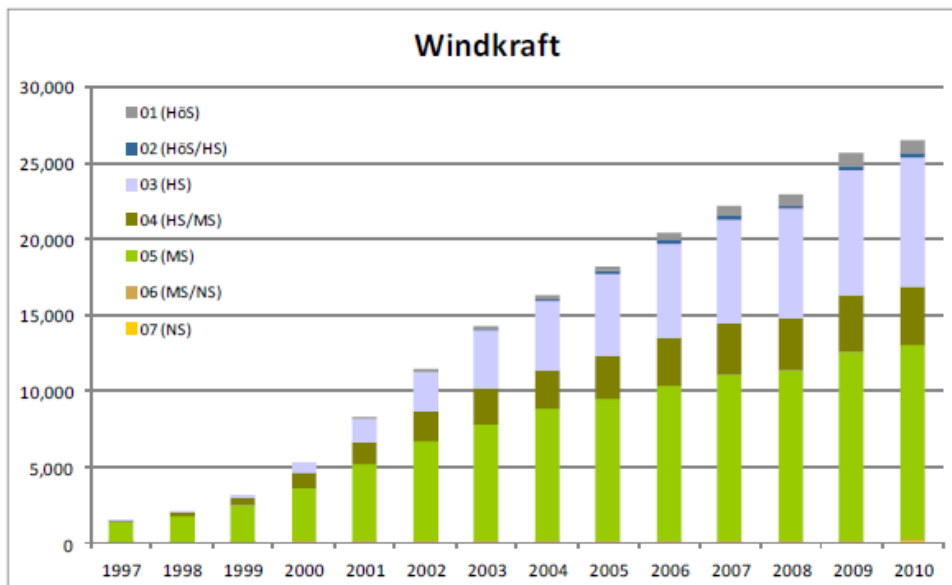


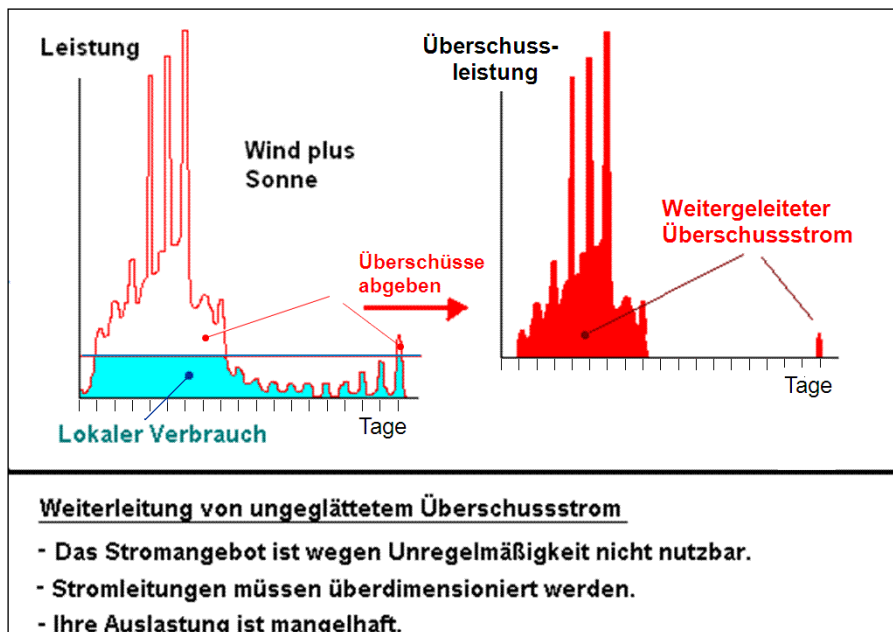
Abbildung 12: Anteile der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern



Quelle: ECOFYS 2011 S.1

Abbildung 13: Historische Entwicklung der Leistung an Windenergie differenziert nach Spannungsebene 1997-2010

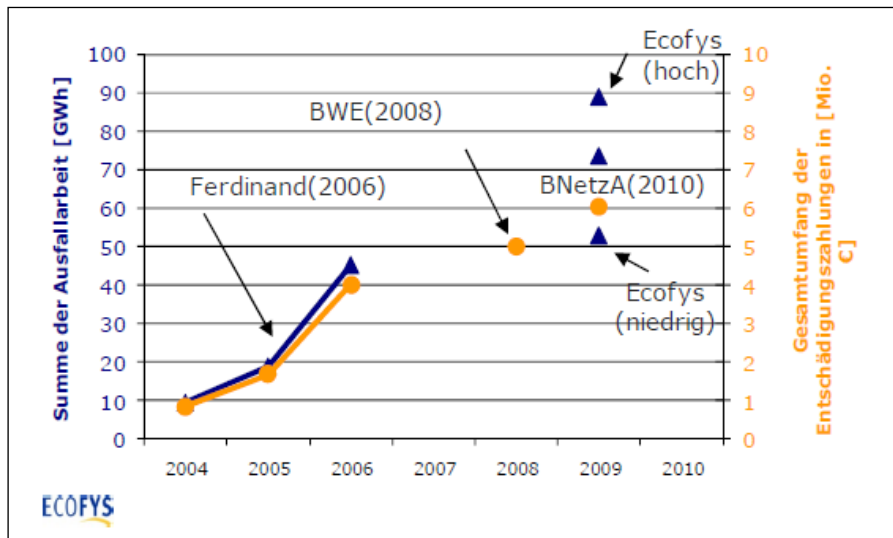
In der folgenden Abbildung ist der zeitweise Stromüberschuss durch Wind und Sonne dargestellt.



Quelle: FABECK (2010)

Abbildung 14: Zeitweiser Stromüberschuss durch Wind und Sonne

In den vergangenen Jahren ist der Überschussstrom oder auch "Windenergie-Ausfallarbeit" genannt rapide angestiegen. Von 2004 bis 2009 ist sie von 10 GWh auf bis zu 89 GWh angestiegen. Dies ist in der folgenden Abbildung dargestellt.

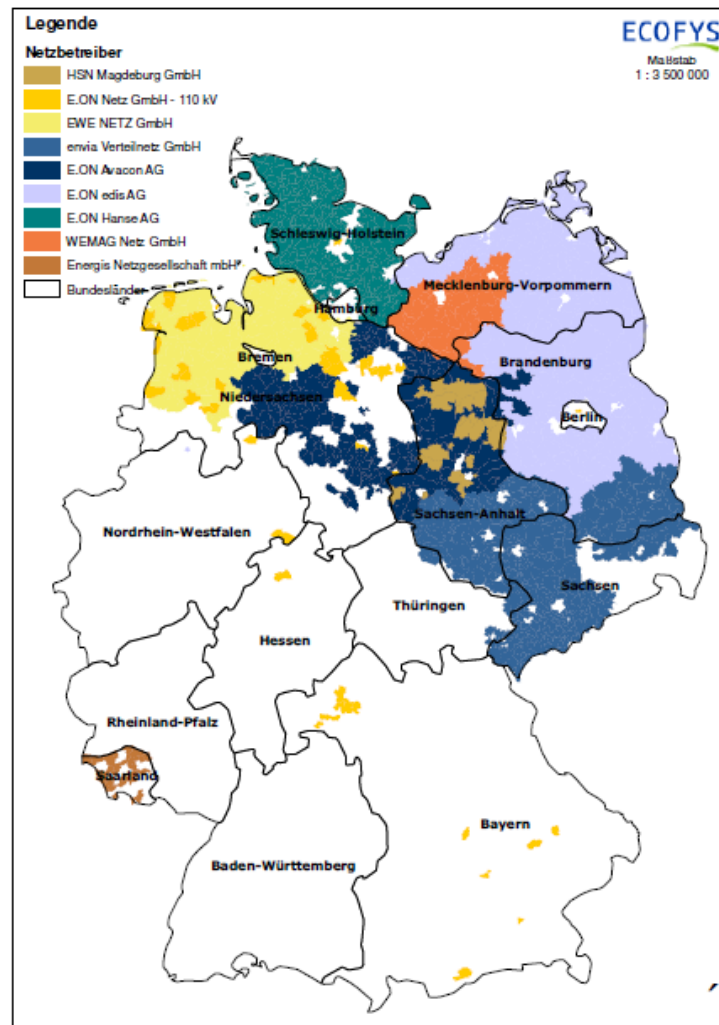


Quelle: ECOFYS 2011 S. 3

Abbildung 15: Entwicklung der Windenergie-Ausfallarbeit 2004-2009

Im Jahr 2010 konnten zwischen 72 und 150 Gigawattstunden Strom, überwiegend in Nord- und Ostdeutschland, wegen Überlastung der Leitungen nicht in das Netz eingespeist werden. In Abbildung 16 sind die betroffenen Regionen farblich gekennzeichnet. Daraus ergibt sich im Vergleich zum Vorjahr ein Anstieg um 36 - 69 %. 98,6 % dieses Überschussstroms resultieren aus Elektrizität aus Windenergieanlagen. Damit ging 2010 insgesamt ein Anteil von etwa 0,2 bis 0,4 % der tatsächlich eingespeisten Windenergie in ganz Deutschland verloren. „Das klingt im ersten Moment noch moderat. Dahinter verbirgt sich jedoch ein für einzelne Regionen, etwa den Norden Deutschlands, ein schwerwiegendes Problem. Einige Windparks hatten dadurch Ausfälle von nahezu einem Viertel ihres gesamten Jahresenergieertrags.“ (ALBERS, H., Präsident des Bundesverband WindEnergie e.V. 2011). Mit dem verlorenen Strom im Wert von ca. 30 Mio € hätten 31.750 Haushalte ein Jahr lang versorgt werden können. Von Kritikern wird erwartet, dass sich die Situation vor dem Jahr 2020 nicht bessern wird, da die Politik ihren Schwerpunkt auf den Ausbau der Erneuerbaren Energien gelegt hat (2020 sollen sie bis zu 35 % des Stromverbrauchs im Jahr abdecken) und nicht auf den Ausbau der Netzkapazitäten. Dies ist eine sehr kurzsichtige Betrachtungsweise, wie sich am Beispiel von Schleswig-Holstein veranschaulichen lässt. Dort wird ein Ausbau der Windenergie auf eine

Leistung von 12.000 Megawatt geplant, wobei allerdings höchstens 2.000 MW in dieser Region verbraucht würden (REUTER 2011; ECOFYS 2011 S.II ff).



Quelle: ECOFYS 2011 S. 2

Abbildung 16: Übersicht über Netzgebiete der Verteilungsbetreiber, die bislang von einem Einspeisemanagement betroffen waren

4.3 Zwischenfazit

Überschussstrom entsteht in erster Linie im Norden und Osten von Deutschland und wird vor allem durch Windenergieanlagen verursacht. Die Kapazität der Stromnetze reicht hier nicht aus, um den produzierten Strom zu fassen und weiter zu transportieren. Dies ist ein großes Problem, sowohl für den Anlagen-, als auch für den Netzbetreiber.

EU-weit sollte eine elektrische Systemstabilität von 50 Hertz aufrechterhalten werden. Sollte dies gefährdet werden, so wird nicht genutzter Strom beispielsweise über die Börse (EEX) zu negativen Strompreisen veräußert.

Die Hoffnung für die Zukunft liegt hier eindeutig im Ausbau von Speichermöglichkeiten für Strom, um Schwankungen dieser Art zu vermeiden.

Wasserstoff und Methan können in Brennstoffzellen, Gaskraftwerken und Verbrennungsmotoren genutzt werden. Im Erdgasnetz dürfen nach geltenden Regelungen bis zu 5 % eingespeist werden. Da diese Grenze schnell erreicht werden kann, lehnen die Netzbetreiber eine Einspeisung von Wasserstoff in der Regel generell ab - sonst käme es evtl. zu einer Diskriminierung. Eine Methanisierung wäre deshalb der sinnvolle Weg; sie bietet einen zusätzlichen Vorteil für die Umwelt durch CO₂-Recycling. Ein genereller Markt für H₂ existiert noch nicht. Methan ist dagegen als Erdgas gebräuchlich und bei vielen Anwendungen bereits Standard.

5 Vorstellung zweier Anlagenkonzepte

In diesem Projekt wurden zwei Anlagenkonzepte erarbeitet. Das erste Konzept ist ein Großprojekt mit zehn Windkraftanlagen als Stromlieferanten und Einspeisung des aus Überschussstrom erzeugten Gases in das Erdgasnetz. Das zweite Konzept sieht ein Kleinprojekt mit zwei Windkraftanlagen und einer Rückverstromung des erzeugten Gases durch das BHKW einer Biogasanlage vor.

Bei dem Großprojekt erfolgt die Planung mit zehn Windkraftanlagen Typ E-82 der Firma Enercon mit jeweils 2.300 kW Nennleistung. Als Standort ist ein windstarkes Gebiet in Küstennähe sinnvoll, wo der erzeugte Strom mittels Erdkabel über zwei Kilometer transportiert wird. Die Elektrolyse erfolgt mit einem Druckelektrolyseur der Firma ELT mit 20 MW Nennleistung, im Anschluss wird der erzeugte Wasserstoff methanisiert. Das Methan wird in das Erdgasnetz eingespeist und kann an beliebiger Stelle entnommen werden.

Das Kleinprojekt beinhaltet zwei Windkraftanlagen Typ E-82 der Firma Enercon mit je 2.300 kW Nennleistung. Auch hier sollten die Anlagen in einer windstarken Region in Küstennähe positioniert werden, wobei der Stromtransport, wie beim ersten Konzept, über ein zwei Kilometer langes Erdkabel erfolgt. Die Elektrolyse erfolgt hier mit einem Druckelektrolyseur der Firma ELT mit 5 MW Nennleistung. Nach der Elektrolyse wird der Wasserstoff in Gastanks zwischengespeichert und anschließend bis zu einem Anteil von maximal 5 % dem Gas für das BHKW einer Biogasanlage beigemischt.

6 Energiebilanz

6.1 Vorgehensweise

Das Excel-Tool zur Berechnung der Energiebilanz besteht aus zwei Teilen; der erste Teil, in Grün hinterlegt, stellt die Rahmendaten dar. Hier wird die vorhandene Nennleistung, die dem System Power-to-Gas zur Verfügung steht, eingetragen, sowie die Wirkungsgrade der einzelnen Systemteile. Im zweiten Teil des Tools werden dann die einzelnen Wirkungsgrade von der Nennleistung abgezogen. So kann am Ende der Gesamtwirkungsgrad des Systems ermittelt werden. Zusätzlich sind Berechnungstools zur Errechnung der Wirkungsgrade der atmosphärischen und der Druckelektrolyse beigefügt.

Um mit dem Tool zu arbeiten, müssen nur in dem grünen Bereich die jeweiligen Wirkungsgrade bzw. die Nennleistung geändert werden; der untere Abschnitt beinhaltet die Formeln zur Berechnung und benutzt die Werte aus dem ersten grünen Bereich.

6.2 Zwischenfazit

Energiebilanzen sind rechnerische Grundlagen für einen möglichst rationalen Einsatz von Energie. Der Aufwand an Primärenergie wird der letztendlich verfügbaren Nutzenergie gegenüber gestellt. Die Energiebilanzen in dem vorliegenden Projekt wurden auf Grundlage von errechneten Werten und nicht mit tatsächlich gemessenen Werten erstellt. Bei der großen Anlage mit einer Nennleistung von 23.000 kWh stehen zum Schluss, nach der Rückverstromung, noch 39,42 % (9.067 kWh) der ursprünglichen Primärenergie zur Verfügung. Verluste entstehen im Bereich der Stromleitung, der Elektrolyse, dem Verdichten und der Energierückumwandlung. Die Rückumwandlung verbraucht die meiste Energie, dicht gefolgt von der Elektrolyse.

Die Energiebilanz der kleinen Anlage (Nennleistung 4.600 kWh) hängt sehr stark von der Betrachtungsweise ab. Der Gesamtwirkungsgrad nach der Rückverstromung beträgt nur 27,28 % (1.255 kWh). Wird dagegen noch die Wärmeleistung des BHKW mit einbezogen, liegt der Gesamtwirkungsgrad bei 55,16 % (2.538 kWh). Die meiste Energie geht auch hier im Bereich der Elektrolyse und der Rückverstromung verloren. Die Elektrolyse spielt bei diesem Konzept allerdings die größere Rolle. Obwohl die Berechnungsgrundlagen zum Teil auf Annahmen beruhen, werden doch ungefähr die gleichen Ergebnisse erzielt, wie sie in der Literatur zu finden sind. Beide Anlagen-Konzepte weisen eine positive und durchaus gute Energiebilanz auf. Trotzdem besteht noch ein Verbesserungsbedarf des Wirkungsgrades, besonders im Hinblick auf die Elektrolyse.

7 Treibhausgasbilanz

7.1 Vorgehensweise

Auch zur Berechnung des Treibhausgas-Einsparpotentials wurde ein Exceltool erstellt. In den Grunddaten können verschiedene Annahmen und Berechnungsgrundlagen, wie z.B. die Verluste und Wirkungsgrade der einzelnen Anlagenkomponenten, eingefügt werden. Die Werte für die sowohl aus Windkraftanlagen als auch aus Biogasanlagen erzeugte Energie und die jeweils dazugehörigen Werte für die vermiedenen THG-Emissionen sind fix. Die für die zwei verschiedenen Szenarien folgenden Berechnungen basieren auf dem Anteil der Nennleistung des jeweiligen Szenarios an der Gesamtenergiemenge des dazugehörigen Bereichs (Windkraft/Biogas). Somit wird auch die Menge an vermiedenen Treibhausgasen eines Szenarios anteilig auf die Gesamteinsparung im jeweiligen Bereich umgerechnet. Im Verlauf der ersten Tabellenseite des Tools sind diese Umrechnungen, beginnend mit Szenario 1 (kleines Anlagenmodell), aufgeführt. Die Tabellenseite schließt mit einer Gegenüberstellung beider Endwerte für die Emissionseinsparung ab.

Die Fortsetzung des Tools, beginnend auf der zweiten Seite, führt anfangs auf, wie viel Liter Heizöl, Benzin oder Diesel und wie viel Kubikmeter Erdgas die errechneten Einsparungswerte ersetzen, d.h. wie viel Liter bzw. Kubikmeter anderer (fossiler) Energieträger diese Mengen bei einer Verbrennung ersetzen würden. Da es in dem Projekt darum geht, Überschussstrom sinnvoll zu nutzen, darf jedoch nicht die zuvor errechnete Gesamteinsparung bewertet werden. Bewertet werden können nur die Treibhausgasmengen, die bei einem Überschussstrom von 5 %, 10 %, 15 % oder 20 % anfallen. Die abschließende Tabelle zeigt für beide Szenarien und die genannten Energieträger die Einsparungsmengen bei allen vier möglichen Überschussstromvarianten.

7.2 Zwischenfazit

Da beide Anlagenmodelle einen vergleichsweise kleinen Anteil an der durch Windkraftanlagen (onshore) und/oder durch Biogasanlagen produzierten Gesamtenergiemenge bzw. Überschussstrom haben, sind die durch sie eingesparten Treibhausgasemissionen gering. Die bei der Überschussstromnutzung erreichten Einsparungen an Treibhausgasen sind marginal und die Kosten pro eingesparter Tonne CO₂-Äquivalent daher sehr hoch.

8 Betriebswirtschaftliche Betrachtung

8.1 Vorgehensweise

Die betriebswirtschaftliche Betrachtung des Power-to-Gas-Konzeptes erfolgt auf der Grundlage der beiden bereits vorgestellten Anlagentypen, die sich im Wesentlichen hinsichtlich ihrer Nennleistung sowie der Energiewandlung unterscheiden. Ausgehend von den Modellen werden dabei drei Szenarien betrachtet:

- a) Die Erzeugung von Wasserstoff und eine anschließende Verstromung im Blockheizkraftwerk einer Biogasanlage,
- b) die Erzeugung und Einspeisung bzw. Vermarktung von Wasserstoff und
- c) die Erzeugung und Einspeisung bzw. Vermarktung von Methan.

Mit der Unterstützung eines selbstentwickelten Excel-Tools erfolgt neben der Anwendung von Methoden der Leistungs-Kosten-Rechnung zur Ermittlung einer Datengrundlage für die Planung auf strategischer Ebene, die Darstellung einer Investitionsrechnung zur Beurteilung der Wirtschaftlichkeit von Power-to-Gas-Konzepten.

Nachdem Investitions-, Betriebskosten und Leistungsdaten für die entsprechenden Anlagentypen ermittelt, bzw. z.T. kalkulatorisch abgeleitet worden sind, wird zunächst der Deckungsbeitrag für die drei konstruierten Szenarien dargestellt. Dieser ist neben der Gesamtrentabilität ein wichtiges Instrument zur Planungsentscheidung und dient zur Deckung der Festkosten, die durch die Anlagenerstellung resultieren. Die zu erzielende Leistung in Form der Vermarktung des Sekundärenergieträgers, sowie davon abzuziehende variable Kosten aus Betriebs- und Zinskosten werden in Abhängigkeit des verfügbaren Überstroms aus der Windstromerzeugung, dessen Volllaststunden mit 2.000 Stunden pro Jahr beziffert worden sind, gestaffelt nach den verfügbaren Mengen in Höhe von 5 %, 10 %, 15 % und 20 %, angegeben.

In einem weiteren Schritt erfolgt die Ermittlung des Gewinns bzw. des Verlustes. Dazu werden die Festkosten, bestehend aus Kapitalkosten, Versicherung und Arbeit vom Deckungsbeitrag abgezogen. Die Gewinnausweisung erfolgt somit ebenfalls in Abhängigkeit des verfügbaren Überstroms und wird in der beschriebenen Staffelung dargestellt.

Zur Beantwortung der Fragestellung der Wirtschaftlichkeit einer derartigen Investition wird die Kapitalwertmethode hinzugezogen. Der Kapitalwert einer Investition ergibt sich aus der Summe aller Barwerte der Ein- und Auszahlungen. Dazu werden die Anschaffungskosten der verschiedenen Szenarien, sowie die in Zukunft zu erwartenden Zahlungsüberschüsse zur Rückgewinnung des Kapitals auf den Gegenwartszeitpunkt abgezinst und aufsummiert. Übersteigt der Barwert aller Zahlungsüberschüsse die Anschaffungskosten, so ergibt sich ein positiver Kapitalwert und das investierte Kapital wird vollständig zurückgewonnen und zum Kalkulationszins verzinst. Ein daraus resultierender Vermögenszuwachs ist positiv zu bewerten und ist ausschlaggebend für die Realisierung einer Investition.

Wichtige Kenngrößen zur Wirtschaftlichkeitsberechnung sind die Anschaffungskosten, die sich bei der kleinen Anlage zur Rückverstromung auf geschätzt 5,4 Mio € belaufen, während die große Anlage zur Erzeugung von Wasserstoff bzw. Methan Investitionskosten in Höhe von 20 Mio €, bzw. 42 Mio € aufweist. Aber auch die Vergütungsansprüche für Strom bzw. die Marktpreise für Gas besitzen einen erheblichen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit und sind mit 0,11 € je kWh_{el} Strom, bzw. 0,07 € je kWh_{el} Gas angesetzt worden.

8.2 Ergebnisse

Die Berechnung des Deckungsbeitrags der drei Szenarien hat erbracht, dass mit zunehmender Auslastung der Power-to-Gas-Anlagen die Kosten für den Betrieb der Anlagen gedeckt werden, sodass ab einer Auslastung in Höhe von 15 % Überstrom positive Deckungsbeiträge erzielt werden können; siehe dazu folgende Tabelle. An dieser Stelle sei erwähnt, dass zusätzlich

anfallende variable Kosten für den Prozess der Methanisierung aufgrund der unzureichenden Datengrundlage nicht mitberücksichtigt worden sind.

Tabelle 11: Betriebswirtschaftliche Betrachtung ausgewählter Power-to-Gas-Konzepte

Leistung	Kleine Anlage Rückverstromung	Große Anlage Wasserstoff- erzeugung	Große Anlage Methanisierung
Wasserstoff- produktion 15 % Überschussstrom (kWh)	961.400,00	4.807.000,00	4.807.000,00
Wasserstoff- produktion 20 % Überschussstrom (kWh)	1.281.866,67	6.409.333,33	6.409.333,33
Ertrag 15 % Überschussstrom (€)	57.684,00	336.490,00	275.310,00
Ertrag 20 % Überschussstrom (€)	76.912,00	448.653,33	367.080,00
Variable Kosten 15 % Überschussstrom (€)	45.091,12	180.663,08	180.663,08
Variable Kosten 20 % Überschussstrom (€)	45.190,66	181.160,78	181.160,78
Deckungsbeitrag 15 % Überschussstrom (€)	12.592,88	155.826,92	94.646,92
Deckungsbeitrag 20 % Überschussstrom	31.721,34	267.990,25	186.416,92
Festkosten (€)	387.041,87	1.416.551,00	2.889.426,00
Gewinn 15 % Überschussstrom (€)	-374.444,98	-1.260.724,08	-2.794.779,08
Gewinn 20 % Überschussstrom (€)	-355.320,52	-1.148.560,75	-2.703.009,08

Quelle: Eigene Darstellung

Diese sind jedoch für eine Deckung der bestehenden festen Kosten, die bei dem kleinen Anlagentypen jährlich 390.000 € betragen und sich beim großen Anlagentyp auf jährlich etwa 1,4 Mio € ohne und 2,9 Mio € mit einer Methanisierung belaufen, nicht ausreichend. Weder der große, noch der kleine Anlagentyp könnte unter den angenommenen Voraussetzungen einen Gewinn erzielen.

Die jährlichen Verluste bei einem Betrieb mit 20 % Überstrom aus der Windenergieerzeugung beziffern sich somit beim großen Anlagentyp und der Vermarktung von Wasserstoff sogar auf 1,1 Mio €, während die Vermarktung von erneuerbarem Methan einen jährlichen Verlust in Höhe von 2,7 Mio € bedeuten würde.

Hinsichtlich der Investitionsrechnung stellt der Deckungsbeitrag abzüglich der Arbeitskosten den Betrag der jährlichen Überschüsse dar, der zur Rückgewinnung des eingesetzten Kapitals dient. Unter der Voraussetzung eines Zeitraums von 10 Jahren und einem Kalkulationszins in Höhe von 5 %, stellen sich in allen Szenarien bei einem Überstromangebot von 20 % negative Kapitalwerte in Millionenhöhe ein. Die jährlich verfügbaren Überschüsse, die bei der kleinen Anlage etwa 1.700 € und beim großen Anlagentyp etwa 208.000 € bei der Vermarktung von Wasserstoff und 126.000 € bei der Vermarktung von Methan betragen, führen unter den gegebenen Bedingungen keineswegs zu einer Wiedergewinnung der eingesetzten finanziellen Mittel. Es ist jedoch erkennbar, dass die zunehmende Auslastung der Anlagentypen insgesamt einen Trend zu einem Rückgang der Verluste bedingt.

8.3 Zwischenfazit

Aktuell sind Projekte im Rahmen von Power-to-Gas nicht wirtschaftlich. Um sie wirtschaftlicher zu gestalten, wären verschiedene Aspekte zu beachten. Zunächst ist eine Senkung der Investitionskosten, beispielsweise für Elektrolyseur und Methanisierungsanlage, zwingend erforderlich, da die Festkosten derzeit zu hoch sind. Zudem müssen die Effizienz (Wirkungsgrade) sowie die Auslastung der Anlagen erhöht werden. Eine höhere Auslastung der Anlagen würde zu einer Kostendegression führen, womit sich Deckungsbeiträge und Gewinne positiv verändern. Um eine höhere Auslastung zu realisieren, wären allerdings hohe Überstrommengen notwendig, die im Interesse von Windkraftanlagenbetreibern und Netzbetreibern in der Regel vermieden werden und zudem volkswirtschaftlich nicht sinnvoll sind. Ein weiterer Aspekt

sind staatliche Förderprogramme, wie beispielsweise höhere Vergütungen, ohne die sich eine Power-to-Gas-Anlage wahrscheinlich auch in Zukunft (z.B. trotz geringerer Festkosten) nicht rentiert. Da Power-to-Gas aber evtl. einen positiven Einfluss auf die Entwicklung des Anteils Erneuerbarer Energien hat, ist es denkbar, dass die Politik derartige Projekte unterstützt.

9 Fazit

In diesem Projekt wurde das Konzept Power-to-Gas als Lösung für den Ausgleich von Schwankungen im Stromnetz durch Überschussstrom näher betrachtet. Zu den in verschiedenen Arbeitsgruppen bearbeiteten Schwerpunkten (technische Grundlagen, rechtliche Grundlagen und Marktsituation sowie in den Tools zu den Themen Energiebilanz, Treibhausgasbilanz und betriebswirtschaftliche Betrachtung) sind die wichtigsten Ergebnisse im Fazit zusammengefasst.

In der Praxis bestehen verschiedene Verfahren und Möglichkeiten zur Erzeugung von Wasserstoff per Elektrolyse bzw. zur Methanisierung. Es haben sich vor allem die alkalische Elektrolyse sowie zweiphasige Reaktorkonzepte im Bereich der Methanisierung aufgrund hoher nachgewiesener Leistungsbereiche etabliert. Während bei der Wasserstofferzeugung in moderaten Teillastbereichen schon Systemwirkungsgrade in Höhe von 78 % bis 85 % erzielt werden können, führt eine zusätzliche Methanisierung infolge eines hohen Gasstrombedarfs sowie eine anschließende Rückverstromung zu einem deutlich geringeren Gesamtwirkungsgrad. Zukünftige technische Innovationen und Verbesserungen könnten Systemwirkungsgrade erhöhen und einzelne Verfahrensschritte effizient auf Erneuerbare Energiequellen abstimmen. Im Rahmen derzeitiger Forschungsvorhaben ist zudem davon auszugehen, dass die kommerzielle Verfügbarkeit der Power-to-Gas-Technologie in den nächsten Jahren deutlich gesteigert werden kann.

Weiterer Forschungsbedarf besteht im Bereich der Wasserstoffzwischen-speicherung bzw. -einspeisung. Zwar stehen dem deutschen Erdgasnetz große Speicherkapazitäten zur Verfügung, die praktische Umsetzung der Wasserstoffzumischung sowie die Erfüllung gesetzlicher Vorgaben und technischer Regelwerke stellen jedoch große Herausforderungen dar. In diesem Zusammenhang tritt die Erzeugung von erneuerbarem Methan, dessen Energiedichte die des Wasserstoffs um das Dreifache übertrifft, als sinnvolle Alternative in den Vordergrund.

Da es sich bei Windenergie um eine „Erneuerbare Energie“ handelt, wird diese nach dem EEG vergütet. Die Grundvergütung von Windenergie beträgt 4,87 Cent/KWh (EEG 2012 § 29 Abs. 1). Abweichend davon gibt es verschiedene Boni und Anfangsvergütungen. Da das erzeugte „Speichergas“ aus Windenergie erzeugt wird, wird dieses nach EEG 2012 § 16 Abs. 2 auch als Windenergie vergütet. Dabei richtet sich die Vergütung nach der Strommenge, die aus dem Zwischenspeicher in das Netz eingespeist wird.

Da die zweite Anlagenvariante dieser Projektarbeit vorsieht, „Speichergas“ im BHKW einer Biogasanlage zu verstromen, muss geklärt werden, ob dies zulässig ist. Nach Biomasseverordnung 2012 muss durch ein Einsatzstoff-Tagebuch erklärt werden, welche Biomasse eingesetzt wird. Da „Speichergas“ in dieser Verordnung aber nicht als erlaubte Biomasse aufgeführt ist, könnte dies dazu führen, dass der Vergütungsanspruch der Biogasanlage nicht bestehen bleibt (EEG 2012 § 27 Abs. 5), obwohl Netzbetreiber Anlagen, die ausschließlich Erneuerbare Energien einsetzen, mindestens nach Maßgabe der §§ 18 bis 33 vergüten müssen, wenn der Strom tatsächlich nach § 8 abgenommen oder nach Maßgabe des § 33 Absatz 2 verbraucht worden ist (EEG 2012 § 16 Abs. 1).

Durch Unstimmigkeiten im ENWG 2012 und EEG 2012 kommt es dazu, dass das im EEG 2012 deklarierte „Speichergas“ nach dem ENWG 2012 als „Biogas“ angesehen wird. So dass „Speichergas“, wenn es direkt ins Erdgasnetz eingespeist wird, wie es Anlagenvariante 2 sieht, nicht mehr als Windenergie vergütet wird, sondern als „Biogas“.

Um Klarheit über die Vergütung von diesem „Biogas“ zu erhalten, sollten EEG 2012, ENWG 2012 und die BIOMASSEVERORDNUNG 2012 hinsichtlich ihrer Begrifflichkeiten aufeinander abgestimmt werden. Des Weiteren muss geklärt werden, wie und ob „Speichergas“ nach der Biomasseverordnung 2012 zu definieren ist.

Überschussstrom entsteht in erster Linie im Norden und Osten von Deutschland und wird vor allem durch Windenergieanlagen verursacht. Die Kapazität der Stromnetze reicht hier nicht aus, um den produzierten Strom zu fassen und weiter zu transportieren. Dies ist ein großes Problem sowohl für den Anlagen- als auch für den Netzbetreiber.

EU-weit sollte eine elektrische Systemstabilität von 50 Hertz aufrecht erhalten werden. Sollte dies gefährdet werden, so wird nicht genutzter Strom beispielsweise über die Börse (EEX) zu negativen Strompreisen veräußert.

Die Hoffnung für die Zukunft liegt hier eindeutig im Ausbau von Speichermöglichkeiten für Strom, um Schwankungen dieser Art zu vermeiden.

Wasserstoff und Methan können in Brennstoffzellen, Gaskraftwerken und Verbrennungsmotoren genutzt werden. Im Erdgasnetz dürfen nach geltenden Regelungen bis zu 5 % eingespeist werden. Da diese Grenze schnell erreicht werden kann, lehnen die Netzbetreiber eine Einspeisung von Wasserstoff in der Regel generell ab - sonst käme es evtl. zu einer Diskriminierung dritter Anbieter. Eine Methanisierung wäre deshalb der sinnvolle Weg; sie bietet zudem den Vorteil für die Umwelt durch CO₂-Recycling. Ein genereller Markt für H₂ existiert nicht. Methan ist dagegen als Erdgas gebräuchlich und bei vielen Anwendungen bereits Standard.

Energiebilanzen sind rechnerische Grundlagen für einen möglichst rationalen Einsatz von Energie. Der Aufwand an Primärenergie wird der letztendlich verfügbaren Nutzenergie gegenüber gestellt. Die Energiebilanzen in dem vorliegenden Projekt wurden auf Grundlage von errechneten Werten und nicht mit tatsächlich gemessenen Werten erstellt. Bei der großen Anlage mit einer Nennleistung von 23.000 kWh stehen zum Schluss, nach der Rückverstromung, noch 39,42 % (9.067 kWh) der ursprünglichen Primärenergie zur Verfügung. Verluste entstehen im Bereich der Stromleitung, der Elektrolyse, dem Verdichten und der Energierückumwandlung. Die Rückumwandlung verbraucht die meiste Energie, dicht gefolgt von der Elektrolyse.

Die Energiebilanz der kleinen Anlage (Nennleistung 4.600 kWh) hängt sehr stark von der Betrachtungsweise ab. Der Gesamtwirkungsgrad nach der

Rückverstromung beträgt nur 27,28 % (1.255 kWh). Wird dagegen noch die Wärmeleistung des BHKW mit einbezogen, liegt der Gesamtwirkungsgrad bei 55,16 % (2.538 kWh). Die meiste Energie geht auch hier im Bereich der Elektrolyse und der Rückverstromung verloren. Die Elektrolyse spielt bei diesem Konzept allerdings die größere Rolle. Obwohl die Berechnungsgrundlagen zum Teil auf Annahmen beruhen, werden doch ungefähr die gleichen Ergebnisse erzielt, wie sie in der Literatur zu finden sind. Beide Anlagenkonzepte weisen eine positive und durchaus gute Energiebilanz auf. Trotzdem besteht noch ein Verbesserungsbedarf des Wirkungsgrades, besonders im Hinblick auf die Elektrolyse.

Da beide Anlagenmodelle einen vergleichsweise kleinen Anteil an der durch Windkraftanlagen (onshore) und/oder durch Biogasanlagen produzierten Gesamtenergiemenge bzw. Überschussstrom haben, sind die durch sie eingesparten Treibhausgasemissionen gering. Die bei der Überschussstromnutzung erreichten Einsparungen an Treibhausgasen sind marginal und die Kosten pro eingesparter Tonne CO₂-Äquivalent daher sehr hoch.

Aktuell sind Projekte im Rahmen von Power-to-Gas nicht wirtschaftlich. Um sie wirtschaftlicher zu gestalten, wären verschiedene Aspekte zu beachten. Zunächst ist eine Senkung der Investitionskosten, beispielsweise für Elektrolyseur und Methanisierungsanlage, zwingend erforderlich, da die Festkosten derzeit zu hoch sind. Zudem müssen die Effizienz (Wirkungsgrade) sowie die Auslastung der Anlagen erhöht werden. Eine höhere Auslastung der Anlagen würde zu einer Kostendegression führen, womit sich Deckungsbeiträge und Gewinne positiv verändern. Um eine höhere Auslastung zu realisieren, wären allerdings hohe Überstrommengen notwendig, die im Interesse von Windkraftanlagenbetreibern und Netzbetreibern in der Regel vermieden werden und zudem volkswirtschaftlich nicht sinnvoll sind. Ein weiterer Aspekt sind staatliche Förderprogramme wie beispielsweise höhere Vergütungen, ohne die sich eine Power-to-Gas-Anlage wahrscheinlich auch in nächster Zukunft (z.B. trotz geringerer Festkosten) nicht rentiert. Da Power-to-Gas

aber evtl. einen positiven Einfluss auf die Entwicklung des Anteils Erneuerbarer Energien hat, ist es denkbar, dass die Politik derartige Projekte unterstützt.

Da sich Power-to-Gas erst in der Entwicklungsphase befindet und in der Praxis bisher kaum vergleichbare Konzepte realisiert wurden, bestand für dieses Projekt nur eine sehr unsichere Planungsgrundlage. Aufgrund der Unstimmigkeiten zwischen EnWG und EEG sollte über eine Angleichung der Gesetzeslage nachgedacht werden. Um die betriebswirtschaftliche Bilanz dieses Projektes zu verbessern, ist eine starke Kostendegression bei der Elektrolyse dringend erforderlich, wozu eine Verbesserung des Wirkungsgrades bei der Elektrolyse und eine Weiterentwicklung von Methanisierungs-Anlagen wichtige Voraussetzungen sind. Bei der Planung ist zudem darauf zu achten, dass eine Wasserstoffeinspeisung nur in Spezialfällen möglich ist und somit in der Regel eine Methanisierung anzustreben ist. Aus wirtschaftlicher Sicht ist eine Realisierung der Anlagen-Konzepte nur in Regionen mit hohem Überschussstromanteil sinnvoll. Doch auch hier erweisen sich die beiden Konzepte noch als eine sehr teure Variante zur Treibhausgasvermeidung, weshalb davon auszugehen ist, dass sich dieses System in nächster Zukunft nur mit Förderungen rentieren wird.

Literaturverzeichnis

- BAJOHR, S., BUCHHOLZ, D., GÖTZ, M. (2011): Speicherung elektrischer Energie aus regenerativen Quellen im Erdgasnetz. In: bbr-Sonderheft Netzausbau 62 (Sonderheft), S. 14-19.
- BAJOHR, S., GÖTZ, M., GRAF, F., ORTLOFF, F. (2011): Speicherung von regenerativ erzeugter elektrischer Energie in der Erdgasinfrastruktur In: DEUTSCHER VEREIN DES GAS UND WASSERFACHES E.V. (DVGW) (Hrsg.): gwf - Gas/Erdgas April 2011.
http://www.dvgw.de/fileadmin/dvgw/angebote/forschung/inno_speicherung.pdf (Abrufdatum: 25.10.2011)
- BIOMASSEVERORDNUNG 2012: Verordnung über die Erzeugung von Strom aus Biomasse (Biomasseverordnung -BiomasseV), Konsolidierte (unverbindliche) Fassung des Verordnungstextes in der ab 1. Januar 2012 geltenden Fassung¹. Bundesregierung 2011.
- BRINNER, A., HUG, W. (2002): Dezentrale Herstellung von Wasserstoff durch Elektrolyse. http://www.dlr.de/fk/Portaldata/40/Resources/dokumente/publikationen/H2Herstellung_Brinner_2002.pdf (25.10.2011)
- BUNDESMINISTERIUM FÜR UMWELT, NATURSCHUTZ UND REAKTORSICHERHEIT (BMU) (2012): Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien http://www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/eeg_2012_bf.pdf (13.01.2012)
- BUNDESNETZAGENTUR (2011): Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan 2012 – Eingangsdaten der Konsultation.
- BUNDESVERBAND WINDENERGIE (2011): Abschaltung von Windenergieanlagen um bis zu 69 % gestiegen
- BÜNGER, U. (2001): Entwicklungsstand und -perspektiven von Wasserstoffspeichern für mobile und portable Anwendungen, Haus der Technik, Essen, 09. Mai 2001.

- CROTOGINO, F., HAMELMANN, R. (2008): Wasserstoff-Speicherung in Salzkavernen. Großspeicher für Wind-Wasserstoff. In: H2- Das Magazin für Wasserstoff in Brennstoffzellen 8 (2), S.17-19.
- DEUTSCHE ENERGIEAGENTUR (2011): Gas speichern.
<http://www.powertogas.info/power-to-gas/gas-speichern.html>
Abrufdatum: 27.10.2011
- DROSTE, B., EDER, A., KARL, W., KESTEN, M., MUSIOL, F., ROHDE, J., SAUER, G., SZAMER, R., ZIEGLER, H.-P. (2001): Anwendung der Wasserstofftechnologie-Eine Bestandsaufnahme, Bericht des Arbeitskreises der Wasserstofftechnologie.
- ECOFYS (2011) Abschätzung der Bedeutung des Einspeisemanagements nach EEG 2009 – Auswirkung auf die Windenergieerzeugung in den Jahren 2009 und 2010
- EEG 2012: Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 25. Oktober 2008 (BGBl. I S. 2074), das durch Artikel 2 Absatz 69 des Gesetzes vom 22. Dezember 2011 (BGBl. I S. 3044) geändert worden ist. Bundesregierung 2011.
- ENERTAG (2011): Hybridkraftwerk Kurzbeschreibung.
https://www.enertrag.com/download/prospekt/hybridkraftwerk_kurzinfo_090417.pdf (26.10.2011)
- ENWG 2012: Energiewirtschaftsgesetz vom 7. Juli 2005 (BGBl. I S. 1970, 3621), das zuletzt durch Artikel 2 des Gesetzes vom 28. Juli 2011 (BGBl. I S. 1690) geändert worden ist. Bundesregierung 2011.
- EON VERTRIEB DEUTSCHLAND GMBH (2011): Erdgasnetz in Deutschland.
www.eon.de (28.10.2011)
- EPE INFOBLATT (2011): Erdgasspeicherung.
http://www.trianel-gasspeicher.com/fileadmin/trianelroot/sonstige/gasspeicher_epe/media_pool/daten/090610_Epe_Infoblatt_FinalDraft.pdf (27.10.2011)

- FABECK, W. (2010): Ausbau der "Sammelnetze" und der nationalen "Fortleitungsnetze",
http://www.sfv.de/fotos/l/Weiterleitung_UeberschussGIF.gif
(Abrufdatum: 31.10.2011)
- FACHVERBAND BIOGAS E.V. (2009) Kriterien für die Genehmigungsbedürftigkeit nach Bundesimmissionsschutzgesetz von Biogasanlagen
[http://biogas.org/edcom/webfvb.nsf/id/DE_Genehmigungsbeduerftigkei/\\$file/Genehmigungsbeduerftigkei-BlmschG_09-05-25_end_neu.pdf](http://biogas.org/edcom/webfvb.nsf/id/DE_Genehmigungsbeduerftigkei/$file/Genehmigungsbeduerftigkeit-BlmschG_09-05-25_end_neu.pdf) (18.10.2011)
- GÖTZ, M., BUCHHOLZ, D., BAJOHR, S. (2011): Speicherung elektrischer Energie aus regenerativen Quellen im Erdgasnetz. http://www.erdgas-innovativ-nutzen.de/wp-content/uploads/2011/08/bbr_Neue_Netze_14_19_Goetz.pdf (28.10.2011)
- GRAF, F. (2010): Erzeugung von Methan aus Kohlenstoffdioxid und regenerativem Wasserstoff. http://www.dbi-gti.de/fileadmin/downloads/5_Veroeffentlichungen/Tagungen_Workshops/DBI-FF-2010-H2/09_Graf_DBI-FF.pdf (28.10.2011)
- GREENPEACE ENERGY EG (2011): Fragen und Antworten zu Windgas, <http://www.greenpeace-energy.de/windgas/fragen-antworten.html>
(Abrufdatum 02.11.2011)
- HARMS, G. (2011): Die unheimlichen Preistreiber, http://www.energieverbraucher.de/de/Energiebezug/Erdgas/Preise__312/ (Abrufdatum 02.11.2011)
- HENEL, M., HÖCHER, T., KÖPPEL, W., MLAKER, H., MÜLLER, G., STERNER, M. (2011): Power-to-Gas: Untersuchungen im Rahmen der DVGW-Innovationsoffensive zur Energiespeicherung. In: Energie/ Wasserpraxis 4, S. 72-77.

- HEUTERKES, M., JANSSEN, M. (2008): Die Regulierung von Gas- und Strommärkten in Deutschland. Beiträge aus der angewandten Wirtschaftsforschung Nr.29, Westfälische Wilhelmsuniversität Münster.
- HILB, M. (2011): BHKW Brennstoffzelle = Brennstoffzellen BHKW, <http://www.brennstoffzellen-heiztechnik.de/bhkw-brennstoffzelle-brennstoffzellen-bhkw.html> (Abrufdatum: 31.10.2011)
- IEA (2008): World Energy Outlook 2008. Paris, EA
- JENTSCH, M., TROST, T., EMELE, L., STERNER, DR. M. (2011): Power-to-Gas als Langzeitspeicher. In: Energy 2.0. Nr. 5, Juli 2011, S. 46-49 <http://www.energy20.net/PDF/E20611700> (23.10.2011).
- KAVERNEN-INFORMATIONSZENTRUM ETZEL (2011): Speichertyp. <http://www.kavernen-informationszentrum-etzels.de/typo3temp/pics/c4f2906496.jpg> (27.10.2011)
- KEHLER, T. (2011): Erdgas mobil, <http://www.erdgas-mobil.de/privatkunden/guenstig/>, (Abrufdatum 31.10.2011)
- KLAUS, T. et al.: Energieziel 2050: 100 % Strom aus erneuerbaren Quellen, Umwelt Bundesamt, Dessau-Roßlau 2010
- KLEIMAIER, M. (2010): Wasserstoff. Eine Option für die langfristige Speicherung von Windenergie. Energietechnische Gesellschaft im VDE, DWV Pressekonferenz, 18. Februar 2010, Berlin.
- LANDESAMT FÜR NATUR, UMWELT UND VERBRAUCHERSCHUTZ NRW (2011): Erlass für die Planung und Genehmigung von Windenergieanlagen und Hinweise für die Zielsetzung und Anwendung (Windenergie-Erlass) vom 11.07.2011 <http://www.lanuv.nrw.de/geraeusche/pdf/WindenergieErlass11072011.pdf> (18.10.2011)

LATSCHA H. P., KLEIN H. A. (2007): Elektrodenprozesse. In: LATSCHA H. P., KLEIN H. A. (Hrsg.): Anorganische Chemie: Chemie-Basiswissen I. Springer Verlag GmbH, Heidelberg, S.182

LINDE GAS (2011): Rechnen Sie mit Wasserstoff - Die Datentabelle, <http://www.linde-gas.at/download/1007.pdf> (01.11.2011)

MINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT, ARBEIT UND TOURISMUS (2010) Hinweise zur Genehmigung und Überwachung von Biogasanlagen in Mecklenburg-Vorpommern- Anforderungen zur Vermeidung und Verminderung von Gerüchen, Lärm und sonstigen Emissionen, Vorsorge vor sonstigen Gefahren, Zuständigkeiten http://www.regierung-mv.de/cms2/Regierungsportal_prod/Regierungsportal/de/wm/Themen/Immissionsschutz/Hinweise_zur_Genehmigung_und_Ueberwachung_von_Biogasanlagen/index.jsp (18.10.2011)

MÜLLER-SYRING G., HENEL, M., RASMUSSEN, H. MLAKER, H., KÖPPEL, W., HÖCHER, T., STERNER, M. (2011): Power-to-Gas: Untersuchung im Rahmen der DVGW-Innovationsoffensive zur Energiespeicherung. In: wasser-praxis 4/2011, S. 72-77

MÜLLER-SYRING, G., HENEL, M., RASMUSSEN, H., MLAKER, H., KÖPPEL, W., HÖCHER, T., STERNER, M. (2011): Power-to-Gas: Untersuchungen im Rahmen der DVGW-Innovationsoffensive zur Energiespeicherung. In: DEUTSCHER VEREIN DES GAS- UND WASSERFACHES E.V. (Hrsg.): energie/wasser-praxis 4/2011 S. 72-77 <http://www.dvgw.de/fileadmin/dvgw/angebote/forschung/1104mueller.pdf> (24.10.2011)

REUTER, B. (2011): Die Verschwendung von Ökostrom nimmt zu. <file:///C:/Dokumente%20und%20Einstellungen/Anwender/Desktop/Power%20to%20gas/Energie%20%20Die%20Verschwendung%20von%20%C3%96kostrom%20nimmt%20zu%20-%20WirtschaftsWoche.htm> (Abrufdatum: 31.10.2011)

- ROTHERMEL J. (2011): Anlagen zu Biomethan- Produktion in D,
<http://www.biogasportal.info/daten-und-fakten/biogasanlagen/biomethan-anlagen/>, (Abrufdatum 31.10.2010)
- RWE DEA AG (2008): Erdgasspeicher. RWE Dea AG, Hamburg.
- SCHÄCHTELE, K. (2008): Der Markt für Biomethan in Deutschland,
http://www.ensys.tu-berlin.de/fileadmin/fg8/Downloads/NeueEntwicklungen/WS2008/20081219_Schaechtele_Paper_Biomethan.pdf (Abrufdatum 01.11.2011)
- SEDLACEK, R.: Untertage-Gasspeicherung in Deutschland, In Erdöl Erdgas Kohle 2009 (11) http://www.bezreg-arnsberg.nrw.de/themen/e/erdgas_oelspeicher_kavernen/untergrundspeich_09.pdf (25.10.2011)
- SMOLINKA, T., GÜNTHER, M., GARCHE, J. (2011): NOW-Studie „Stand und Entwicklungspotenzial der Wasserelektrolyse zur Herstellung von Wasserstoff aus regenerativen Energien“ Kurzfassung des Abschlussberichts. http://www.now-gmbh.de/fileadmin/user_upload/Presse/PM_Workshop_Wasserelektrolyse/NOW-Studie-Wasserelektrolyse-2011.pdf (27.10.2011)
- SPECHT, M., BAUMGART, F., FEIGL, B., FRICK, V., STÜRMER, B., ZUBERBÜHLER, U., STERNER, M., WALDSTEIN, M. (2010): Speicherung von Bioenergie und erneuerbarem Strom im Erdgasnetz,
http://www.fvee.de/fileadmin/publikationen/Themenhefte/th2009/th2009_05_06.pdf In Erdöl Erdgas Kohle 2010 (10)
- SPECHT, M., STERNER M. (2010): Erneuerbares Methan. Eine Lösung zur Integration und Speicherung Erneuerbarer Energien und ein Weg zur regenerativen Vollversorgung. In: Solarzeitalter 1, S.51-58.
- STATISTISCHES BUNDESAMT 2009, Energie auf einen Blick
- STERNER M., JENTSCH M., TROST T., SPECHT M. (2011): Ökostrom als Erdgas speichern - Power-to-Gas, Umwandlung von überschüssigen Strom aus

Wind- und Solaranlagen in Erdgas, Erdgasnetz als Speicher für erneuerbare Energien http://www.abgnova.de/pdf/2011-05-04_IWES-Dr.-Ing.-Michael-Sterner.pdf (25.10.2011)

STERNER, M. (2009): Bioenergy and renewable power methane in integrated 100 % renewable energy systems, Limiting global warming by transforming energy systems, Dissertation kassel university press, ISBN: 978-3-89958-798-2. <http://www.upress.uni-kassel.de/publi/abstract.php?978-3-89958-798-2>(26.10.2011)

STERNER, M., JENTSCH, M., HOLZHAMMER, U. (2011): Energiewirtschaftliche und ökologische Bewertung eines Windgas-Angebotes. Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES), Kassel. http://www.solar-verein.de/Greenpeace_Energy_Gutachten_Windgas_Fraunhofer_Sterner.pdf (28.10.2011)

STERNER, M., JENTSCH, M., HOLZHAMMER, U. (2011): Energiewirtschaftliche und ökologische Bewertung eines Windgas-Angebotes. Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES), Kassel

STERNER, M., SAINT-DRENAN, Y-M., GERHARDT, N., SPECHT, M., STÜRMER, B., ZUBERBÜHLER, U. (2010): Erneuerbares Methan – Ein innovatives Konzept zur Speicherung und Integration Erneuerbarer Energien sowie zur regenerativen Vollversorgung. www.weltderphysik.de/_media/sterner_09_07_10.pdf (28.10.2011)

SWSZ (2007): Technische Mindestanforderungen für die Auslegung und den Betrieb dezentraler Erzeugungsanlagen zur Einspeisung von Biomethan in das Erdgasnetz <http://www.swsz.de/Einspeisung.543.0.html> (3.11.2011)

TAMME, R., SATTLER, C., JÖRISSEN, L. (2002): Solarer Wasserstoff – Innovative Techniken zur Erzeugung. http://www.fvee.de/fileadmin/publikationen/Themenhefte/th2002/th2002_06_01.pdf S. 100-104 (25.10.2011)

- TETZLAFF, K.-H. (2005) Ein Ausweg aus der Öl-, Klima-, und Kostenfalle,
<http://www.bio-wasserstoff.de/h2/index.html> (Abrufdatum 31.10.2011)
- THE LINDE GROUP (2011): <http://www.linde-gas.de/international/web/lg/de/like35lgde.nsf/docbyalias/homepage>
(29.10.2011)
- WENSKE M. (A.N.): Wasserstoff – Herstellung per Elektrolyse http://www.fh-stralsund.de/dokumentenverwaltung/dokumanagement/psfile/file/4/tb_riegwa_2491d57f6cdcb6.pdf (Abrufdatum: 29.10.2011)
- WIEDEMANN, K. (2011): Der unsichtbare Speicher. In neue Energie Juli 2011,
S. 30-35 http://www.neueenergie.net/fileadmin/ne/ne_inhalte/dokumente/neue_energie0711_S30-35.PDF (23.10.2011)
- WOLF, J. (2003): Die neuen Entwicklungen der Technik. Medienforum
Deutscher Wasserstofftag 2003, München.
- WOLF, J. (2011): H₂ Nutzung, In: Energieweltwasserstoff vom TÜV
Süddeutschland Holding AG