



1. Einleitung und Problemstellung

1.1. Ausgangslage und Problemstellung

Die Integration erneuerbarer Energien in den Elektrizitätsmarkt verfolgt im wesentlichen die Ziele, den Primärenergiebedarf und die fossilen CO₂-Emissionen zu reduzieren. Schlüssel hierfür sind die mit dem Erneuerbare Energien Gesetz (EEG) geförderten Technologien der Wind- und Solarenergie. Die zunehmend dargebotsabhängige Erzeugung¹ erfordert eine steigende Flexibilität des Elektrizitätsmarktes, der bislang auf dem Prinzip der bedarfsgerechten Erzeugung beruht (Gatzen 2008). Sowohl zeitliche als auch lokale Differenzen zwischen Erzeugung und Verbrauch führen zu einem steigenden Bedarf an kurzfristigem Ausgleich und Transport. Die Flexibilitätsanforderungen stellen sich aufgrund des im EEG verankerten Einspeisevorrangs vor allem für die weiteren, zumeist fossilen Erzeugungstechnologien sowie zu- und abschaltbaren Nachfragekapazitäten (Klobasa 2007, Gatzen 2008).

Da das Ausbaupotential an Pumpspeichern, der bisher dominierenden Speichertechnologie in Deutschland, begrenzt ist (DENA 2010), entsteht aus dem bisherigen und vorhergesagten Kapazitätszubau von intermittierenden Erzeugern² ein potentieller Bedarf für neue Speichertechnologien. Eine diskutierte Variante zur Speicherung von Elektrizität stellt die in Elektrolyseuren stattfindende Umwandlung in Wasserstoff (H₂) dar, der z. B. als Erdgasersatz in das Erdgasnetz eingespeist, rückverstromt oder stofflich genutzt werden kann. Entsprechend wird dem Wasserstoff eine Rolle als Bindeglied zwischen dem Elektrizitäts- und Brennstoffmarkt zugeordnet (Sherif u. a. 2005, Leonhard 2008, Ball und Wietschel 2009, Barbir 2009, Schüth 2011, DVGW 2013b). Wasserstoff stellt zudem ein Rohstoff für die chemische Industrie dar, so dass das Konzept der Wasserstoffwirtschaft nicht nur die Elektrizitätserzeugung, den Wärmesektor und den Mobilitätssektor (als Speichermedium oder zum Ersatz fossiler Rohstoffe), sondern auch die Chemieindustrie umfasst, und dort ebenfalls als Ersatz für fossile Rohstoffe dient (Bockris 1976, Conte u. a. 2001, Ball und Wietschel 2009,

¹Die Erzeugungsmenge ist vom Dargebot, d. h. der Verfügbarkeit der erforderlichen Ressourcen (hier: Wind und Sonne) abhängig.

²D. h. Technologien, die Elektrizität unstetig und in Abhängigkeit des Dargebots bspw. an Wind und Sonneneinstrahlung erzeugen.



Benner u. a. 2012). Von der weltweiten H_2 -Produktion – im Jahr 2013 geschätzte 867 Mrd. Nm^3 (IHS 2013), davon über 90 % aus Erdgas hergestellt – wird ca. 60 % zu den Grundchemikalien Ammoniak (NH_3) und Methanol (CH_3OH) weiterverarbeitet, 32 % wird zur Hydrierung von Rohölderivaten verwendet und die restlichen 8 % in weiteren chemischen Sektoren eingesetzt (IHS 2013).

Bereits seit den 1970er Jahren wurden Ideen entwickelt, NH_3 aus Solar- oder Windenergie herzustellen und hierdurch die Erzeugung aus fossilen Rohstoffen zu reduzieren (vgl. auch Grundt u. a. (1982)). Trotz Technologien intermittierender Elektrizitätserzeugung beruhen diese Konzepte auf dem Prinzip der stetig betriebenen NH_3 -Synthese, deren Flexibilität lediglich über die Zwischenpufferung von H_2 erzielt wird. In 2010 wurde erstmals ein Kleinstanlagenkonzept vorgestellt, das 125 kg/h NH_3 intermittierend aus Elektrizität erzeugt (ca. 1 MW Elektrolysekapazität) (Vrijenhoef 2010, Vrijenhoef u. a. 2011, Ostuni u. a. 2012).

Zur Produktion von NH_3 in großtechnischem Maßstab sind Kapazitäten im Bereich von t/h erforderlich (Dybkjaer 1995, Appl 2006), die Elektrolyseuren im zwei- bis dreistelligen MW-Bereich entsprechen. Aus Sicht des Elektrizitätsmarkts erscheinen diese Kapazitäten attraktiv, da hierdurch bereits mit wenigen Großanlagen relevante Elektrizitätsmengen kurzfristig absorbiert und somit Überkapazitäten und Schwankungen ausgeglichen werden können. Ein entsprechendes großtechnisches Prozesskonzept mit dem Fokus auf intermittierender Produktion liegt bisher nicht vor und wird daher in dieser Arbeit entworfen und bewertet. Hierbei basiert die erforderliche Systemflexibilität unter anderem auf der Zwischenpufferung von H_2 und einer teillastfähigen NH_3 -Synthese.

1.2. Zielsetzung und Lösungsweg

Ausgehend von den im vorherigen Abschnitt dargestellten Überlegungen wird folgende zentrale Fragestellung formuliert:

Kann die Herstellung von Ammoniak auf Basis einer intermittierend betriebenen Wasserelektrolyse wirtschaftlich umgesetzt werden?

In dieser Fragestellung ist neben der technischen Realisierung die Anforderung eines wirtschaftlichen Betriebs integriert, da sich nur ökonomisch aussichtsreiche Technologieoptionen am Markt durchsetzen werden.

Die übergeordnete Fragestellung wird im Folgenden weiter aufgegliedert und umfasst die folgenden (Teil-)Forschungsfragen:

1. Wie sieht ein Prozesskonzept aus, das NH_3 analog zur intermittierenden H_2 -Produktion bei variierender Last erzeugt?
2. Wie sieht ein Prozesskonzept aus, das wahlweise H_2 auf elektrochemischem oder thermochemischem Weg erzeugt, und somit die NH_3 -Produktion für die Deckung einer kontinuierlichen Nachfrage von Folgeprozessen verstetigt?
3. Wie lassen sich die Freiheitsgrade der Kapazitäts- und Einsatzwahl auf Basis eines exogen vorgegebenen Preis- bzw. Elektrizitätsinputs zum Erreichen einer größtmöglichen Annuität optimal gestalten?
4. Wie sehr ist die Wirtschaftlichkeit der in 1 und 2 entwickelten Konzepte inputabhängig und wie sehr wird sie durch die Wahl der Kapazitäten der einzelnen Anlagenteile beeinflusst?
5. Inwieweit ist die Nutzung von intermittierend erzeugtem H_2 zur Produktion von Ammoniak vorteilhafter als die energetische Verwertung des Wasserstoffs (*Power-to-Gas*-Konzepte)?

Die Aufteilung der Konzeptfrage in die Forschungsfragen 1 und 2 ermöglicht die Ausrichtung der Prozesse auf verschiedene Anforderungen von Marktteilnehmern, die Ammoniak abnehmen, und ggf. auf eine stetige Versorgung angewiesen sind (vgl. Kapitel 2 zur Abgrenzung und Kapitel 4 und 5 für die Konzepte). In den Forschungsfragen 3 und 4 steht die wirtschaftlichen Bewertung der Konzepte im Vordergrund, die in Form einer gekoppelten Kapazitäts- und Einsatzplanung untersucht wird (Kapitel 6). Neben der Fragestellung, ob die Herstellung von NH_3 an sich wirtschaftlich attraktiv ist, verkörpert die Forschungsfrage 5 den Aspekt der relativen Wirtschaftlichkeit, d. h. der ökonomischen Stärken und Schwächen der entwickelten Prozesse im Vergleich zu anderweitiger Nutzung von H_2 . Hierbei werden die *Power-to-Gas*-Konzepte vergleichend bewertet, die eine Verwendung von H_2 und synthetischem Erdgas SNG als Brennstoff, d. h. als Erdgasersatz implizieren (DVGW 2013b).

Der Aufbau der Arbeit ist in Abbildung 1.1 dargestellt. Auf Basis der in Kapitel 2 dargelegten Entwicklungen am Elektrizitätsmarkt werden die Anforderungen an Wasserstoffkonzepte identifiziert, anhand derer sich das Prozessdesign orientieren soll. Aufbauend auf bereits existierenden Konzepten zur Erzeugung von NH_3 aus Quellen erneuerbarer Elektrizität werden die im Rahmen der Forschungsfragen 1 und 2 zu entwickelnden Konzepte abgeleitet. Für diese muss ein sich am volatilen Elektrizitätspreis orientierender Anlagenbetrieb ermöglicht werden, um Elektrizität selektiv zu Zeiten niedriger Preise abnehmen zu können. Entsprechend müssen bestehende Methoden der Einsatz- und Kapazitätsplanung von Kraftwerken für die Anwendung bei elektro- und thermochemischen Prozessen weiterentwickelt werden.

Aufbauend auf einem allgemeinen methodischen Grundgerüst für wirtschaftliche Analysen stoffumwandelnder Prozesse wird in Kapitel 3 der Stand der Wissenschaft dargestellt. Die methodischen Schwächen bestehender Ansätze werden aufgezeigt, die bei der Übertragung auf die hier behandelte Problemstellung auftreten. Auf Basis dieser Analyse wird der auf methodischer Ebene existierende Anpassungs- und Weiterentwicklungsbedarf dargestellt und die im Rahmen dieser Arbeit entwickelte Herangehensweise skizziert.

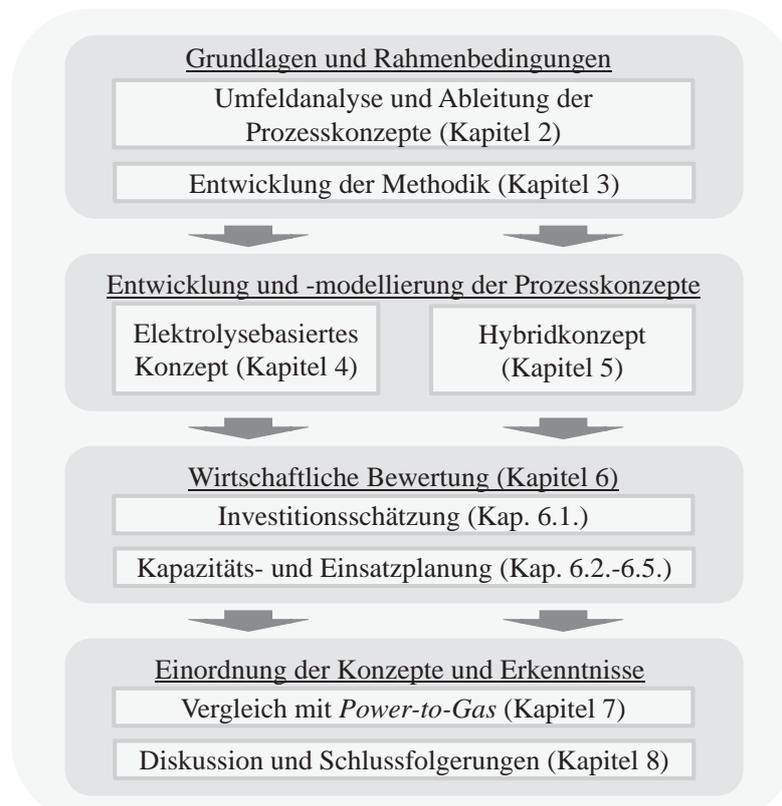


Abbildung 1.1.: Aufbau der Arbeit

In Kapiteln 4 und 5 werden die zwei alternativen Konzepte zur Herstellung von Ammoniak auf Basis intermittierender Elektrizitätspreise entwickelt. Hierbei erfolgt das Prozess- und Apparatedesign sowie die Modellierung aufbauend auf den thermodynamischen und kinetischen Grundlagen sowie dem Stand der Technik der entsprechenden verfahrenstechnischen Prozesse. Stoff- und Energiebilanzen werden über das Lastintervall der Teilprozesse ermittelt. Ferner werden auslegungsrelevante Größen der einzelnen Apparate abgeleitet, sodass die Untersuchung der Prozessflexibilität so realitätsgetreu wie möglich erfolgen kann.

Zur wirtschaftlichen Bewertung in Kapitel 6 wird zuerst der Investitionsaufwand auf Basis der in den vorherigen Kapiteln ermittelten Stoff- und Energiebilanzen



und der auslegungsrelevanten Größen ermittelt. Im Anschluss werden Modelle zur gekoppelten Kapazitäts- und Einsatzplanung aufgestellt, für die eine maximale Annuität zu bestimmen ist. Es wird eine problemadäquate Lösungsstrategie entwickelt, die wesentliche Charakteristika der Prozesse und Rahmenbedingungen integriert und mit dem Stand der Wissenschaft verglichen. Es folgt eine beispielhafte Anwendung mit deutschen Handelspreisen für Elektrizität, aus denen NH_3 -Gestehungskosten³, und somit die wirtschaftliche Attraktivität der Konzepte sowie Einflussfaktoren darauf, ermittelt werden.

Die Einordnung der ermittelten Gestehungskosten sowie der Konzeptcharakteristika zu Technologieoptionen, sowohl auf betriebswirtschaftlicher, aber auch auf konzeptioneller Ebene, erfolgt in Kapitel 7. In diesem Kapitel werden die unter dem Namen *Power-to-Gas* bekannten Konzepte der Einspeisung von H_2 und der Herstellung von synthetischem Erdgas SNG in einem ähnlichen Vorgehen modelliert, bewertet und im Anschluss mit den Bewertungsergebnissen der Herstellung von NH_3 verglichen.

Kapitel 8 diskutiert die verwendeten Ansätze, die entwickelten Prozesse und die ermittelten Bewertungsergebnisse im Hinblick auf ihre Stärken, Schwächen, Chancen und Risiken. Das Kapitel endet mit der Identifikation weiterer Forschungs- und Entwicklungsfelder auf technischer, konzeptioneller und bewertungstechnischer Ebene.

Eine Zusammenfassung in Kapitel 9 schließt die Arbeit ab.

³Auch: Herstellkosten.





2. Umfeldanalyse und Ableitung der Prozesskonzepte

Die Elektrizitätsproduktion aus Wind- und Solarenergie ist wetter- und somit dargebotsabhängig. Die Kombination aus nicht planbarer Produktion und der im EEG verankerten vorrangigen Einspeisung stellt die Teilnehmer am Elektrizitätsmarkt vor die Herausforderung, diese Unsicherheitskomponente auszugleichen und die Deckung von Angebot und Nachfrage sicherzustellen. Aus dieser Charakteristik ergibt sich ein attraktives Geschäftsumfeld für Speichertechnologien, die einen weiteren Zubau von Technologien intermittierender Elektrizitätserzeugung ermöglichen und gleichzeitig negative Effekte auf die weiteren Marktteilnehmer begrenzen, in dem sie flexibel sowohl Elektrizität nachfragen als auch anbieten können (Schönfelder 2013).

Zur Ableitung der in dieser Arbeit entwickelten, auf dem intermittierenden Abruf von Elektrizität basierenden NH_3 -Prozesskonzepte wird zuerst auf die aktuellen Entwicklungen im Bereich des Elektrizitätsmarkts (Abschnitt 2.1) und der Wasserstoffwirtschaft (Abschnitt 2.2) eingegangen. Im Anschluss wird auf den Stand der Umsetzung von flexiblen Prozesskonzepten zur Herstellung von H_2 und NH_3 (Abschnitt 2.3), und im Anschluss auf die Anforderungen von Seiten des Elektrizitäts- und des Ammoniakmarkts (Abschnitt 2.4) eingegangen. In Abschnitt 2.5 werden die in dieser Arbeit entwickelten Konzepte abgeleitet.

2.1. Entwicklungen am Elektrizitätsmarkt

Das Grundprinzip des Elektrizitätsmarktes ist die bedarfsgerechte Erzeugung, da Elektrizität im Netz nicht gespeichert werden kann und Angebot und Nachfrage fortlaufend ausgeglichen werden müssen (Klobasa 2007). Hierzu passt sich das Angebot, das neben den erneuerbaren und unplanbaren Erzeugern Wind- und Solarkraft im wesentlichen aus Kohle-, Gas-, Kern- und Flusswasserkraftwerken sowie Pumpspeichern besteht, der gegebenen, kurzfristig betrachtet inelastischen Nachfrage von Haushalten, Gewerbe und der Industrie, sowie der elastischen Nachfrage der Speicher an. Die Nachfrage unterliegt täglichen, wöchentlichen und saisonalen Schwankungen (Klobasa 2007). Während Flusswasser-, Kern- und Kohlekraftwerke mehrheitlich die Grund- und Mittellast bedienen, d. h. nahezu

kontinuierlich betrieben werden, dienen Pumpspeicher und Gaskraftwerke insb. zur Deckung der täglich auftretenden Lastspitzen (DENA 2010). Pumpspeicher nutzen den Preisunterschied von Elektrizität zu Zeiten hoher (v. a. mittags und abends) und niedriger Nachfrage (v. a. nachts) aus und erhöhen auf diese Weise das Angebot (tagsüber) bzw. die Nachfrage (nachts). Diese Charakteristik wird als *peak shaving* bezeichnet (Gatzen 2008) und nivelliert den Preisverlauf der Elektrizität.

Zum Handel von Elektrizität steht, neben der individuellen, außerbörslichen Vertragsgestaltung, mit der European Energy Exchange ein Handelsplatz zur Verfügung, auf dem langfristige Optionen auf sog. Future-Märkten, sowie auf dem Spotmarkt Elektrizität zur Lieferung am Folgetag (*day ahead*-Markt) und zur Lieferung am gleichen Tag (*intra day*-Markt) bis zu einer Stunde vor Lieferung gehandelt werden können. Zum allgemeinen Ablauf und Funktionsprinzip sei auf entsprechende Literatur verwiesen (u. a. Gatzen (2008), M. Genoese (2010) und F. Genoese (2013)).

Zum Ausgleich kurzfristiger Kraftwerks- und Transportleitungsausfälle sowie von Fehlern der Nachfrageprognose existiert ein Regelenergiemarkt. Aufgeteilt in vier Regelzonen werden Abweichungen vom am Vortag festgelegten Kraftwerkseinsatzplan in jeder Regelzone durch den Abruf von Primär- und Sekundärregelleistung sowie von Minutenreserve ausgeglichen. Erbringer von Regelenergie, insbesondere der im Zeitraum von Sekunden bis Minuten bereitzustellenden Primär- und Sekundärregelleistung, sind v. a. thermische Kraftwerke sowie große Wasserkraftwerke und Pumpspeicher (siehe Klobasa (2007) und F. Genoese (2013) u. a. für Details zum Aufbau der einzelnen Arten von Regelenergie). Der Prognosefehler der Elektrizitätsnachfrage beträgt nach Ohrem u. a. (2007) deutschlandweit gesehen ca. 1,7 % bis 2,5 %, und wird modellierungstechnisch i. d. R. als stochastische Unsicherheitskomponente aufgefasst.

Die Einführung des EEG im Jahr 2000 rief ein starkes Wachstum von Biomasse-, Windkraft- und Photovoltaikanlagen hervor und veränderte damit den beschriebenen Markt. Aufgrund der im EEG verankerten vorrangigen Einspeisung und Abnahme muss der übrige, überwiegend mit fossilen Energieträgern betriebene Kraftwerkspark sich am Angebot von Elektrizität aus Wind- und Solarenergie orientieren, da die Nachfrage, wie beschrieben, auf kurze Sicht als inelastisch aufgefasst wird (BEE 2009). Bei insgesamt konstanter Nachfrage führt eine wachsende Elektrizitätserzeugung aus Wind- und Solarenergie entsprechend zu sinkender Auslastung der thermischen Kraftwerke (BEE 2009).

Die vorrangige Abnahme von Elektrizität aus erneuerbaren Energien führt dazu, dass mit zunehmender Einspeisemenge die Residuallast, d. h. die Nachfrage nach Abzug der vorrangigen Abnahme, sinkt (Gatzen 2008, F. Genoese 2013). Dieser *Merit-Order-Effekt* führt bei einer inelastischen Nachfrage zu einer Reduktion

2.1. Entwicklungen am Elektrizitätsmarkt

des Gleichgewichtspreises und wird unter anderem von Weber und Woll (2007), Sensfuß (2007), Gatzen (2008), Andor u. a. (2010), Sensfuß und Ragwitz (2011), Nicolosi (2012), Fürsch u. a. (2012) und Keles, M. Genoese u. a. (2013) detailliert untersucht. Keles, M. Genoese u. a. (2013) haben bspw. den Effekt der Windeinspeisung auf den stündlich ermittelten *day ahead*-Preis für die Jahre 2006-2009 per Regressionsanalyse auf 1,26 €/MWh je GW Windeinspeisung bestimmt. Der *Merit-Order-Effekt* wird als auf kurzfristige Sicht auftretendes Phänomen wahrgenommen, da sowohl Erzeugungskapazitäten als auch Nachfrage fix sind (Andor u. a. 2010, Fürsch u. a. 2012). Langfristig gesehen passen sich Angebot und Nachfrage an die Entwicklung des Marktpreises an, bspw. über den Zubau bzw. die Außerbetriebnahme von Kraftwerkskapazitäten oder Nachfragern (Weber und Woll 2007). Dieser Anpassungseffekt kann bspw. an der im Jahr 2013 beantragten und genehmigten Stilllegung von 7 GW Kraftwerkskapazität in Norddeutschland beobachtet werden¹.

Die Erzeugung von Elektrizität in Photovoltaikanlagen unterliegt einem täglichen und einem saisonalen Zyklus (BWS-Solar 2010, Frantzen u. a. 2012). Der tägliche Zyklus mit Spitzen um die Mittagszeit verläuft ähnlich zum Zyklus der Nachfrage von Industrie und Gewerbe, so dass bei hoher Sonneneinstrahlung Photovoltaik zur Nivellierung der mittäglichen Last- und Preisspitze beiträgt (Frantzen u. a. 2012). Entsprechend wirkt sich die Charakteristik der PV-Einspeisung negativ auf die Wirtschaftlichkeit der Bereitsteller von Spitzenlast (u. a. Pumpspeicher) aus, da die benötigte Mindstdifferenz zwischen Ein- und Verkaufspreis (*trigger price spread* (Gatzen 2008)) weniger oft und in geringerem Ausmaß überschritten wird.

Elektrizität aus Windkraft wird durch den Verlauf von Großwetterlagen bestimmt und besitzt daher einen mehrtägigen, synoptischen Zyklus (Rosen 2007, Rasmussen u. a. 2012). Stark- und Schwachwindphasen treten über das gesamte Jahr auf, wie Erhebungen von Windgeschwindigkeiten in der Nordsee zeigen (COWRIE 2011). Auf Tagesebene werden Fluktuationen von 0 % bis 85 % der installierten Kapazität erreicht (Brauner 2012, Schönfelder 2013). Die Installation von großen On- und Offshore-Windparks (> 50 MW) im Norden von Deutschland führt bereits heute zu Zeiten hoher Einspeisung zu einer deutliche Überschreitung der lokalen Nachfrage und damit zu Transportbedarf (Eikmeier u. a. 2007, DENA 2010). An einzelnen Orten übersteigt der Transportbedarf die vorhandenen Leitungskapazitäten, sodass nach Erhebung der Bundesnetzagentur im Jahr 2010 etwa 150 GWh Elektrizität aufgrund von Engpässen abgeregelt werden musste (Bömer 2011). Modellgestützte Untersuchungen zeigen, dass der geplante Ausbau der Windenergie im Gigawatt-Bereich selbst bei dem in der DENA-Netzstudie vorgeschlagenen Netzausbau zu einer abzuregelnden Ener-

¹vgl. Pressemitteilung der Bundesnetzagentur vom 03.11.2013, Thomson Reuters.

giemenge im TWh-Bereich führen kann (Breuer u. a. 2012). Hohe Einspeisung, vor allem zu Zeiten geringer Nachfrage (z. B. an Wochenenden und Feiertagen), führt zu niedrigen Residuallasten und aufgrund von Mindestlasten thermischer Kraftwerke zu negativen Handelspreisen, die bereits heute auftreten (Andor u. a. 2010, Schönfelder 2013).

Die Dargebotsabhängigkeit der Wind- und Solarenergie impliziert eine vom Wetter abhängige Unsicherheit der Erzeugungsleistung. Obwohl die Prognosegenauigkeit für das Angebot, vor allem auf kurze Sicht, Fehler von im Mittel unter 5 % der installierten Leistung² erreicht (Lange u. a. 2011), steigt die Anforderung nach Flexibilität im Markt deutlich an. Unter aktuellem Marktdesign muss die, aus steigender Unsicherheit entstehende, größere Anforderung nach Flexibilität, sowohl im Bereich der Kraftwerkseinsatzplanung als auch auf dem Regelenenergiemarkt, durch den sinkenden Anteil aktiver fossiler Kraftwerke und Wasserkraftwerke erbracht werden (BEE 2009, Frohne 2012, Brauner 2012). Darüber hinaus schließt die DENA-Netzstudie (DENA 2010) auf einen mit steigender Installation von Windenergieanlagen wachsenden Bedarf an Regelenenergie, die Pforte (2010) v. a. im Bereich der Minutenreserve sieht (vgl. auch M. Genoese (2010)). Lokale Konzentration der Erzeugung führt neben einem preisorientierten Einsatz auch zu einem engpassorientierten Einsatz von Maßnahmen zur Flexibilisierung des Elektrizitätsmarktes (Breuer u. a. 2012).

Als Optionen zur Flexibilisierung des Elektrizitätsmarktes und somit zur Ermöglichung einer weiter steigenden Integration an nicht-planbaren Erzeugungskapazitäten werden daher die Flexibilisierung der Nachfrage auf kurze Sicht (*Demand-Side Management* (DSM)³), der vermehrte Außenhandel über Grenzkuppelstellen, die Reduktion von Mindestlasten im fossilen Kraftwerkspark sowie der Zubau von flexiblen fossilen Kraftwerken (insb. Gasturbinen- sowie Gas- und Dampfkraftwerke) und Speichern gesehen (DENA 2005, Klobasa 2007, Gatzen 2008, BEE 2009, DENA 2010, Frohne 2012, F. Genoese 2013).

Dem DSM wird, insbesondere auf Ebene der Großverbraucher, den Betreibern von Chlor-Alkali-Elektrolyseuren und den Herstellern von Elektrostahl, Aluminium und Holzstoffen, ein deutlicher Einfluss vorausgesagt (Klobasa 2007, DENA 2010). Die DENA-Netzstudie II sieht im Jahr 2020 den Anteil vom DSM, also einer elastischen Nachfragekurve durch zeitliches Verschieben oder Verzicht auf Nachfrage, bei 60 % der zur Verfügung stehenden Regelenenergie. Die besagten

²Gemessen als *Root Mean Square Error*, vgl. Lange u. a. (2011).

³Die International Energy Agency trennt zwischen den Begriffen *Demand-Side Management* als Flexibilisierung der Nachfrage auf lange Sicht bedingt durch regulatorische Anreize und *Demand-Side Bidding* als kurzfristige, preisgetriebene Flexibilität der Konsumenten (Gatzen 2008). Im Rahmen dieser Arbeit wird der Begriff *Demand-Side Management* in Anlehnung an Klobasa (2007), F. Genoese (2013) und weitere als Summe beider Maßnahmen definiert.



2.1. Entwicklungen am Elektrizitätsmarkt

Industriezweige werden zudem als mögliche Akteure auf dem Spotmarkt des Elektrizitätshandels gesehen. Darüber hinaus beschäftigen sich viele Studien mit dem möglichen Lastschiebepotential auf Haushaltsebene, bspw. durch Elektromobilität und marktorientierte Echtzeittarife (Klobasa 2007, Kaschub, Paetz u. a. 2013, Kaschub, Heinrichs u. a. 2013, Schönfelder 2013).

Der Ausbau von Grenzkuppelstellen zum vermehrten Ausgleich der in Deutschland auftretenden Angebots- und Preisschwankungen führt zu einem Ausgleich der landesweiten Schwankungen auf einer größeren Regelebene. Die Anbindung von internationalen Speicherkapazitäten, bspw. in den Alpenländern ist bereits geschehen, und ihr Ausbau – v. a. in Form von Verbindungen nach Skandinavien – wird diskutiert (IWES 2010, DENA 2010). Klobasa (2007) sieht jedoch v. a. administrative und politische Hemmnisse in Bezug auf einen möglichen Ausgleich, insb. der Abnahme temporär überschüssiger Elektrizität durch Angebotsreduktionen auf diesen Märkten. Das Erschließungspotential von Pumpspeichern auf nationaler Ebene wird als begrenzt angesehen und liegt mehrheitlich im Ausbau bestehender Anlagen sowie in der Umsetzung bereits projektierte Vorhaben (BEE 2009, DENA 2010, Pforte 2010).

Zunehmende durch Preissignale erzeugte Flexibilitätsanforderungen führen bereits jetzt schon zu Modernisierungsmaßnahmen in ursprünglich auf die Bereitstellung von Grundlast ausgelegten Kraftwerken. Dies zeigt sich bspw. in Modernisierungsmaßnahmen zur Senkung der Mindestlast von Braunkohlekraftwerken von 50 % auf 35 % der thermischen Kapazität (Steck u. a. 2008, Frohne 2012). Modellgestützte Untersuchungen zur langfristig kostenminimalen Ausbaupolitik unter hohen CO₂-Reduktionszielen implizieren einen vermehrten Zubau an flexiblen Gaskraftwerken (Gatzen 2008, BMU 2010, Keles, Möst u. a. 2011).

Technologien zur Elektrizitätsspeicherung lassen sich aufgrund ihrer wirtschaftlichen und technischen Charakteristika in jeweils optimale Größenbereiche der Aufnahme- und Abgabekapazität sowie der Speicherkapazität einteilen, aus denen sich der durchschnittliche Zeitrahmen des Einsatzes zur Aufnahme und Abgabe von Elektrizität unter Vollast ergibt (Gatzen 2008, Leonhard 2008, Oertel 2008, Hannig u. a. 2009, Neupert u. a. 2009, EPRI 2010). Mechanische und batterietechnische Speicher werden aufgrund der hohen Investition v. a. als Technologie für den kurzfristigen Einsatz angesehen (Leonhard 2008). Druckluft- und Wasserstoffspeicher werden als Technologien der Langfristspeicherung betrachtet, da die vergleichsweise niedrigere Effizienz sie im kurzfristigen Einsatz gegenüber Batterien und mechanischen Speichern benachteiligt. Der Vorteil niedrigerer Speicherinvestitionen wirkt sich erst im langfristigen (z. B. saisonalen) Betrieb aus (Leonhard 2008, F. Genoese 2013).

Der geplante großflächige Ausbau von Windenergieanlagen auf und an der Nord- und Ostsee führt zu einem Aufnahmebedarf an Elektrizität im deutschen Netz

im hohen MW-Bereich für Zeiträume von mehreren Tagen, da sie sowohl die lokale Nachfrage als auch die vorhandenen Transportkapazitäten überschreiten dürften (Eikmeier u. a. 2007, Rasmussen u. a. 2012). Neben der Diskussion um die Erschließung von Pumpspeicher-Potentialen in Skandinavien (Harby 2013) wird die Entwicklung von effizienten diabaten und adiabaten Druckluftspeichern vorangetrieben (Freund 2012, Krüger u. a. 2012).

2.2. Entwicklungen im Bereich der Wasserstoffwirtschaft

Die Umwandlung von Elektrizität in Wasserstoff führt zu einem vergleichsweise gut transportierbaren Medium mit hoher gravimetrischer Energiedichte (10 kWh/kg). Da Wasserstoff unter Umgebungsbedingungen gasförmig ist (volumetrische Energiedichte: 3,54 kWh/Nm³), werden zur verbesserten Speicher- und Transportierbarkeit (v. a. im Hinblick auf mobile Anwendungen) Technologieoptionen zur Steigerung der volumetrischen Energiedichte diskutiert und entwickelt. Das Technologieportfolio umfasst kryogene Verflüssigung, Hochdruckspeicherung, Adsorption an hochporöse Materialien (bspw. Kohlenstoff-Nanotubes), Chemisorption zur Hydrierung von Imiden und Hydriden und die chemische Reaktion zu H₂-reichen Molekülen (u. a. Carbazolderivate, Methan (CH₄), Methanol (CH₃OH), Ammoniak (NH₃) sowie Benzol / Cyclohexan) (Schlapbach u. a. 2001, van den Berg u. a. 2008, Graetz 2009, Eberle u. a. 2009, Züttel u. a. 2010, Schüth 2011, Lan u. a. 2012). Vor- und Nachteile der einzelnen Technologien beeinflussen die Eignung der jeweiligen Technologievarianten je nach angedachtem Einsatzbereich.

Primäres Ziel der Elektrizitätsspeicherung ist die Rückgewinnung von Elektrizität zu Bedarfszeiten, d. h. zu Zeiten von Angebotsknappheit und hohen Börsenpreisen. Die Rückumwandlung von Wasserstoff in elektrische Energie (Rückverstromung) kann durch die Verbrennung in Turbinen und Motoren, sowie durch Umsetzung in Brennstoffzellen (inverser Prozess der Elektrolyse von H₂O) erfolgen. Die Elektrolyse und die Rückgewinnung von Elektrizität aus H₂ sind mit Wirkungsgraden von ca. 75 % (Elektrolyse) und 60 % (Rückgewinnung) verbunden, so dass bereits ohne Berücksichtigung der Speicherung von H₂ ein mit ca. 45 % sehr niedriger Gesamtwirkungsgrad vorhanden ist. Daher werden in vielen Konzepten andere Verwendungsmöglichkeiten von H₂ diskutiert und erforscht, mit der höhere Erlöspotentiale und somit eine höhere Wirtschaftlichkeit des Systems erreicht werden soll. Diese Bereiche umfassen die dezentrale Elektrizitätsversorgung, die Nutzung als Kraftstoff im Mobilitätssektor sowie die direkte bzw. indirekte Substitution von fossilem Erdgas. Auf diese Art wird eine Unabhängigkeit gegenüber dem Bedarf hoher Elektrizitätspreise zur Rückverstromung erreicht, wie er für alle anderen Speichertechnologien notwendig ist.

Dieses Aufkommen wiederkehrend hoher Preise ist bereits heute schon durch die Einspeisung erneuerbarer Energien zu Zeiten von Nachfragespitzen deutlich reduziert worden (vgl. Frantzen u. a. (2012) zur Reduktion der mittäglichen Preisspitzen aufgrund hoher PV-Einspeisung).⁴

Die direkte Substitution von Erdgas durch Wasserstoff wird durch die Herstellung von synthetischem Erdgas SNG und die Verwendung von H₂ anstelle von Erdgas als Brennstoff erreicht (*Power-to-Gas*, siehe DVGW (2013b) sowie entsprechende Pressemitteilungen⁵). Die Einspeisung dieser Substanzen in das Erdgasnetz ermöglicht die Verwendung vorhandener Infrastruktur und bewirkt, systemisch betrachtet, eine Konvergenz von Elektrizitäts- und Erdgasnetz (DVGW 2013b, Michaelis u. a. 2013). Die indirekte Substitution wird erreicht, indem die elektrolytische die thermochemische Erzeugung von H₂ (zumeist Dampfreformierung von Methan) ersetzt und der Wasserstoff zur Weiterverarbeitung zu Ammoniak (NH₃), Methanol (CH₃OH) oder zur Hydrierung ungesättigter Kohlenwasserstoffe (v. a. im Erdölraffinerie-Bereich) eingesetzt wird.

Der vielfältige Einsatz von H₂ aus nicht-fossilen Quellen zur Substitution von Erdgas und erdölbasierten Kraftstoffen wird seit der ersten Ölkrise im Jahr 1973 unter dem Sammelbegriff der Wasserstoffwirtschaft (*Hydrogen Economy*) geführt (vgl. erstmals Bockris (1976)). In den Zeiten der Ölkrise entstanden Arbeiten zur weitflächigen, verteilten oder zentralen Nutzung von Solarenergie zur Herstellung von H₂ (Gregory u. a. 1972, Bockris 1976, Jourdan u. a. 1979). Quellen wie Wasserkraft-, Wind- und Ozeanenergie⁶, aber auch Nuklearenergie ergänzten die Solarenergie. Entlegene Erzeugungsorte, wie auf dem Ozean, aber auch an Standorten günstiger Wasserkraft (vgl. das Euro Quebec Hydro Hydrogen Project (Gretz u. a. 1990)), erfordern Transportkonzepte, die neben der Verflüssigung von H₂ die Konversion zu Methanol oder Ammoniak vorsahen (Richards u. a. 1980). Auf NH₃ als H₂-reiches Medium basiert der von Green 1982 erstmals erwähnte Ausdruck der Ammoniakwirtschaft (*Ammonia Economy*) als Weiterentwicklung, bzw. als Anwendungsbereich der Wasserstoffwirtschaft (Green Jr 1982, Avery 1988, Christensen u. a. 2006, US DOE 2006, Bartels u. a. 2008, Zamfirescu u. a. 2009, Schüth u. a. 2012).

Das Konzept der Wasserstoffwirtschaft wurde im Rahmen der verbreiteten Markteinführung von PV- und Windenergieanlagen sowie erheblicher Fortschritte im

⁴Ein Elektrizitätspreis von 120 €/MWh (0,25 €/Nm³ H₂ bei 60 % Wirkungsgrad der Rückverstromung) ist erforderlich, um vergleichbare Erlöse wie durch den Verkauf zu Kraftstoffpreisen (0,8 €/l Benzin, ohne Steuern) oder NH₃-Preisen (500 €/t) zu erzielen.

⁵Pressemitteilung der Audi AG vom 26.06.2013 zur SNG-Anlage in Werlte, Pressemitteilung der E.On SE vom 28.8.2013 zur H₂-Anlage in Falkenhagen, Pressemitteilung der Thüga AG vom 02.12.2013 zur H₂-Anlage in Frankfurt am Main.

⁶*Ocean Thermal Energy Conversion* (OTEC), die Nutzung der Temperaturunterschiede der Wasserschichten im Ozean, siehe hierzu v. a. Programme des US Department of Energy (Richards u. a. 1980, Avery u. a. 1985, Avery 1988, Nihous u. a. 1993).

Bereich der Brennstoffzellentechnologie seit den 1990er Jahren verstärkt weiterentwickelt, wie Übersichtsbeiträge von Conte u. a. (2001), Barreto u. a. (2003), Ritter u. a. (2003), Sherif u. a. (2005), Wietschel u. a. (2007), Ball, Wietschel und Rentz (2007), Ball und Wietschel (2009) und Barbir (2009) zeigen. Insbesondere im Bereich der Mobilität sind durch Demonstrationsfahrzeuge und lokale H₂-Konzepte diese Ideen der *Hydrogen Economy* im Rahmen von Leuchtturmprojekten umgesetzt worden (Wenske 2008, LBST 2010, Stolten u. a. 2013). Die chemische Industrie als stofflicher Nutzer von Erdgas, z. B. zur Herstellung von H₂, stellt einen weiteren Teilnehmer im Konzept der Wasserstoffwirtschaft dar (vgl. hierzu z. B. LBST (2010)). Die in NRW vorhandene, mit H₂ aus fossilen Quellen betriebene Wasserstoffpipeline, stellt eine Infrastruktur zur Versorgung industrieller Kunden dar. Diese kann ebenfalls einen Ansatzpunkt für lokale H₂-Wirtschaftskonzepte bilden, wie Überlegungen zum Aufbau großflächiger H₂-Infrastrukturen zeigen (Ball, Wietschel und Rentz 2007, Ball und Wietschel 2009, Grube u. a. 2009).

Als systemische Vorteile einer auf H₂ als Sekundärenergieträger basierenden Wirtschaft werden die Reduktion von Treibhausgasemissionen, die Vermeidung verteilter Luftschadstoffemissionen am Nutzungsort und Aspekte der Versorgungssicherheit gesehen (Ball und Wietschel 2009). Wasserstoff kann im Zusammenspiel mit und zeitgleich als Alternative zu Elektrizität als Energieträger bei der Erschließung und Nutzung lokaler fossiler unkonventioneller, aber auch biomassebasierter Primärenergieträger dienen (Hasenauer u. a. 2005, Ball und Wietschel 2009, Zech 2011). Die wesentlichen Herausforderungen zur erfolgreichen Umsetzung der verbreiteten H₂-Nutzung werden im Preis der Brennstoffzellen sowie in einer kostengünstigen Speichertechnologie gesehen (Wietschel u. a. 2007, Ball und Wietschel 2009, Züttel u. a. 2010).

Der chemische Sektor⁷ ist mit ca. 3 % des Primärenergieverbrauchs (EU-27) nach Haushalten und dem Elektrizitäts- und Wärmesektor ein wesentlicher industrieller Konsument von Erdgas, Erdöl, Elektrizität und Kohle (CEFIC 2012). Ammoniak gehört mit einer Jahresproduktion von 14 Mio. t NH₃ (EU-27) (Benner u. a. 2012) zu einem der wichtigsten Verbraucher von Wasserstoff. Neben der Produktion, im wesentlichen aus Erdgas (> 90 %) und zu geringen Anteilen aus Raffinerie-Nebenprodukten (ECOFYS 2009) sowie aus der Chlor-Alkali Elektrolyse (Benner u. a. 2012), stellt der Import von NH₃ aus Ländern mit niedrigen Erdgaspreisen mit 1,9 Mio. t (zudem 1,3 Mio. t NH₃-Äquivalente in Form von Harnstoff und Stickstoffdünger) eine weitere wesentliche Bezugsquelle für den NH₃-Markt dar. Die Ammoniakindustrie stellt im Jahr 2013 mit 43 % weltweit (ca. 350 Mrd. Nm³ H₂) bzw. 27 % EU-weit (ca. 24 Mrd. Nm³ H₂) zusammen mit der Mineralölindustrie (weltweit 37 %, EU-weit 59 %) den wesentlichen Ver-

⁷NACE Code "DG"



braucher von Wasserstoff dar (Ball und Wietschel 2009, IHS 2013). Diese Zahlen zeigen, dass die Prozesse der beiden Industriezweige eine große und auf einzelne Orte festgelegte Nachfrage nach Wasserstoff besitzen und einen Ansatzpunkt zur Realisierung von Elektrolyseanlagen im zwei- bis dreistelligen MW-Bereich bilden können.

2.3. Stand der Wissenschaft und Technik zur Herstellung von NH_3 aus regenerativen Quellen

Die grundlegende Idee, per Elektrolyse Wasserstoff für die NH_3 -Synthese zu gewinnen, ist deutlich älter als die Idee der Wasserstoffwirtschaft und fußt auf in Norwegen realisierten Anlagen aus den 1920er Jahren, die mit Wasserkraft betrieben wurden (Grundt u. a. 1982). Aktuell werden an Staudämmen in entlegenen Orten, wie z. B. in Assuan (Ägypten) und Cuzco (Peru), NH_3 -Anlagen mit alkalischen Elektrolyseuren betrieben und versorgen die dortigen Gegenden mit Stickstoffdünger (Grundt u. a. 1982). Im Rahmen der in den 1970er und 1980er Jahren entwickelten, auf regenerativen und nuklearen Quellen basierenden Konzepte wurden Anlagen im Größenbereich des damaligen Standes der Technik (ab 600 t pro Tag (Avery u. a. 1985, Avery 1988)) projektiert. Die Studie von Morgan u. a. (2011) basiert auf der Idee – wenn verfügbar – NH_3 per Windkraft und ansonsten aus konventionell erzeugter Elektrizität via Elektrolyse in Großanlagen herzustellen. Im Rahmen der Wasserstoffwirtschaftskonzepte wurde weiterhin die Möglichkeit von Anlagen deutlich kleinerer Produktionsmenge zur Versorgung lokaler Bedarfe untersucht. Sowohl das in Jourdan u. a. (1979) dargestellte Konzept als auch die Pilotanlagen und Konzepte für dezentrale Anwendungen, bspw. in Tiffany (2011) und Vrijenhoef u. a. (2011), weichen aufgrund ihrer geringen Größe deutlich vom Stand der Technik im Großanlagenbau ab, basieren von der Idee her dennoch auf dem Haber-Bosch Verfahren, d. h. der katalytischen Synthese von NH_3 aus seinen Elementen H_2 und N_2 (Dybkjaer 1995, Appl 2006).

Wie bei allen chemischen Prozessen muss zur Bewertung des Energieverbrauchs und der Energieeffizienz zwischen sog. *Feed*- und *Fuel*-Verbräuchen unterschieden werden. Je Tonne NH_3 sind 22,3 GJ Erdgas (Heizwert (LHV)) zur Herstellung des benötigten H_2 erforderlich (sog. *Feed*-Verbrauch, vgl. Appl (2000)), diese Menge stellt daher die theoretische Unterschranke für den Energieinput dar (ECOFYS 2009). Das EU-Referenzdokument für beste verfügbare Technik (BREF-Dokument) sieht den Erdgasbedarf je Tonne NH_3 unter dem aktuellen Stand der Technik bei 27,6 GJ bis 31,8 GJ (LHV) (Europäische Kommission 2007, ECOFYS 2009). Nach Angaben von ECOFYS (2009) beläuft sich der Energiebedarf der 10 % besten NH_3 -Anlagen innerhalb der EU auf durchschnittlich