

1 EINLEITUNG

1.1 Motivation

Die Ziele der Bundesrepublik Deutschland sehen eine Reduktion der Treibhausgasemissionen bis 2030 um 55 % und bis 2050 um 80-95 % gegenüber 1990 vor [1]. Hierfür sollen unter anderem die Treibhausgasemissionen in der Energiewirtschaft bis 2030 um 61-62 % gegenüber 1990 sinken [1]. Dies soll in Deutschland vor allem durch den Ausbau regenerativer Stromerzeuger geschehen. Hierbei wurden insbesondere die fluktuierenden regenerativen Stromerzeuger ausgebaut, sodass Ende 2019 die installierte Leistung von Windenergie Onshore bei 53,17 GW_{el}, von Windenergie Offshore bei 7,48 GW_{el} und von Photovoltaik bei 48,84 GW_{el} lag [2]. Durch gesetzliche Vorgaben besteht für die regenerativen Erzeuger eine vorrangige Einspeisung [3]. Daher dienen konventionelle Kraftwerke dazu, die notwendige Differenz zwischen Verbraucherlast und regenerativer Stromerzeugung zu erbringen. Zeiten, in denen die regenerativen Erzeuger die elektrische Last bilanziell decken können oder sogar überschreiten, sind heutzutage selten. Bilanzielle Überschüsse sind zurzeit in der Regel Zeitpunkte mit vergleichsweise hoher Einspeisung aus Windenergie. Diese Überschüsse traten bisher nur über wenige Stunden auf [4]. Abschaltungen von regenerativen Stromerzeugern, wie sie auch heutzutage stattfinden, sind nicht dadurch bedingt, dass die regenerative Stromerzeugung die elektrische Last überschreitet, sondern vielmehr durch regionale Netzüberlastungen [5].

Die aktuelle Gesetzgebung sieht in der Zukunft einen weiteren Ausbau der regenerativen Stromerzeuger vor [3]. Dies würde dazu führen, dass sich die Häufigkeit sowie die Intensität der regenerativen Überschüsse erhöht. Daher sind neue Überlegungen für den Umgang mit diesen Überschüssen notwendig. Eine Möglichkeit ist die Leistung wie bisher durch Abregelung der regenerativen Erzeuger nicht in das Netz einzuspeisen. Energetisch sinnvoller ist allerdings eine Nutzung der Überschüsse. Eine Lösung hierfür ist eine Speicherung der Überschüsse, um die gespeicherten Überschüsse zu Zeiten geringerer regenerativer Einspeisung zu nutzen. Darüber hinaus ist eine Nutzung der überschüssigen Energie in anderen Sektoren, wie im Wärme- und Verkehrssektor, denkbar. Dieses Kon-

1. Einleitung

zept ist unter dem Begriff Sektorenkopplung bekannt und kann dazu beitragen die regenerativen Anteile an der Erzeugung in diesen Sektoren zu erhöhen und die Treibhausgasemissionen zu reduzieren. Im Verkehrssektor sollen die Treibhausgasemissionen bis 2030 um 40-42 % gegenüber 1990 reduziert werden [1].

Ein Konzept zur Speicherung großer Mengen überschüssiger elektrischer Energie in Form von Wasserstoff oder synthetischem Erdgas für die Verwendung in verschiedenen Sektoren ist die Power-to-Gas-Technologie. Da viele Studien bei einem weiteren Ausbau der erneuerbaren Stromerzeuger eine damit einhergehende starke Zunahme dieser Technologie erwarten, können bei hohen installierten Leistungen an regenerativen Stromerzeugern und PtG-Anlagen bereits kleine Änderungen im Einsatzkonzept große Auswirkungen auf die CO₂-Emissionen und Kosten des Gesamtsystems haben.

Auf Grund der Möglichkeit, die Power-to-Gas-Technologie als zentrale Kopplungskomponente zwischen den Sektoren einzusetzen und überschüssige elektrische Energie in großen Mengen in chemischer Form zu speichern, stellt diese Technologie eine elementare Komponente in zukünftigen Energiesystemen dar.

1.2 Ziel der Arbeit

In dieser Arbeit wird das Energiesystem des Jahres 2050 in Deutschland betrachtet. Hierbei werden die Sektoren Strom, Wärme und Verkehr berücksichtigt und für alle Sektoren wird basierend auf heutigen Trends und Zielen ein realistischer Ausbaupfad der Technologien angenommen. Um regionale Unterschiede und den Energiefluss in Form von elektrischer Energie und Gas zu betrachten, wird Deutschland hierbei in mehrere Regionen unterteilt.

Als zentrale Speichertechnologien werden Power-to-Gas- und Power-to-Heat-Anlagen betrachtet. In verschiedenen Szenarien werden kleine Änderungen in der Regelung und Ausführung der Power-to-X-Anlagen vorgenommen. Hierdurch wird gezeigt, dass unter Beibehaltung des Großteils des Gesamtsystems auch diese vergleichsweise kleinen Änderungen einen Einfluss auf die CO₂-Emissionen und Kosten des Energiesystems haben. Es werden unter anderem verschiedene Möglichkeiten der Nutzung der Abwärme der Power-to-Gas-Anlagen sowie verschiedene Möglichkeiten zur Gewinnung des CO₂ zur Methanisierung betrachtet.

Nach einer kurzen Darstellung des aktuellen Stands der Technik wird der Simulationsansatz detailliert dargelegt. Hierbei wird ein Verfahren zur Modellierung synthetischer elektrischer Lastprofile zur Verwendung in Energiesystemanalysen mit einer geographischen Aufteilung des Gesamtsystems in einzelne Regionen entwickelt. Es folgt eine Beschreibung der Szenarien sowie eine Darstellung der Ergebnisse und eine Bewertung der Szenarien anhand einer Berechnung der Gesamtkosten sowie der CO₂-Emissionen.

2 STAND DER FORSCHUNG

2.1 Entwicklung des Energiesystems von Deutschland

Seit der ersten Version des Erneuerbaren-Energien-Gesetzes im Jahr 2000 mit unter anderem der Einführung einer vorrangigen elektrischen Einspeisung aus erneuerbaren Energiequellen sowie einer festen Einspeisevergütung für diese ist ein stetiger Ausbau der installierten Leistung der erneuerbaren Stromerzeuger sowie eine stetige Steigerung des Anteils der regenerativen Energien an der Bruttostromerzeugung zu beobachten. Im Zeitraum von 2000 bis 2018 ist die installierte Leistung der erneuerbaren Stromerzeuger von 11,7 GW_{el} auf 118,2 GW_{el} gestiegen. Dies hat zu einer Steigerung des Anteils der erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch von 6,3 % auf 37,8 % geführt. [6]

Da die eingespeiste elektrische Leistung aus regenerativen Stromerzeugern heutzutage in den meisten Fällen geringer ist als die elektrische Nachfrage, besteht noch kein Bedarf für Langzeit-Energiespeicherung. Lediglich für kurzzeitige regionale Überschüsse könnte ein Einsatz von Speichern bereits heutzutage sinnvoll sein. Auf Grund dessen ist die installierte Kapazität an Stromspeichern noch gering. Bei Batterien liegt die installierte Kapazität bei 1,48 GWh_{el}, wobei ca. 2/3 dieser Kapazität auf dezentrale Heimbatteriespeicher entfallen und ca. 1/3 auf zentrale große Batteriespeicher [7]. Bei Elektrolyseuren liegt die installierte Leistung bei 30 MW_{el} [8]. Bei Pumpspeicherwerken liegt die installierte Kapazität bereits bei 38 GWh_{el} mit einer elektrischen Leistung von 6,4 GW_{el} [8].

Neben einem notwendigen Ausbau der regenerativen Stromerzeuger erwarten die Prognosen dieser Studien größtenteils einen Speicherbedarf für die Zukunft, der eines Ausbaus der aktuellen Kapazitäten bedarf. Der notwendige Bedarf an Batteriespeichern variiert je nach Studie für das Jahr 2050 zwischen 24 GWh_{el} [9, 10] und 66 GWh_{el} [10, 11], während für Elektrolyseure ein Bedarf zwischen 2 GW_{el} und 88 GW_{el} erwartet wird [10]. Für Pumpspeicherwerke wird auf Grund begrenzter geographischer Potenziale ein relativ geringes Wachstum auf Speicherkapazitäten von ca. 60 GWh_{el} erwartet. Dabei variieren die prognostizierten installierten Leistungen größtenteils zwischen 6,5 GW_{el} bis 11 GW_{el} [10].

2. Stand der Forschung

Die Ergebnisse der genannten Studien basieren auf Modellen des deutschen Energiesystems. Zumeist ist das Ziel dieser Modelle eine Optimierung des Gesamtsystems hinsichtlich einer Zielgröße (in der Regel der Kosten). Auf Grund des unterschiedlichen Aufbaus der verwendeten Modelle sowie unterschiedlicher Annahmen führen diese Studien zu unterschiedlichen Ergebnissen.

2.2 Power-to-X-Anlagen

Power-to-X (PtX) bezeichnet die Verwendung von meist regenerativer elektrischer Energie für die Erzeugung chemischer Produkte oder für die Wandlung zu anderen Energieformen. Gängige Teilgebiete der Power-to-X-Verfahren, die der Energiespeicherung dienen, sind Power-to-Gas (PtG)-Anlagen, Power-to-Heat (PtH)-Anlagen und Power-to-Liquid (PtL)-Anlagen, wobei letztere die Herstellung flüssiger Brennstoffe im Wesentlichen für Mobilitätsanwendungen bezeichnet und in dieser Arbeit nicht betrachtet wird. Betrachtet werden der Einsatz von PtG-Anlagen zur Erzeugung von Wasserstoff und Methan und der Einsatz von PtH-Anlagen zur Erzeugung von Wärme.

Die verwendeten PtG-Anlagen bestehen aus Elektrolyseuren zur Wasserstoffherzeugung, Wasserstoffspeichern in Form von Kavernenspeichern und Methanisierern zur Synthese von Methan aus Wasserstoff und Kohlenstoffdioxid.

Kommerziell verfügbar sind zurzeit alkalische Elektrolyseure sowie PEM-Elektrolyseure (PEM: proton exchange membrane), deren Verfahren sich durch die verwendeten ionenleitenden Elektrolyten unterscheiden. Bei alkalischen Elektrolyseuren wird als Elektrolyt eine flüssige KOH-Lauge verwendet und bei PEM-Elektrolyseuren ein fester protonenleitender Polymer. Während alkalische Elektrolyseure vergleichsweise geringe Kosten haben und eine hohe Langzeitstabilität aufweisen, zeigen PEM-Elektrolyseure eine schnellere Systemantwort und eine bessere Teillastfähigkeit. [12] Auf Grund der Vorteile von PEM-Elektrolyseuren werden in aktuellen Projekten in der Regel PEM-Elektrolyseure eingesetzt [13, 14].

Methanisierung beschreibt die Reaktion von Wasserstoff mit Kohlenstoffdioxid oder Kohlenstoffmonoxid zu Methan. Unterschieden wird zwischen der katalytischen Methanisierung, in der als Katalysator u. a. Nickel und Ruthenium verwendet werden, und

der biologischen Methanisierung, in der die Methanisierung durch Mikroorganismen erfolgt. Anlagen mit biologischer Methanisierung eignen sich insbesondere für die direkte Einbindung der Methanisierung in Biogasanlagen und werden in mehreren Pilotprojekten erforscht. Die katalytische Methanisierung ist auf Grund größerer Erfahrungen und hoher Wirkungsgrade vorteilhaft für großtechnische Anlagen. [15]

Derzeit sind zahlreiche Pilotprojekte in Betrieb, die die technisch mögliche Anwendbarkeit von PtG-Anlagen zeigen sollen. Ein beispielhaftes Vorhaben, das die Anwendbarkeit aller Teilkomponenten der betrachteten PtG-Anlagen zeigt, verfolgt die Einbindung einer dezentralen PtG-Anlage zur Wärme- und Stromversorgung in einen Wohnblock. Zusätzlich wird durch Photovoltaik-Module Strom erzeugt, der direkt verbraucht und im Falle von Überschüssen mit Hilfe eines Elektrolyseurs und einer Methanisierung in Form von Methan gespeichert wird, sodass dieser bedarfsgerecht für die Strom- und Wärmeversorgung in einem Blockheizkraftwerk eingesetzt werden kann. Das bei der Verbrennung entstehende CO₂ wird abgeschieden, zwischengespeichert und dem Methanisierer wieder zugeführt. Zudem wird zur Erhöhung des Nutzungsgrads die Abwärme der PtG-Anlage für die Wärmeversorgung genutzt. [16]

Auf Grund der dezentralen Einbindung liegt die elektrische Leistung des Elektrolyseurs bei dem genannten Projekt bei lediglich 62,5 kW_{el} [16]. Projekte mit größeren Elektrolyseuren von 6 MW_{el} sind in Deutschland bereits in den Projekten *Energiepark Mainz* sowie *Audi e-gas* realisiert [13, 17]. In dem Projekt *Audi e-gas* ist zudem ein Methanisierer mit einer Produktionsrate von 300 m³/h installiert [17]. Dies entspricht einer chemischen Leistung von ca. 3 MW_{el}, bezogen auf den Heizwert. Zudem sind Projekte mit 10 MW_{el}-Elektrolyseuren im Bau [14] und in Hamburg ist ein Projekt mit einem 100 MW_{el}-Elektrolyseur in Planung [18]. In den Projekten mit größeren Elektrolyseuren setzt sich die gesamte elektrische Leistung zumeist aus einer Kaskade von Elektrolyseuren zusammen. So bestehen die 6 MW_{el} in dem Projekt *Energiepark Mainz* aus 3 einzelnen Elektrolyseuren mit jeweils 2 MW_{el} Leistung [13].

Als Quelle des CO₂ wird häufig das CO₂ einer benachbarten Biogasanlage verwendet wie z. B. in dem Projekt *Audi e-gas* [17]. Zudem wird teilweise das CO₂ aus den Rauchgasen von z. B. Blockheizkraftwerken abgeschieden, um das CO₂ damit innerhalb des Prozesses im Kreis zu führen [16]. Das Schweizer Unternehmen *Climeworks* errichtet zudem

2. Stand der Forschung

Testanlagen zur Abscheidung von CO₂ aus der Luft [19]. Ein Vergleich zahlreicher verschiedener Technologien zur CO₂-Abscheidung aus der Luft, die erforscht werden, befindet sich in [20].

Die Speicherung von Wasserstoff wird bereits in mehreren Projekten getestet. In der Regel findet eine Speicherung in Druckspeichern statt wie z. B. im *Energiepark Mainz* [13]. Kavernenspeicher werden bereits zur Speicherung von reinem Wasserstoff, meist zur industriellen Anwendung, in den USA und dem Vereinigten Königreich betrieben. Auch in Deutschland wurden in Ketzin und Kiel Kavernenspeicher zur Speicherung von Gas mit 62 Vol.-% Wasserstoff betrieben, die heutzutage nicht mehr für die Wasserstoffspeicherung verwendet werden [21]. In Bad Lauchstädt soll ein Kavernenspeicher mit einer Speicherkapazität von ca. 3800 t Wasserstoff entstehen [22]. Dies entspricht einer mit dem Heizwert gebildeten Energie von 126,54 MWh_{el}.

Da das Gasnetz sowie daran angeschlossene Verbraucher auf eine Verbrennung von Erdgas ausgelegt sind, ist eine Einspeisung von reinem Wasserstoff in das Gasnetz heutzutage nur begrenzt möglich. Erdgas, das im Verkehrssektor eingesetzt wird, darf beispielsweise auf Grund der verbauten Stahltanks in den Autos einen maximalen Wasserstoffanteil von 2 Vol.-% haben [23]. Für die Einspeisung größerer Gasmengen in das Erdgasnetz ist die Methanisierung des erzeugten Wasserstoffs notwendig.

Nach der Gasnetzzugangsverordnung gelten für die Einspeisung in das Erdgasnetz die Voraussetzungen nach den Arbeitsblättern G 260 und G 262 des Deutschen Vereins des Gas- und Wasserfaches vom Stand 2007, wonach der Wasserstoffanteil auf 5 Vol.-% begrenzt ist [24, 25]. Die aktualisierte Version dieser Arbeitsblätter empfiehlt allerdings einen maximalen Wasserstoffanteil <10 Vol.-%, sodass bei der nächsten Anpassung der Gasnetzzugangsverordnung eine Erhöhung des Grenzwerts zu erwarten ist [24].

Zukünftig soll dieser Wert auf bis zu 20 Vol.-% angehoben werden [23]. Für eine weitere Erhöhung sind Anpassungen des Netzes und der angeschlossenen Geräte notwendig [23]. Erste Testversuche in Deutschland mit höheren Wasserstoffanteilen, z. B. 30 Vol.-%, in der Stadt Öhringen, werden für abgeschnittene Teilnetze bereits gestartet [26]. Hierbei sei angemerkt, dass sich der volumetrische Heizwert des Erdgases von 9,97 kWh_{Hu}/m³ bei einer Zumischung von 20 Vol.-% Wasserstoff auf 8,57 kWh_{Hu}/m³ reduziert. Dies geschieht auf Grund des geringeren volumetrischen Heizwerts von Wasserstoff von 3,00 kWh_{Hu}/m³. Von den 8,57 kWh_{Hu}/m³ entstehen 0,60 kWh_{Hu}/m³

durch den zugemischten Wasserstoff, sodass sich energetisch lediglich 6,99 % des Erdgases durch Wasserstoff ersetzen lassen¹. Eine Ersetzung größerer energetischer Anteile durch Wasserstoff bedarf daher der stückweisen Umstellung gesamter Netzteile auf 100 % Wasserstoff wie es z. B. im Norden der Niederlande geplant ist [28].

¹ Eigene Berechnung mit der *TransiEnt Library* [27] mit den in dieser Arbeit verwendeten Parametern des Gasnetzes bei 30 bar, 9,33 °C und einer Erdgaszusammensetzung von 85,88 % CH₄, 6,19 % C₂H₆, 1,01 % C₃H₈, 0,20 % C₄H₁₀, 4,37 % N₂, 2,34 % CO₂. Die Angaben der Heizwerte sind auf Normbedingungen umgerechnet.

