

Eine Potentialstudie für Power-to-Methanol Anlagen

Janina Fröhlich¹, Satyanarayana Narra², Michael Nelles²

¹ Future Energy – Institut für Energieforschung

² Universität Rostock

Abstract

The transformation of the energy system requires the development of an efficient energy storage system for the integration of the fluctuating energy sources like wind energy. The power-to-methanol process represents an innovative and promising long-term storage system for the conversion of renewable power into chemical energy. The renewable methanol can be used as a storage medium for the stabilization of the electrical grid or as an energetic fuel. The aim of the following study was to perform a location analysis for PtM-plants in Germany. A location-algorithm was developed to correlate spatial distances between biogas plants with a sufficient plant size and regions with a high density of wind energy. In the next step the gas transmission network is associate with the distance of the biogas- and wind energy plants. After analyzing the possible location for PtM-plants in Germany, the economics of a plant in Brandenburg with the capacity of 3.536 t Methanol per year was evaluated.

1. Motivation

Aufgrund der zahlreichen gesetzlichen nationalen und internationalen Verpflichtungen, die Treibhausgasemissionen nachweislich zu senken, ist der Ausbau erneuerbarer Energien weiter in den Fokus gerückt. Bereits 2018 wurden 37,8 % des Bruttostroms durch regenerative Energien erzeugt [1]. Der vermehrte Einsatz fluktuierender Energien führt zu Erzeugungsspitzen in Form von Überschussstrom. Dieser wird heute abgeregelt oder international mit einem hohen Verlust vermarktet. 2017 betrug der Überschussstrom in Deutschland 5,5 TWh, dies entspricht etwa 0,8 % der gesamten Stromerzeugung [2]. Im Jahr 2017 wurden 69,95 TWh in die Nachbarländer exportiert (Abbildung 1) [3].

Die Schaffung effizienter Kurz- und Langzeitspeichersysteme ermöglicht eine flexible Anpassung an die Energienetze und den Energiebedarf der Verbraucher, ferner können Stromexporte in Nachbarländer reduziert werden. Ein mögliches systemübergreifendes Langzeitspeichersystem stellt der Power-to-Methanol (PtM) Prozess dar. Bei diesem Verfahren wird regenerativ erzeugter Strom für eine elektrolytische Spaltung von Wasser in seine Grundbausteine Wasser- und Sauerstoff genutzt. Wasserstoff wird im Anschluss in einer katalytischen Synthese mit Kohlendioxid zu Rohmethanol und Wasser umgewandelt. Die Abbildung 2 stellt eine schematische Übersicht des PtM-Verfahrens dar. Methanol ist ein vielseitig einsetzbarer Wertstoff, der sowohl als Kraftstoff im Mobilitätssektor aber auch als Ausgangsstoff in der chemischen Industrie genutzt werden kann. In Europa wurden im Jahr 2013 2,9 Millionen Tonnen Methanol produziert, der Verbrauch wird im Vergleich zur Produktionsmenge auf das 2,6-mal höhere geschätzt [4].

Für eine Einführung des PtM-Prozesses müssen unterschiedliche ökonomische Kriterien und Standortfaktoren berücksichtigt werden. Geeignete Standorte sind gekennzeichnet durch ein hohes Kohlendioxid-Angebot, eine flächendeckende Einspeisung erneuerbarer Energien und

einer geeigneten Infrastruktur für die Vermarktung der entstehenden Produkte und Nebenprodukte. Für die Integration des Prozesses, ohne eine direkte Konkurrenz mit Power-to-Gas (PtG) Anlagen, kann eine unzureichende Gasinfrastruktur von Bedeutung sein. Voraussetzung ist die Installation einer kostengünstigen und effizienten Kohlendioxidaufbereitung. Ausgehend von der Ermittlung eines potentiellen Anlagenstandortes ist die techno-ökonomische Analyse des Gesamtprozesses von zentraler Bedeutung.

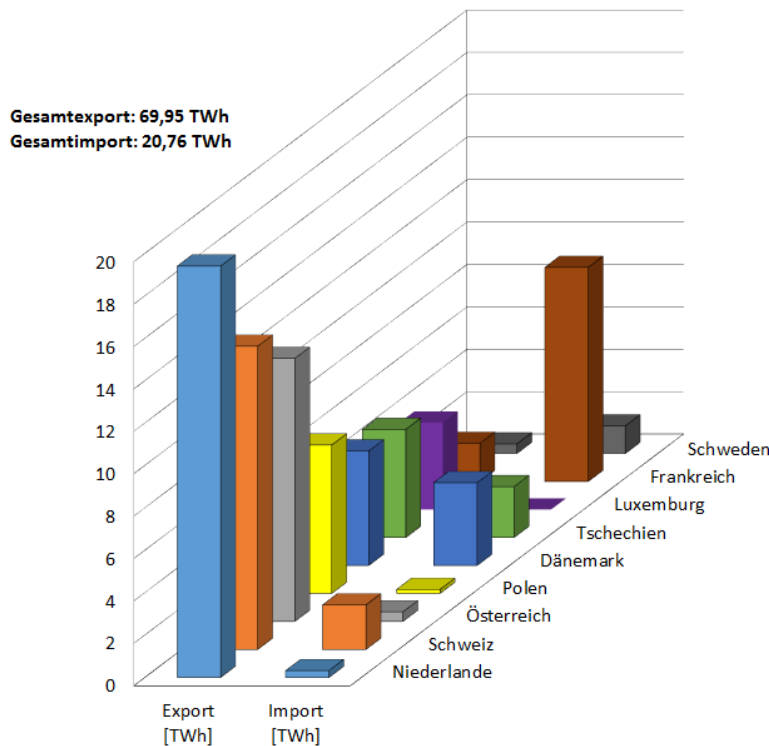


Abbildung 1: Stromflüsse zwischen Deutschland und den Nachbarländern [3]

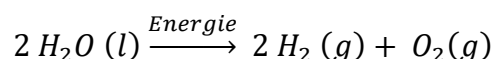
Anhand der gewonnenen Daten der Massen- und Energiebilanzen einer PtM-Anlage können Investitions-, Betriebs- und Methanol-Gestehungskosten ermittelt werden. Für die wirtschaftliche Bewertung des Prozesses werden unterschiedliche CO₂-Zertifikatskosten verwendet und die erhaltenen Ergebnisse miteinander verglichen. Ferner werden die Gestehungskosten des regenerativ erzeugten Methanols mit den Kosten des konventionell produzierten Methanols verglichen.

2. Methodik

2.1 Power-to-Methanol-Prozess

Der PtM-Prozess besteht im Wesentlichen aus drei Teilprozessen: der Wasser-Elektrolyse, der Kohlendioxidbereitstellung und der katalytischen Umsetzung zu Methanol. Die Abbildung 2 gibt eine Übersicht des Gesamtverfahrens.

Die Wasser-Elektrolyse nutzt (Überschuss-) Strom aus regenerativen Energien, um Wasser in Wasserstoff und Sauerstoff zu spalten.



Die Verwendung erneuerbarer, volatiler Energien stellt spezifische Anforderungen an die Elektrolyse wie zum Beispiel hohe Anlagendynamiken. Aus diesem Grund wird die Polymer-Exchange-Membrane Elektrolyse (PEM-EL) genutzt, da diese für hohe Lastwechsel geeignet ist. Der Wirkungsgrad der PEM-EL wird heute mit 67 % - 88 % angegeben [5].

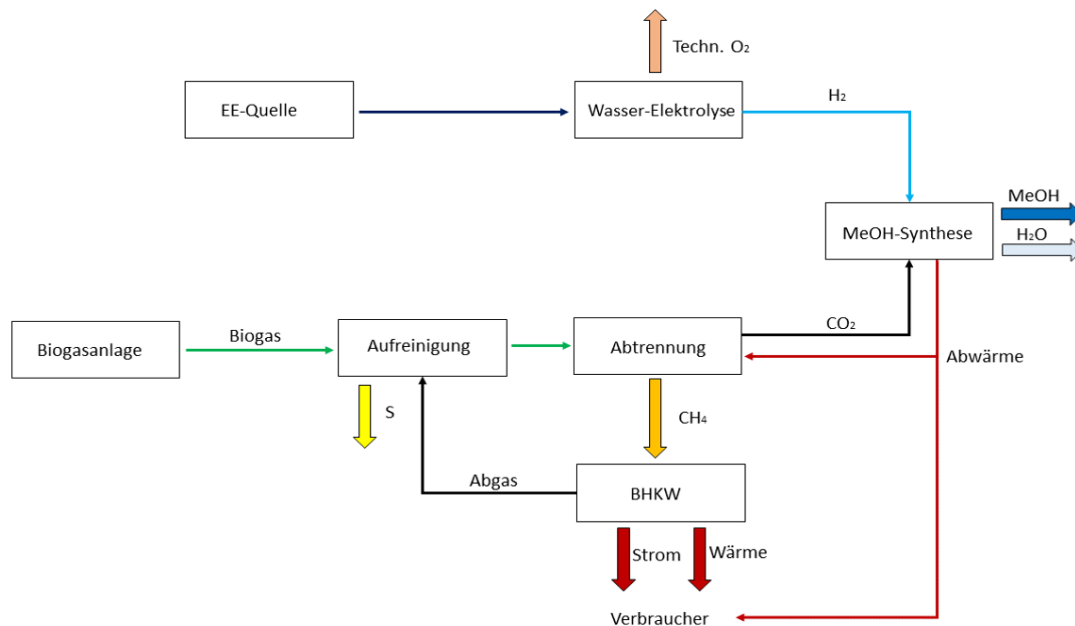
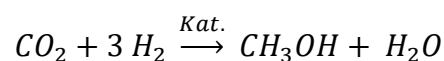


Abbildung 2: Prozessübersicht einer PtM-Anlage

Die Verwendung von biogenem Kohlendioxid aus Biogasanlagen oder biogasbetriebenen Blockheizkraftwerken (BHKW) erfordert ein geeignetes, kostengünstiges und flexibles Aufbereitungsverfahren. Hierbei ist die Entschwefelung der Stoffströme von zentraler Bedeutung, da schon geringste Mengen von Schwefel als Katalysatorgift wirken und dadurch die katalytische Synthese beeinträchtigen. Das reine Kohlendioxid wird im letzten Verfahrensschritt mit dem regenerativ erzeugten Wasserstoff über einen katalytischen Prozess zu Methanol und Wasser umgewandelt.



Die katalytische Synthese erfolgt mithilfe des ZnO/CuO/Al₂O₄-Katalysators bei einem Druck zwischen 50 bar – 100 bar und Temperaturen von 210°C - 270°C [6]. Die Methanol-Synthese ist ein exothermer Prozess mit einem Wirkungsgrad von ca. 70 % [7]. Die entstehende Abwärme kann innerhalb der Kohlendioxid-Aufbereitung oder für eine Sektorenkopplung kommerziell genutzt werden.

2.2 Standortanalyse

Die Auswahl eines geeigneten Standortes ist für die technische und ökonomische Integration einer PtM-Anlage entscheidend. Die Verfügbarkeit einer konzentrierten (biogenen) Kohlendioxid-Quelle und ein großes flächendeckendes Angebot erneuerbarer Energien sind relevante Parameter. Für die Auswertung potentieller Anlagenstandorte werden die verfügbaren Biogas- und Windenergieanlagen in Deutschland geprüft. Im Jahr 2017 betrug die installierte Nennleistung der 9.331 Biogasanlagen (BGA) 4.550 MW [8]. An Land und auf See waren im Jahr 2017 29.784 Windenergieanlagen (WEA) in Betrieb [9/10]. Spitzenreiter bei der

Produktion von Energie aus Wind sind die Bundesländer Niedersachsen mit 10.582 MW, Schleswig-Holstein (6.863 MW) und Brandenburg (6.794 MW) [9]. Für eine Gewährleistung der Netzstabilität wurden 2017 rund 5,3 GWh Windstrom abgeregelt [9/10]. Die Ermittlung potentieller Standorte erfolgt mithilfe eines Algorithmus, der in *Matlab/Simulink* implementiert wurde, die Abbildung 3 stellt den Ablauf dar.

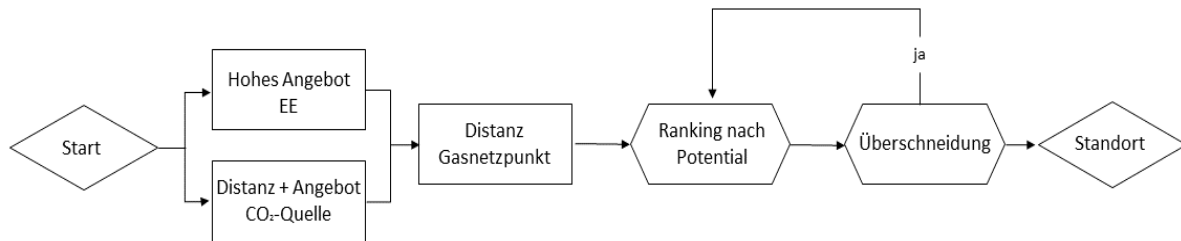


Abbildung 3: Ermittlung potentieller PtM-Standorte

Für eine systematische Standortanalyse müssen unterschiedliche Kriterien erfüllt sowie Parameter gesetzt werden. Die Bestimmung eines optimalen Standortes setzt nicht nur technische und ökonomische Kriterien voraus, sondern auch juristische, ökologische und soziale Bedingungen. Letztere werden bei der Analyse vorerst nicht weiter betrachtet. Für die Auswertung müssen die zur Verfügung stehenden Ressourcen erfasst und analysiert werden. Folgende Faktoren stehen bei der Analyse im Vordergrund: die installierte Leistung der BGA, die Distanz zwischen BGA und WEA und die Entfernung von Gasnetz, Biogas- und Windenergieanlage. Die Eingangsgrößen werden im Systemmodell räumlich aufgelöst und miteinander korreliert. Die Distanzen zwischen BGA und WEA werden mithilfe von Datensätzen der Bundesnetzagentur [11] analysiert. Potentielle BGA weisen eine elektrische installierte Leistung von > 1 MW auf. Die Entfernung zwischen Windkraftanlagen und BGA beträgt maximal 5 km, diese wurde aufgrund der Vermeidung von Übertragungsverlusten, Transportkosten und der Verringerung der Investitionskosten für die Gesamtanlage festgelegt. Im nächsten Schritt wird eine weitere Schnittstelle berechnet, hier wird die Distanz zwischen potentiellen Standorten und Gasnetzpunkten ermittelt. Die Daten der Gasfernleitungsnetze stammen von der Transparenzplattform des Verbandes der Europäischen Fernleitungsnetzbetreiber für Gas (ENTSO-G) [12]. Die Entfernung zwischen möglichem Anlagenstandorten und Gasnetzpunkten wurde mit > 10 km festgelegt, da bei Distanzen über 10 km der Anlagenbetreiber die Netzanschlusskosten für Gasleitungen selber trägt. Aus diesem Grund sind Power-to-Gas (PtG) Anlagen bei großer Distanz zum Gasnetz aus ökonomischer Sicht weniger lukrativ. Es wird davon ausgegangen, dass an jedem Punkt des Gasnetzes Gas entnommen oder zugeführt werden kann. Aufgrund einer möglichst hohen Flexibilität des Systemmodells können die Parameter zum Beispiel die installierten elektrischen Leistungen und/oder die Distanzen zwischen den Anlagen, problemlos verändert werden.

2.3 Energie- und Massenbilanzen

Für eine Anlagendimensionierung und die Bestimmung der notwendigen Rohstoffe und des Energieverbrauchs werden Energie- und Massenbilanzen aufgestellt. Die erhaltenen Ergebnisse werden im Anschluss für eine techno-ökonomische Analyse einer PtM-Anlage genutzt. Anhand des Verfahrensfließbildes (Abbildung 4) werden die Massen- und

Energiebilanzen einer möglichen PtM-Anlage ermittelt. Für die Analyse werden nur die wichtigsten Anlagenkomponenten betrachtet, hierzu gehören die Elektrolyse, die Kohlendioxidbereitstellung, die Zwischenspeicherung von Wasserstoff und Kohlendioxid, das Reaktorsystem mit vorgeschalteter Verdichtung und nachgeschalteter Kondensation, sowie die Trennung (Destillation) der entstehenden Produkte Wasser und Methanol.

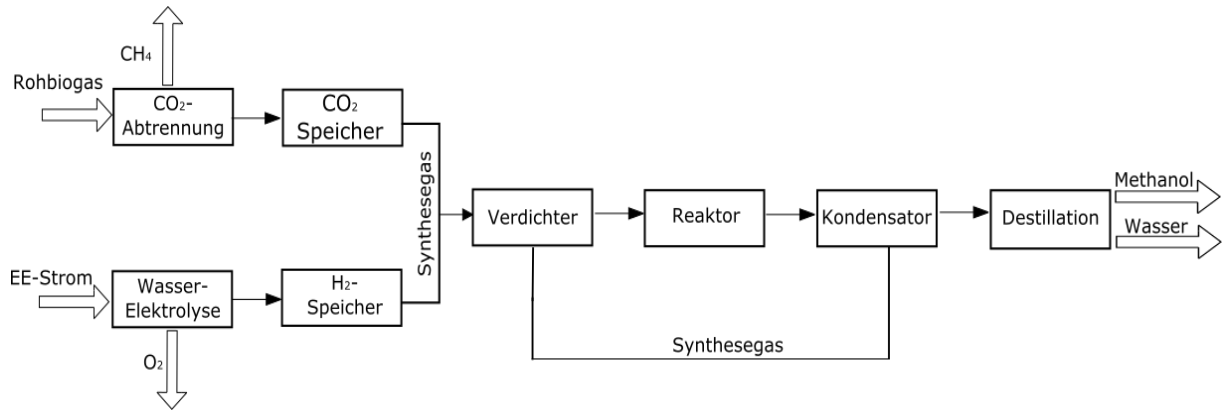


Abbildung 4: Verfahrensfliessbild der PtM-Synthese

Die eingesetzten Anlagenkomponenten werden stark vereinfacht und mithilfe idealer Gase berechnet. Wasserstoff und Kohlendioxid werden für eine Zwischenspeicherung auf 50 bar verdichtet und bei Bedarf in einem Druckbehälter zwischengespeichert. In einem Rohrbündelreaktor werden das Kohlendioxid und der Wasserstoff bei 220 °C und 50 bar durch einen katalytischen Prozess in Methanol und Wasser umgewandelt. Der Umsatz der Methanolsynthese ist thermodynamisch auf 30 % begrenzt [13], aufgrund dessen findet eine Kreislaufführung der nicht umgesetzten Synthesegase statt. Im letzten Verfahrensschritt werden die entstehenden Produkte Methanol und Wasser durch eine Destillation voneinander getrennt. Für eine erste Modellierung des Prozesses wurden jährliche Betriebsstunden von 8000 h angenommen. Die Tabelle 1 fasst die notwendigen Parameter für die Bestimmung der Energie- und Massenbilanz der PtM-Anlage zusammen.

Tabelle 1: Parameter des ausgewählten Anlagenstandortes

	Wert	Einheit	Anmerkung/Lit. Quelle
Koordinaten	Lat: 51,9964 Lon: 13,0756	°N °E	Daten Simulation
Installierte Leistung BGA	1,79	MW	[14]
Gasproduktion	7,0	Mio. m ³ /a	[14]
Substratmenge	26.600 t Maissilage Getreide 17.800 t Gülle	t/a	[14]
Installierte Leistung WEA (Distanz < 5 km)	13,8	MW	Daten Simulation

Installierte Leistung WEA (Distanz < 10 km)	89,7	MW	Daten Simulation
--	------	----	------------------

Für Berechnungen der Massen- und Energiebilanzen sowie der Investitions- und Betriebskosten wurde in *Matlab/Simulink* ein geeignetes Modell implementiert.

2.4 Techno-ökonomische Bewertung des Prozesses

Für eine techno-ökonomische Analyse des Prozesses müssen unterschiedliche Kriterien und Parameter festgesetzt werden. Hierzu gehören beispielsweise die Personal-, Rohstoff- oder auch Strombetriebskosten.

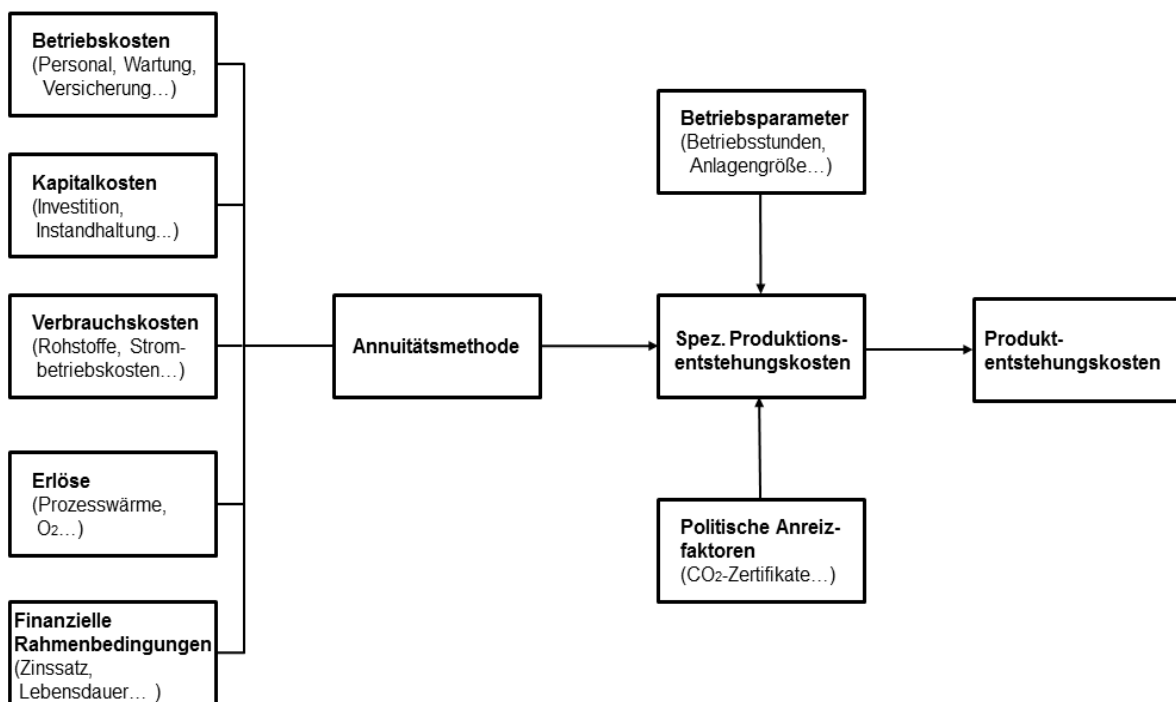


Abbildung 5: Ablauf der ökonomische Analyse einer PtM-Anlage

Ferner beeinflussen Betriebsparameter, (Anlagengröße, Betriebsstunden etc.), die spezifischen Produkt-Gestehungskosten. Durch definierte politische Anreizfaktoren, zum Beispiel die Einführung von CO₂-Zertifikaten, kann die Wirtschaftlichkeit einer Anlage maßgeblich gelenkt werden. Die Bestimmung der spezifischen Produktionskosten und der Produkt-Gestehungskosten erfolgt mithilfe der Annuitätsmethode. Die Abbildung 5 gibt eine Übersicht der ökonomischen Berechnung des PtM-Verfahrens.

Die Tabelle 2 stellt die verschiedenen Parameter und Kriterien dar, die innerhalb des techno-ökonomischen-Modells verwendet wurden.

Tabelle 2: Techno-ökonomische Parameter der PtM-Anlage

	Wert	Einheit	Lit.quelle / Anmerkung
Strompreis	2,0 - 4,4	ct/kWh	EEX Feb. 2019
Wasserpreis	1,50	€/t	Stadtwerke Lemgo
Akt. Methanolpreis	400	€/t	Methanex 2018

Nutzwärme-Preis	74	€/MW _{th}	Stadtwerke Lemgo
O ₂ -Preis	75	€/t	[15]
CO ₂ Zertifikate	20 - 200	€/t	Aktuelle Preise der Länder
PEM-EL			
Spez. Investment	800	€/kWh	[16]
Netzanbindungskosten	66	€/kWh	[5]
Regenerierungskosten Stack	2,0	%	Bezogen auf das spez. Investment [13]
Versicherung/ Instandhaltung	2,0	%	Bezogen auf das spez. Investment [17]
CO₂-Bereitstellung			
Aufbereitungskosten (DEA)	2300	€ pro Nm ³ Biogas/h	[18]
MeOH-Synthese			
Spez. Investment	810	€/t _{MeOH}	[19]
Versicherung/ Instandhaltung	10	%	Bezogen auf das spez. Investment [19]
Personalkosten			
Techniker Stundenanzahl	100 8	€/h h/Tag	Eigene Annahme Eigene Annahme
Sonstiges			
Abschreibungsdauer	10	a	
Fremd- Finanzierungsanteil	100	%	
Zinssatz	2,5	%	[20]
Weitere Instandhaltungs-& Versicherungskosten	2	%	Bezogen auf das spez. Investment [20]
Anlage & Einrichtungen	7	%	Bezogen auf das spez. Investment [20]

2.5 Methanol-Gestehungskosten

Für die Berechnung der Methanol-Gestehungskosten müssen die jährlichen Aufwendungen (C_L) bestimmt werden. Diese setzen sich aus den Betriebskosten (C_B), den sonstigen Kosten (C_S), der Abschreibung (C_A) abzüglich der Wärmeerträge (E_W), dem Verkauf der Nebenprodukte (E_{O_2}), der CO₂-Zertifikate (E_{CO_2}) und der jährlichen Methanol Produktion (m_{MeOH}) zusammen.

$$C_{MeOH} = \frac{C_B + C_S + C_A - (E_W + E_{O_2} + E_{CO_2})}{m_{MeOH}} = \frac{C_L}{m_{MeOH}}$$

Innerhalb dieser Studie werden die Erlöse aus Kohlendioxid-Zertifikaten variiert. Hierbei orientiert man sich an den CO₂-Preisen der Länder Deutschland (20 €/t_{CO₂}), Schweden (120 €/t_{CO₂}) und der Schweiz (200 €/t_{CO₂}).

3. Ergebnisse

3.1 Standortauswahl

Die Abbildung 6 stellt mögliche PtM-Standorte in Deutschland dar, ohne die Einbeziehung der Distanzen zwischen BGA und Gasfernleitungsnetz.

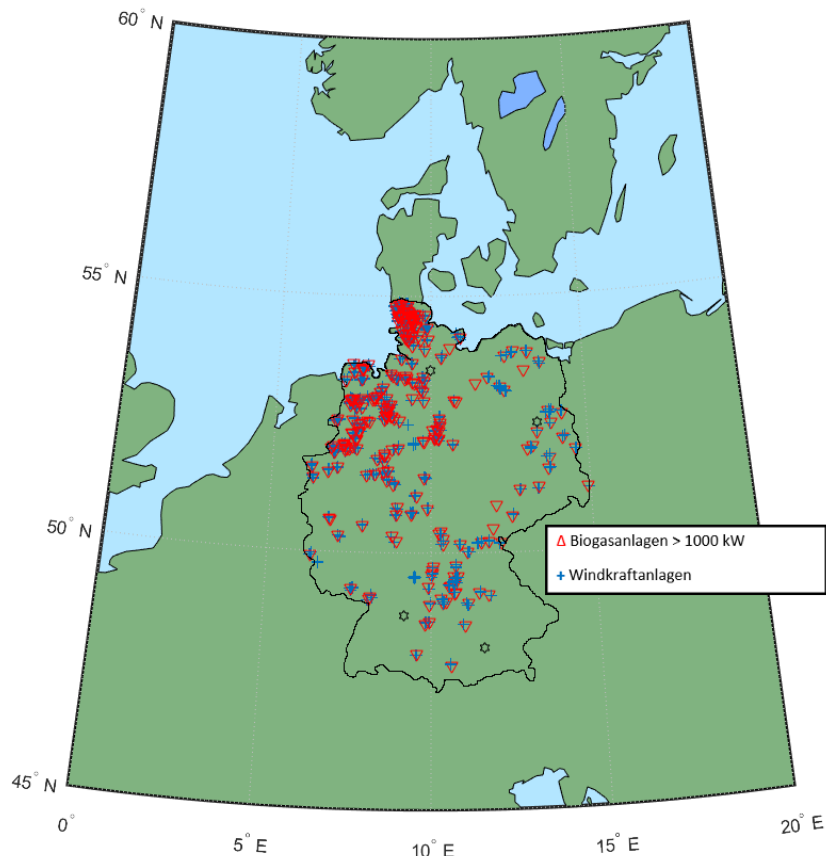


Abbildung 6: Potentielle Anlagenstandorte in Deutschland

Insgesamt werden für die Auswertung 5.018 Biogasanlagen (Δ) und 12.121 Windkraftanlagen (+) herangezogen [11]. 1.167 Biogasanlagen weisen eine installierte elektrische Leistung > 1000 kW auf, diese werden in der Analyse weiter berücksichtigt. Innerhalb des Modells wird zunächst die räumliche Nähe der BGA mit den zur Verfügung stehenden WEA korreliert. Insgesamt werden 286 potentielle Standorte ermittelt, die eine Distanz zwischen BGA und WEA von maximal 5 km aufweisen.

Im nächsten Modellierungsschritt werden die möglichen potentiellen Standorte hinsichtlich des Gas-Fernleitungsnetzes (—) und den Gasnetzpunkten (●) untersucht. Die Entfernung zwischen den möglichen Standorten und dem Gasnetz bzw. Gasnetzpunkten wird mit > 10 km angenommen. Die möglichen Anlagenstandorte sind in der Abbildung 7 dargestellt.

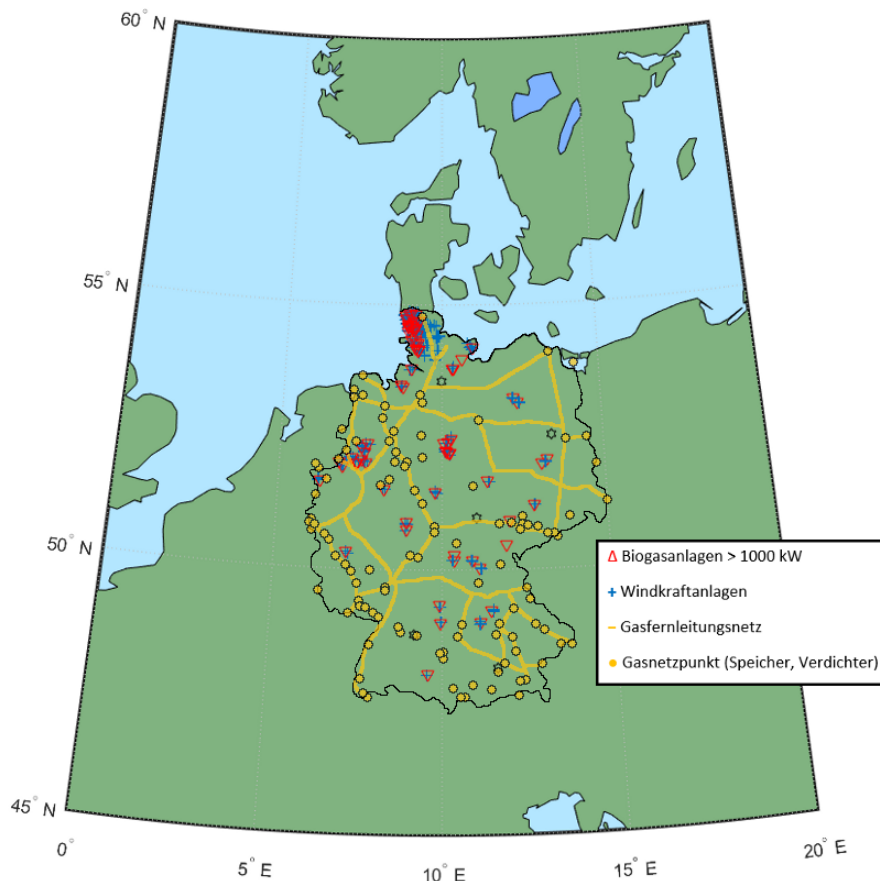


Abbildung 7: Potentielle Anlagenstandorte in Deutschland unter Berücksichtigung des vorhandenen Gasnetzes

Insgesamt weist Deutschland 78 potentielle Standorte auf (Abbildung 7). In Schleswig-Holstein und NRW ist die Installation einer zentralen Anlage mit einer hohen Kapazität denkbar, da auf geringer Distanz sowohl ein hohes Potential an biogenen CO₂-Ressourcen als auch ein großes flächendeckendes Angebot an Windenergie zur Verfügung steht. In Schleswig-Holstein sind zum Beispiel 32 BGA in unmittelbarer Nähe zu insgesamt 241 Windkraftanlagen installiert.

3.2 Energie- und Massenbilanzen

Die Tabelle 3 stellt die erhaltenen Ergebnisse für die Massen- und Energiebilanz einer möglichen PtM-Anlage in Brandenburg dar. Der Standort wird mithilfe der vorausgegangenen systematischen Standortanalyse ermittelt. Für die Berechnung der Bilanzen werden die Betriebsparameter aus Tabelle 1 genutzt. Das Verfahrensfliessbild (Abbildung 4) stellt die jeweiligen Teilprozesse dar, die für die Berechnung der Massen- und Energiebilanz verwendet werden.

Tabelle 3: Ergebnisse der Massen und Energiebilanzen der PtM-Anlage

	Wert	Einheit	Anmerkung
PEM-EL			

Auslegungsgröße	7	MW	
Massenstrom H ₂ O	1.181	kg/h	
Massenstrom H ₂	105	kg/h	
Massenstrom O ₂	840	kg/h	
P _{Elektrolyse}	5.600	kWh	
P _{Speicher}	315	kWh	
Q _{Speicher}	175	kWh	
CO₂-Bereitstellung			
Volumenstrom Biogas	853	m ³ /h	
Gaszusammensetzung	60/40	% CH ₄ / % CO ₂	
Massenstrom CO ₂	668	kg/h	
P _{el,CO₂}	119	kWh	
Methanol-Synthese			
Massenstrom H ₂	91	kg/h	
Massenstrom CO ₂	668	kg/h	
Massenstrom Methanol	442	kg/h	
Q _{Verdichter}	- 771	kWh	3-stufiger Verdichter, mit Zwischenkühlung, η=0,5
P _{Verdichter}	1.056	kWh	
Q _{Reaktion}	- 274	kWh	
P _{Reaktion}	0	kWh	
Q _{Kondensation}	- 959	kWh	
P _{Kondensation}	0	kWh	
Q _{Destillation}	+ 355	kWh	
P _{Destillation}	0	kWh	

Aufgrund der Nutzung von volatilen Energien wird ein Wasserstoff-Speicher benötigt, der bei Bedarf die Hälfte des erzeugten Wasserstoffs zwischenspeichern kann.

3.3 Ökonomische Betrachtung

3.3.1 Betriebskosten

Die Abbildung 8 zeigt deutlich, dass die Betriebskosten der PtM-Anlage von den Stromkosten abhängig sind. Bei 4,4 ct/kWh ergeben sich jährliche Aufwendungen von 2,1 Mio. €, bei einer Verringerung der Kosten auf 2,0 ct/kWh sinken die Strombetriebskosten um 55 %. Die übrigen Kosten setzen sich aus Versicherungen, Instandhaltung, Zinsen und Kosten für die Anlage und Einrichtungen zusammen, diese betragen jährlich ca. 0,18 Mio. €. Aufgrund des möglichst vollautomatischen Betriebes der Anlage wird mit geringen Personalkosten kalkuliert. Bei der Kohlendioxidaufbereitung handelt es sich um eine Diethanolamin-Wäsche (DEA-Wäsche), die jährliche Kosten von 0,26 Mio. € verursacht.

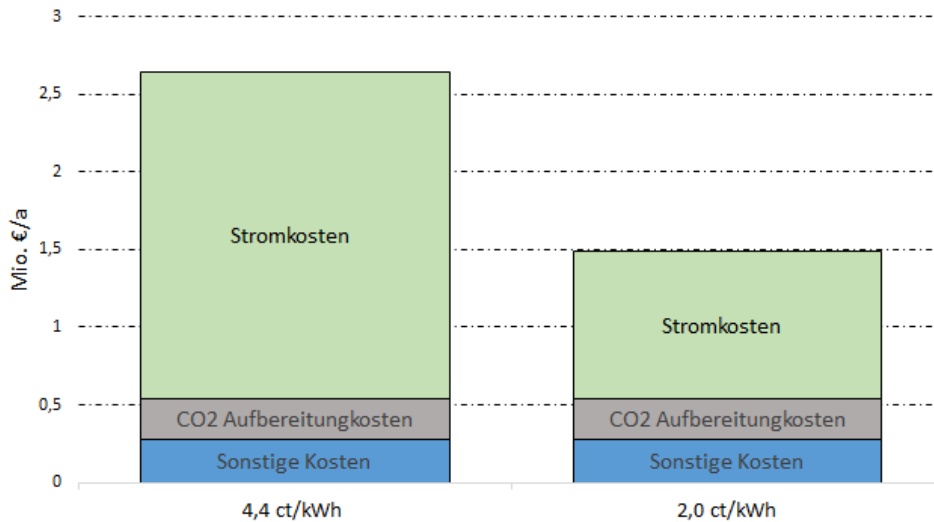


Abbildung 8: Betriebskosten der PtM-Anlage unter Berücksichtigung verschiedener Strombetriebskosten

3.3.2 Investitionskosten

Die Investitionskosten der gesamten Anlage liegen bei 12,6 Mio. €. Hauptkostenfaktor ist die PEM-Elektrolyse mit 5,6 Mio. €. Die spezifischen Investitionskosten der PEM-Elektrolyse belaufen sich auf 800€/kWh [16]. Die Nutzung von erneuerbaren Energien setzt die Installation eines Wasserstoffspeichers voraus, dieser verursacht bei der gewählten Speicherkapazität Investitionskosten von 2,1 Mio. €.

Aufgrund der Nutzung einer bestehenden Biogasanlage als CO₂-Quelle werden Kosten für die Auftrennung von Kohlendioxid und Biogas kalkuliert. Bei der Anlage die 7 Mio. m³ Biogas/a pro Jahr herstellt, ergeben sich Investitionskosten von ca. 1,85 Mio. €.

Die spezifischen Investitionskosten (810 €/t_{MeOH}) der Methanol-Synthese sind abhängig von der jährlich produzierten Methanol-Menge [4].

Dadurch belaufen sich die Investitionskosten für die katalytische Methanol-Synthese der PtM-Anlage in Brandenburg auf ca. 2,8 Mio. €. Die Abbildung 9 fasst die erhaltenen Ergebnisse grafisch zusammen.

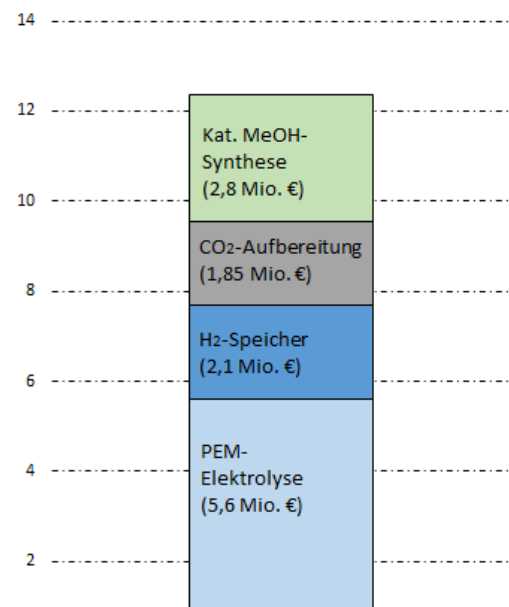


Abbildung 9: Investitionskosten der PtM-Anlage

3.3.3 Erlöse

Die Erlöse aus gewonnenen Nebenprodukten und der entstehenden Abwärme der Anlage werden in die ökonomische Betrachtung einbezogen. Hierzu gehören die Vermarktung von CO₂-Zertifikaten und der Nutzwärme. Ferner wird der hochreine Sauerstoff, der bei der Elektrolyse entsteht, verkauft. Der Preis für die Nutzwärme wird 74 €/MWh angenommen, der Erlös aus dem Sauerstoffverkauf mit 75 €/t. Jährlich werden in der ausgelegten Elektrolyse rund 6.720 t Sauerstoff produziert, der mit einem Gewinn von 0,5 Mio. €

vermarktet werden kann. Der Preis für CO₂-Zertifikate variiert zwischen den Ländern stark. Deutschland weist mit 20 €/t_{CO₂} einen sehr geringen Verkaufspreis auf im Vergleich zu Schweden mit 120 €/t_{CO₂}. Im Jahr 2018 wurde in der Schweiz ein Gesetzesentwurf veröffentlicht, der einen Preis von bis zu 213 €/t_{CO₂} ermöglicht. Die Abbildung 10 verdeutlicht, dass bei einem Massenstrom von 668 kg_{CO₂}/h Gewinne von 1,06 Mio. €/a (200 €/t_{CO₂}) im Vergleich zu 0,64 Mio. €/a (120 €/t_{CO₂}) und 0,11 Mio. €/a (20 €/t_{CO₂}) erzielt werden können.

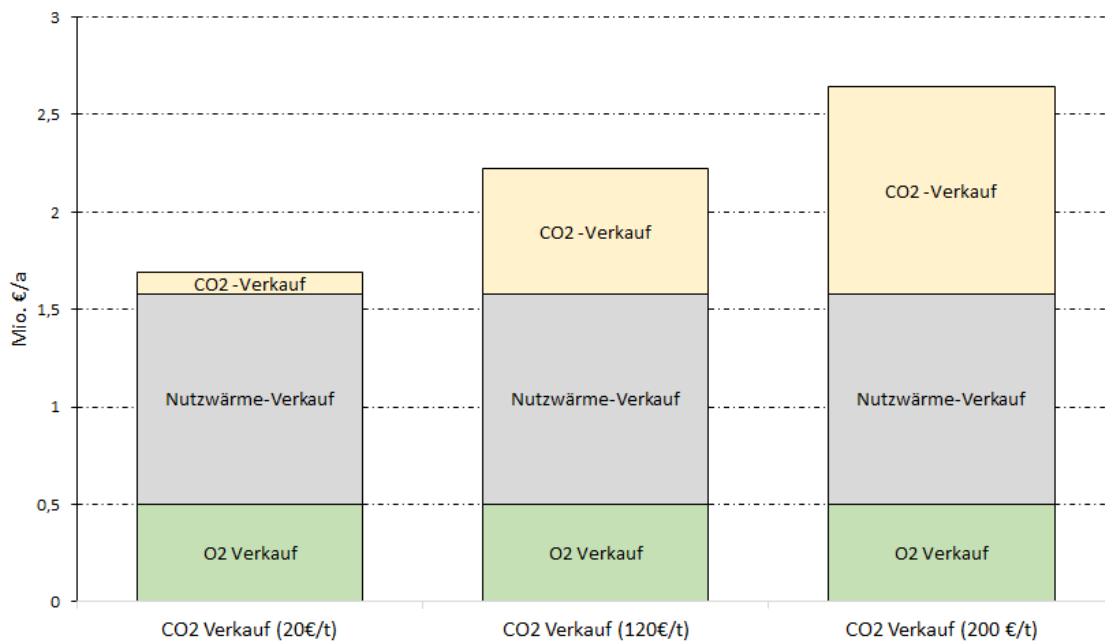


Abbildung 10: Erlöse der Anlage unter Berücksichtigung unterschiedlicher CO₂-Zertifikate

3.3.4 Methanol-Gestehungskosten

Die Auswertung der Methanol-Gestehungskosten zeigt, dass unter Einbeziehung heutiger Investitionskosten und Strompreise die Gestehungskosten über dem aktuellen Marktpreis von 400 €/t_{MeOH} liegen. Die Tabelle 4 stellt die unterschiedlichen untersuchten Szenarien dar. Innerhalb dieser ersten Studie werden nur die Kosten der Kohlendioxid-Zertifikate zwischen 20 €/t_{CO₂}– 200 €/t_{CO₂} variiert. Ferner werden für alle Szenarien der aktuelle Börsenstrompreis von 4,4 ct/kWh angenommen.

Tabelle 4: Übersicht der Szenarien

Szenario	Preis	1	2	3
Erlös Nutzwärme	74 €/MWh	x	x	X
CO ₂ - Zertifikate	20 €/t _{CO₂}	x		
CO ₂ - Zertifikate	120 €/t _{CO₂}		x	
CO ₂ - Zertifikate	200 €/t _{CO₂}			X
O ₂ - Verkauf	75 €/t _{O₂}	x	x	X

Das Szenario 1 spiegelt die heutige Situation in Deutschland wieder, es wird mit dem aktuellen Preis der CO₂-Zertifikate von 20 €/t_{CO₂} kalkuliert. Hierbei wird ein Methanol-Gestehungspreis von 794 €/t_{MeOH} berechnet. Szenario 2 erreicht einen Gestehungspreis (CO₂-Zertifikate 120 €/t_{CO₂}) von 644 €/t_{MeOH}. Beim Szenario 3 werden CO₂-Preise von 200 €/t_{CO₂} einbezogen, damit wird ein Methanol-Preis von 524 €/t_{MeOH} erzielt. Dieser kommt dem aktuellen Marktpreis von Methanol (400 €/t_{MeOH}) näher.

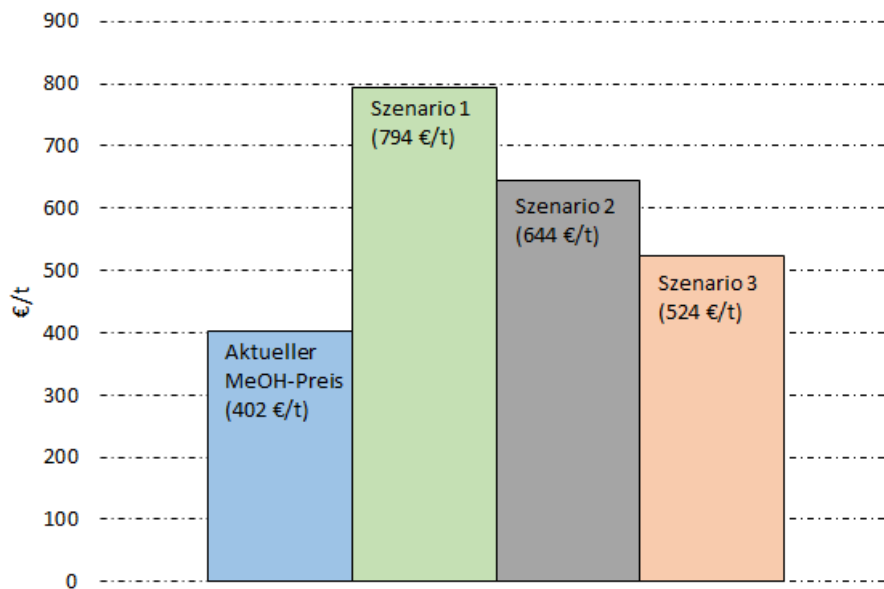


Abbildung 11: Vergleich unterschiedlicher Methanol-Gestehungskosten

4. Diskussion

Die Abbildung 6 stellt die potentiellen Standorte für PtM-Anlagen in Deutschland unter der Berücksichtigung des biogenen CO₂ Vorkommens und des Angebotes an Windenergie in einem Radius von 5 km dar. Die Erhöhung des Radius auf 10 km oder 20 km würde die Infrastruktur hinsichtlich Transport- oder Anschlussbedingungen zwar verschlechtern, jedoch würde die Anzahl möglicher Standorte signifikant steigen. Ferner werden in einer darauffolgenden Studie weitere erneuerbare Energieformen z. B. Photovoltaik aufgenommen. Mit der Erweiterung des Radius und der Einbeziehung unterschiedlicher regenerativer Energieformen, steigt die Anzahl potentieller Standorte und die Installationsmöglichkeiten von Anlagen mit hohen Kapazitäten und Auslastungen. Wird das Gasfernleitungsnetz in die Standortanalyse mit einbezogen, ergeben sich 78 PtM-Standorte in Deutschland (Abbildung 7). Die Berücksichtigung des Gasnetzes ist sinnvoll, wenn davon ausgegangen wird, dass ein geeignetes, kostengünstiges und flexibles CO₂-Abtrennverfahren entwickelt wird, dass in die bereits bestehenden Biogasanlagen integriert werden kann. Die Distanz von mehr als 10 km zwischen dem Gasfernleitungsnetz und dem möglichen Anlagenstandort verhindert eine direkte Konkurrenz zwischen PtG- und PtM-Prozessen, da PtM-Verfahren nicht an das Gasnetz gekoppelt werden. Liegt eine geringe Entfernung zwischen dem Gasfernleitungsnetz und dem potentiellen Standort vor, ist die Installation einer PtG-Anlage bei einer techno-ökonomischen Betrachtung sinnvoller, da eine CO₂/CH₄ Trennung in die bestehenden BGA integriert werden muss. Diese ermöglicht sowohl eine direkte Einspeisung des aufbereiteten Methans in das Gasnetz und auch die Nutzung des biogenen CO₂ in dem PtG-Verfahren.

Die techno-ökonomische Betrachtung des Prozesses wird mithilfe der Methanol-Gestehungskosten für unterschiedliche Szenarien analysiert. Für eine Kalkulation der Kosten (Gl. 1) wird die Energie- und Massenbilanz der Gesamtanlage in Brandenburg aufgestellt. Anhand der erhaltenen Ergebnisse werden die Betriebs- und Investitionskosten sowie die Erlöse aus Nebenprodukten ermittelt. Ferner werden Gewinne aus dem Verkauf von CO₂-Zertifikaten in die Analyse mit einbezogen. In der ausgewählten BGA in Brandenburg werden 668 kg CO₂ pro Stunde durch den Vergärungsprozess hergestellt. Aufgrund der installierten Leistung an Windenergie (37 WEA) von 89,7 MW in einem Radius von 10 km wird eine Elektrolyse mit einer elektrischen Leistung von 7 MW installiert, welche 105 kg Wasserstoff pro Stunde produziert. Durch die katalytische Methanol-Synthese können in dieser Anlage rund 442 kg Methanol pro Stunde hergestellt werden.

Im Anschluss werden die Betriebs- und Investitionskosten der Gesamtanlage ermittelt. Die Abbildung 8 zeigt deutlich, dass die Stromkosten einen bedeutenden Einfluss auf die Betriebskosten der gesamten PtM-Anlagen haben. Eine Verringerung der Stromkosten von 4,4 ct/kWh auf 2,0 ct/kWh erlaubt eine Kosteneinsparung von rund 55 %. Bei den Investitionskosten ist der Hauptkostenfaktor die PEM-EL mit 7,7 Mio. € im Vergleich zu katalytischen Synthese mit 2,8 Mio. € und der CO₂-Aufbereitung (DEA-Wäsche) mit 1,85 Mio. €. Die Erlöse aus den Nebenprodukten ist für die Kalkulation der Kosten des Methanols von hohem Wert. Bei der Elektrolyse entstehen rund 840 kg hochreiner Sauerstoff pro Stunde, der in der chemischen Industrie in einer Vielzahl von Prozessen benötigt wird. Dieser wird mit 75 €/t_{O₂} vermarktet und ergibt somit Gewinne von bis zu 0,5 Mio. € im Jahr. Aufgrund des exothermen Prozesses der katalytischen Methanol-Synthese entsteht ein hohes Maß an nutzbarer Wärme, diese wird mit 74 €/MWh vermarktet und ergibt somit für die Anlage in Brandenburg Erlöse von 1,08 Mio. € pro Jahr. Politische Anreizfaktoren, zum Beispiel die Vermarktungsmöglichkeiten von CO₂-Zertifikaten, kann ein hohes ökonomisches Potential für die Anlage darstellen (Abbildung 10). Innerhalb dieser Studie variieren die Preise der CO₂-Zertifikate zwischen 20 €/t_{CO₂}, 120 €/t_{CO₂} und 200 €/t_{CO₂}.

Werden Preise von 200 €/t_{CO₂} erzielt, können durch die Anlage in Brandenburg Erlöse bis zu 1,06 Mio. € erzielt werden. Die Abbildung 11 vergleicht die unterschiedlichen Methanol-Gestehungskosten hinsichtlich der verschiedenen Gewinne aus den CO₂-Zertifikaten. Es ist ersichtlich, dass der Vermarktpreis in Deutschland mit 20 €/t_{CO₂} die Ökonomie des PtM-Prozesses unzureichend beeinflusst. Die Installation einer Anlage bei heutigen Bedingungen (Strompreis: 4,4 ct/kWh, CO₂-Zertifikate: 20 €/t_{CO₂}) ergibt Methanol-Gestehungskosten von 794 €/t_{MeOH}. Dieser Methanol-Preis ist nahezu doppelt so hoch wie der aktuelle Preis des konventionell hergestellten Methanols (400 €/t_{MeOH}). Eine Einführung der Vermarktpreise der CO₂-Zertifikate von 200 € pro Tonne Kohlendioxid ermöglichen Gestehungskosten von 524 €/t_{MeOH} (Abbildung 11).

Die vorliegenden Ergebnisse zeigen, dass die Methanol-Gestehungskosten des regenerativen PtM-Prozesses für eine ausreichende Ökonomie um ca. 50 % gesenkt werden müssten. Dies könnte durch mehrere Einflussfaktoren geschehen, einer Reduktion der Stromkosten, der Verminderung der spezifischen Investitionskosten der PEM-EL oder der Schaffung effizienter politischer Anreizfaktoren. Eine Senkung der Stromkosten könnte durch die vermehrte Nutzung von Überschussstrom (5,5 TWh [2]) und die Verwendung von heute exportieren Strommengen (69,95 TWh [3]) erzielt werden. Die Verringerung der spezifischen Investitionskosten der PEM-EL könnte durch eine industrielle Fertigung erreicht werden, wenn der Absatz dieser Anlagen steigt. Die Abbildung 10 und Abbildung 11 zeigen dies deutlich.

Ferner kann die Wirtschaftlichkeit des Prozesses durch weitere politische Faktoren beeinflusst werden, hierzu gehören auch Subventionen oder Steuerbefreiungen.

5. Ausblick

Aufgrund der Standortanalyse und der ökonomischen Bewertung des PtM-Verfahrens in Brandenburg wird deutlich, dass für die Installation ein flächendeckendes Angebot erneuerbarer Energien, ein niedriger Energiepreis sowie eine kostenneutrale CO₂-Ressource zur Verfügung stehen müssen. Die hohen Investitions- und Betriebskosten der PEM-EL stellen heute einen hemmenden Faktor für die wirtschaftliche Integration des Verfahrens dar. Eine Senkung der Methanol-Gestehungskosten um 50 % könnte einen konkurrenzfähigen, regenerativen Prozess gegenüber der konventionellen Methanol-Herstellung erschaffen. Durch eine weitere Optimierung der Teilprozesse, der Verringerung notwendiger Stromkosten, der Nutzung unterschiedlicher regenerativer Energien und der damit verbundenen Kapazitätssteigerung, kann der Prozess ökonomisch aufgewertet werden. Eine fortführende Studie wird die Untersuchung möglicher Faktoren im Detail verfeinern. Ein wichtiges Instrument für die vermehrte Integration von dezentralen Energiespeichersystemen sind unterschiedliche politische Anreizfaktoren, die eingeführt beziehungsweise verbessert werden müssen.

Literatur

- [1] Umweltbundesamt (2019): Erneuerbare Energien in Zahlen, <https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/erneuerbare-energien/erneuerbare-energien-in-zahlen#textpart-1> (abgerufen am 02.06.2019)
- [2] Bundesnetzagentur Deutschland (2017): Zahlen, Daten und Informationen, xxx (abgerufen am 02.06.2019)
- [3] Fraunhofer ISE (2018): Stromflüsse zwischen Deutschland und seinen Nachbarländern in 2018 https://www.energy-charts.de/exchange_de.htm?source=de_pf&year=2018 (abgerufen am 20.06.2019)
- [4] Pérez-Fortes M.; Schöneberger J. C.; Boulamanti A.; Tzimas E. (2015): Methanol synthesis using captured CO₂ as raw material: Techno-economic and environmental assessment, *Applied Energy*, 161, S. 718-732
- [5] Smolinka T.; Günther M.; Garche J. (2011): Stand und Entwicklungspotenzial der Wasserelektrolyse zur Herstellung von Wasserstoff aus regenerativen Energien, Abschlussbericht NOW Studie Fraunhofer ISE
- [6] Van-Dal E. S.; Bouallou C. (2013): Design and simulation of a methanol production plant from CO₂ hydrogenation, *Journal of Cleaner Production*, 57, S. 38-45
- [7] Bozzano G.; Manenti F. (2016): Efficient methanol synthesis: Perspectives, technologies and optimization strategies, *Progress in Energy and Combustion Science*, 56, S. 71-105

- [8] statista: Biogasanlagen – Installierte elektrische Leistung in Deutschland bis 2019, <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/167673/umfrage/installierte-elektrische-leistung-von-biogasanlagen-seit-1999/> (abgerufen am 20.06.2019)
- [9] Deutsche WindGuard GmbH (2017): Status des Windenergieausbaus an LAnd in Deutschland
- [10] Deutsche WindGuard GmbH (2017): Status des Offshore-Windenergieausbaus in Deutschland
- [11] Bundesnetzagentur Deutschland: Anlagendaten Biogas- und Windenergie
- [12] Transparenzplattform des Verbandes der Europäischen Fernleitungsnetzbetreiber für Gas (ENTSO-G)
- [13] Szima S.; Cormos C.C. (2018): Improving methanol synthesis from carbon-free H₂ and captured CO₂: A techno-economic and environmental evaluation, *Journal of CO₂ Utilization*, 24, S. 555-563
- [14] Energie- und Klimaschutzatlas Brandenburg; www.eks.brandenburg.de
- [15] Matzen M.; Alhajji M.H.; Demirel Y. (2015): Chemical Storage of wind energy by renewable methanol production: Feasibility analysis using a multi-criteria decision matrix, *Energy*, 93, S. 343-353
- [16] Hank C.; Gelpke S.; Schnabl A. et al. (2018): Economic & carbon dioxide avoidance cost of methanol production based on renewable hydrogen and recycled carbon dioxide – power-to-methanol, *Sustainable Energy & Fuels*, 2, 1244-1261
- [17] Smolinka T.; Raksha T.; Pregger T. et al. (2014) Studie über die Planung einer Demonstrationsanlage zur Wasserstoff-Kraftstoffgewinnung durch Elektrolyse mit Zwischenspeicherung in Salzkavernen unter Druck
- [18] Fachagentur Nachwachsenden Rohstoffe e. V. (FNR): Biogas Faustzahlen
- [19] ADI Analytics LLC (2015): Natural Gas Utilization via Small-scale Methanol technologies.
- [20] Humphreys K.K (2005): Project and Cost Engineer's Handbook, CRC Press, Taylor & Francis Group, LLC