

Masterarbeit: Evaluierung von reversiblen Festoxidzellenkraftwerken in einem zukünftigen deutschen Energiesystem mittels Energiesystemssimulation

Master Thesis: Evaluation of Reversible Solid Oxide Cell Power Plants in a Future German Energy System using Energy System Simulation

Autor: Jerry Lambert

Betreuer: Dr.-Ing. Stephan Herrmann

Themensteller: Prof. Dr.-Ing. Hartmut Spliethoff
Technische Universität München
Lehrstuhl für Energiesysteme
Boltzmannstr. 15
85748 Garching b. München

1 Motivation

Im Zuge der Energiewende müssen verlässliche und gut regelbare Energiequellen gefunden werden. Im Gegensatz zu Wind und Photovoltaik, die beiden stochastischen Schwankungen in der Erzeugung unterliegen, erfüllt Biogas beide Anforderungen und könnte in einem zukünftigen Energiesystem eine zentrale Rolle in der Energieversorgung spielen. Momentan ist das Potential des Biogases in Deutschland jedoch stark beschränkt und wird darüber hinaus von den heutigen Blockheizkraftwerken nicht optimal ausgenutzt. Entscheidend ist daher, neben dem Ausbau der Stromnetze, der Aufbau von Speichertechnologien und -kapazitäten. (Stephan Herrmann 2018)

Im Rahmen des *BioCORE*-Projektes des Lehrstuhls für Energiesysteme sollen Festoxidbrennstoffzellen zum Einsatz kommen, welche sich durch eine vergleichsweise hohe Effizienz auszeichnen, da diese nicht an den Carnotwirkungsgrad gebunden sind. Durch einen neuartigen Prozessablauf soll der Wirkungsgrad des Brennstoffzellensystems im Vergleich zum Stand der Technik nochmals deutlich gesteigert und zugleich ein reversibler Betrieb ermöglicht werden. Hierfür sollen Stromüberschüsse aus Windkraftanlagen und Photovoltaik per Elektrolyse in synthetisches Methan überführt und in das Erdgasnetz eingespeist werden, wodurch das System neben der Biogasverstromung auch als Speicher für die deutlich schlechter regelbaren erneuerbare Energien fungiert. (Stephan Herrmann 2018)

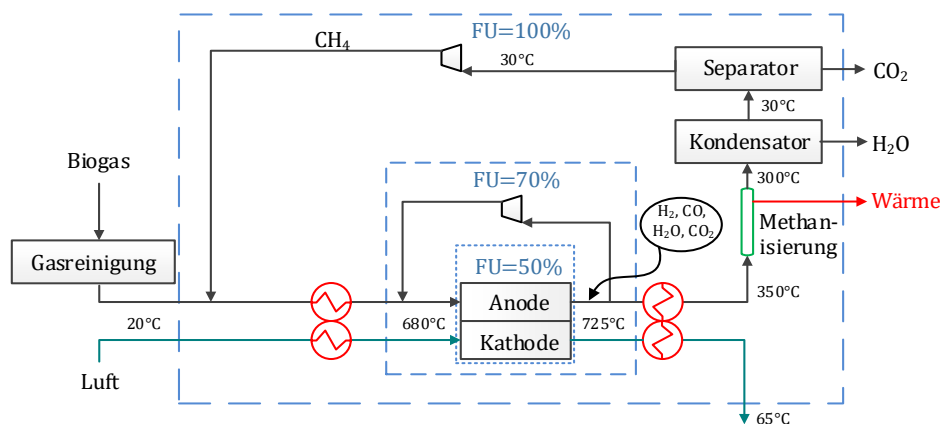


Abbildung 1.1: Schematische Abbildung des *BioCORE*-Kraftwerkes und dessen Prozessablauf (Stephan Herrmann 2018)

In Abbildung 1.1 ist schematisch der Aufbau des *BioCORE*-Kraftwerkes abgebildet. In die Brennstoffzelle wird ein aufgewärmter Luftmassenstrom und ein Brennstoffmassenstrom eingeführt. Der Brennstoffmassenstrom besteht einerseits aus Biogas und andererseits aus wiederaufbereitetem Methan. Im Brennstoffzellenbetrieb wird durch interne Reformierung das Methan zu Wasserstoff umgewandelt. Dieser wird wiederum mithilfe von Elektronen aus dem in der Luft enthaltenen Sauerstoff zu Wasser oxidiert. Dabei entsteht ein Elektronenfluss, der dazu genutzt werden kann, dem System elektrische Leistung zu entziehen. Der Abgasbrennstrom aus der Brennstoffzelle wird teilweise wieder in die Brennstoffzelle zurückgeführt und teilweise in einen Methanisierungsreaktor geführt. Dort wird Kohlenstoffmonoxid und Wasserstoff in

Methan und Wasserdampf umgewandelt. Nachdem Wasser und Kohlenstoffdioxid abgeschieden worden sind, wird das erhaltene Methan wieder mit Biogas vermischt und erneut in die Brennstoffzelle geführt. Theoretisch sind so Brennstoffausnutzungsgrade von 100 % sowie Systemwirkungsgrade von über 80 % möglich. Im Elektrolysebetrieb kann elektrische Leistung zugeführt werden, um aus Wasserdampf wieder Wasserstoff zu machen. Auch in diesem Betriebsmodus wird der Brenngasabgaström wieder in den Methanisierungsreaktor geführt, wo dieses Abgas aufmethanisiert wird. Das erhaltene Methan kann eingespeichert werden, um es im Brennstoffzellenbetrieb wieder in den Brenngasstrom einzuführen. (Stephan Herrmann 2018)

Die vorliegende Arbeit hat zum Ziel, zu untersuchen, ob es möglich ist, mit dem *BioCORE*-Kraftwerk wirtschaftlich in einem großen Maßstab überschüssigen Strom aus erneuerbaren Energien in Methan umzuwandeln. Das so gewonnene Biomethan soll anschließend in das Gasnetz eingespeist und in ganz Deutschland verteilt werden, um Stromengpässe zu vermeiden und unter gegebenen Umständen Netzausbau zu vermeiden. Hier könnte das *BioCORE*-Kraftwerk mit einer hohen Umwandlungseffizienz eine entscheidende Rolle spielen. Die heutige Gasinfrastruktur, inklusive der angeschlossenen Untergrundgasspeicher, bietet dafür schon heute große Speicher- und Transportkapazitäten mit hoher Flächendeckung. Als zukünftige Szenarien sollen die Jahre 2030, 2040 und 2050 betrachtet werden.

2 Methodik

Im Folgenden wird vereinfachend angenommen, dass bereits in Betrieb genommene Kraftwerke keine Investitionskosten besitzen und abgeschrieben sind. Fixkosten sollen als *sunk costs* angesehen werden. Die *sunk costs* bezeichnen irreversible Kosten, die bereits entstanden sind und weder zum Zeitpunkt einer Entscheidung noch zu einem späteren Zeitpunkt rückgängig gemacht werden können (Groß-Schuler 2002, S. 10). Die Stromgestehungskosten des Kraftwerksparks ergeben sich folglich rein aus den Brennstoff- und den CO_2 -Zertifikatskosten der einzelnen Kraftwerke.

Als Datengrundlage für den aktuellen deutschen Kraftwerkspark dient die Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur. (BNetzA 2020) Dem deutschen Kern- und Kohlkraftaustieg folgend, soll in Deutschland ein sukzessiver Kernenergie- sowie Kohleausstieg erfolgen. Die angenommene Entwicklung des deutschen Kraftwerksparks ist in Tabelle 2.1 abgebildet. Gleichzeitig soll ein Zubau von Gas- und GuD-Kraftwerken erfolgen, sodass auch bei geringer Einspeisung regenerativer Energien die Versorgung Deutschlands gesichert ist. Der Ausbau der Gas- und GuD-Kraftwerke ist hierbei an das 80 %-Szenario von KonStGas angelehnt. (Hüttenrauch u. a. 2017)

Tabelle 2.1: Entwicklung des deutschen Kraftwerksparks in 2030, 2040 und 2050

Jahr	Braunkohle [GW_{el}]	Steinkohle [GW_{el}]	Gas [GW_{el}]	Kernenergie [GW_{el}]
2030	8	9	56	0
2040	0	0	64	0
2050	0	0	70	0

Die zeitliche Einspeisung in Deutschland von erneuerbaren Energien wird aus regional aufgelösten Wetterdaten sowie Annahmen zur technologischen Zusammensetzung bestimmt, die von (Koch u. a. 2016) entwickelt wurden.

In der vorliegenden Arbeit soll auch auf die Entwicklung der europäischen Nachbarstaaten eingegangen werden. Hierbei wurden folgende Länder näher betrachtet: Belgien, Frankreich, Schweiz, Tschechien, Polen, Dänemark, Niederlande, Österreich sowie Luxemburg. Alle Kraftwerke dieser Länder wurden in der Energiesystemsimulation nach Primärenergieträger zu einer großen Anlage aggregiert. Die aktuell installierten Kraftwerkskapazitäten entstammen der ENTSO-E Transparenzplattform (ENTSO-E 2020). Die Kapazitätsentwicklungen des installierten Kraftwerksparks in den Jahren 2030, 2040 und 2050 für die europäischen Nachbarstaaten entstammen dem EU-Referenzszenario (European Commission 2016).

Die Entwicklung des CO_2 -Preises soll an die Energy Roadmap 2050 der Europäischen Union angelehnt werden. In Abbildung 2.1 sind beide angenommenen Entwicklungen dargestellt. In Szenario A verharren die CO_2 -Zertifikatspreise auf einem relativ niedrigen Niveau. In Szenario B werden stark steigende Zertifikatspreise angenommen.

Der Ausbau des deutschen Stromnetzes soll wie folgt betrachtet werden: Die Höchstspannungsgleichstrom-Übertragungsleitungen (HGÜ), die durch das Gesetz über den Bundesbedarfsplan (BBPIG) beschlossen wurden, sollen in die ESS eingepflegt werden. Das Stromnetz wird durch

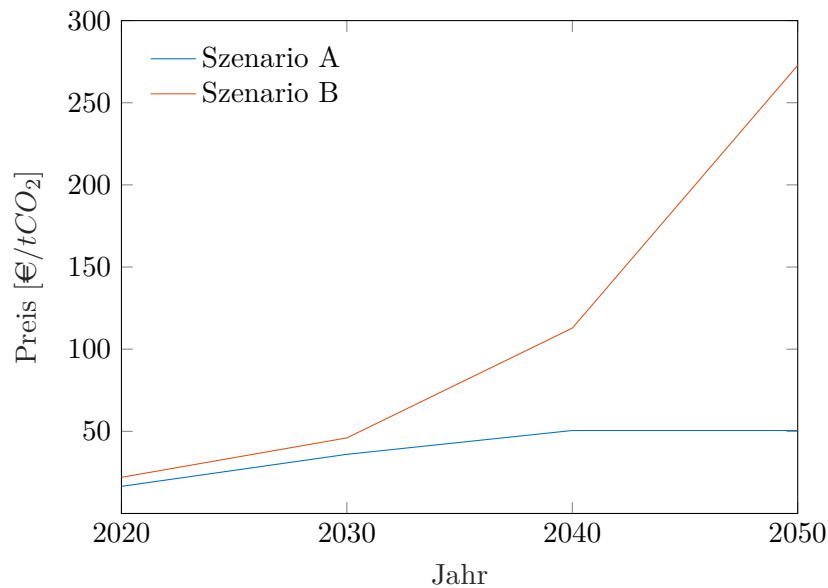


Abbildung 2.1: Angenommene Entwicklung der EU-ETS Zertifikatspreise

die DC-Lastflussgleichungen linearisiert. Dies ist nur möglich im Fall von folgenden Annahmen: (Wood und Wollenberg 1996, S. 108)

- Im Stromnetz liegt ein ebenes Spannungsprofil vor. Dies bedeutet, dass die Spannungen der einzelnen Knoten einer Spannungsebene gleich sind.
- Die Blindleistung wird vernachlässigt.
- Die Leitungen werden als verlustlos angenommen. Dies hat zur Folge, dass die Reaktanz X viel größer ist als der elektrische Widerstand R , der vernachlässigbar klein ist: $X \gg R \approx 0$.
- Die Differenzen der Spannungswinkel werden als klein angenommen, sodass $\sin(\Theta) = \Theta$.

Die Verfügbarkeit der Daten des deutschen Erdgassektors ist im Vergleich zum Stromsektor deutlich schlechter. Einerseits könnte ein langsamerer Prozess der Liberalisierung, der eine höhere Intransparenz verursacht, der Grund hierfür sein. Andererseits verlaufen Erdgasleitungen zu einem Großteil unterirdisch. Daher sind öffentliche Beobachtungen, die in quelloffene Datensätze aufgenommen werden könnten, schwieriger zu erfassen. Im Allgemeinen variiert die Qualität der öffentlichen Daten für das deutsche Erdgassystem. So gibt es keine zentrale Sammlung aller Infrastrukturdaten des deutschen Gasnetzes, sondern lediglich viele einzelne Datenquellen der Übertragungsnetzbetreiber, die verpflichtet sind, Leitungsverläufe sowie einige technische Parameter ihrer Leitungen zu veröffentlichen. Der Datensatz aus (Kunz u. a. 2017) versucht diese Informationen zusammenzutragen. In diesem werden ausschließlich die Netzdaten der Übertragungsnetzbetreiber ausgewertet. Diese stellen jedoch lediglich 36843 km der 511000 km des gesamten deutschen Gasnetzes dar. (Kunz u. a. 2017, S. 54)

Kein weiterer Ausbau des Gasnetzes mit Ausnahme der Fertigstellung von Nordstream 2 im Jahr 2020 findet folgend Betrachtung. (Nord Stream 2 AG 2020) Angelehnt an die DVGW-G 2000, wird eine Möglichkeit erarbeitet, wie die technischen Transportkapazitäten für verschiedene Leitungsklassen des Gasnetzes berechnet werden können. (Mischner 2015)

Das Modell, das der Energiesystemsimulation übergeben wird, beruht auf Bilanzgleichungen, die im Vorfeld der Optimierung aufgestellt wurden. Diese Bilanzgleichungen definieren die verschiedenen Umwandlungsmöglichkeiten von einer Energieform in eine andere. Im vorliegenden Fall sind der Strom- sowie Gasverbrauch die zentralen Größen der Optimierung, die zu jedem Zeitschritt gedeckt werden müssen. Die ESS soll nach volkswirtschaftlichen Aspekten erfolgen. Stromerlöse werden nicht betrachtet, sondern nur die variablen Kosten eines Kraftwerkes.

3 Auswertung der Energiesystemsimulationen

Auswertung der Referenzmodelle

Folgend soll eine Auswertung der Referenzmodelle 2030, 2040 und 2050 für beide Zertifikatsszenarien erfolgen. In der Auswertung wird die durch den Kraftwerkspark entstandene CO_2 -Menge bestimmt. Ausgenommen sind Mengen, die durch CO_2 -neutrale Quellen entstehen.

Tabelle 3.1: Bereitstellung elektrischer Energie nach Technologie im Referenzszenario A und B in Deutschland

Szenario		BM	LW	BK	SK	EG	PV	Won	Woff
2030-SzA	Prod. [TWh]	44,6	17,2	55,1	35,0	113,6	77,3	135,9	56,5
	Anteil [%]	8,3	3,21	10,3	6,5	21,2	14,4	25,4	10,6
	Volllast [h]	-	-	6887,5	3892,2	2051,3	-	-	-
2030-SzB	Prod. [TWh]	44,7	17,2	53,8	31,9	128,5	77,4	136,3	56,7
	Anteil [%]	8,2	3,2	9,9	5,8	23,5	14,2	24,9	10,4
	Volllast [h]	-	-	6728,8	3547,8	2319,1	-	-	-
2040-SzA	Prod. [TWh]	44,3	17,1	-	-	161,8	98,3	160,7	80,0
	Anteil [%]	7,7	3,1	-	-	28,8	17,5	28,6	14,3
	Volllast [h]	-	-	-	-	2551,7	-	-	-
2040-SzB	Prod. [TWh]	43,5	17,1	-	-	169,8	98,2	160,5	80,3
	Anteil [%]	7,6	3,0	-	-	29,8	17,2	28,2	14,1
	Volllast [h]	-	-	-	-	2678,4	-	-	-
2050-SzA	Prod. [TWh]	41,2	16,8	-	-	92,8	115,1	187,64	83,9
	Anteil [%]	7,7	3,1	-	-	17,3	21,4	34,92	15,6
	Volllast [h]	-	-	-	-	1336,7	-	-	-
2050-SzB	Prod. [TWh]	41,4	16,8	-	-	96,1	115,8	188	85,4
	Anteil [%]	7,6	3,1	-	-	17,7	21,3	34,6	15,7
	Volllast [h]	-	-	-	-	1384,3	-	-	-

Referenzszenario A

Aus Tabelle 3.1 und Tabelle 3.2 wird deutlich, dass mit steigendem CO_2 -Preis sich die erzeugte elektrische Leistung zunehmend von fossilen zu erneuerbaren Energieträgern verschiebt. Mit einem CO_2 -Preis von 36 €/tCO₂ können die deutschen Gaskraftwerke noch nicht mit den in- und ausländischen Kohlekraftwerken konkurrieren. So können die deutschen Braunkohlekraftwerke noch in Grundlast fahren. Steinkohlekraftwerke erbringen mit 3892,2 Volllaststunden in Deutschland Mittellast. Dies ändert sich erst in 2040 mit einem Zertifikatspreis von 50,5 €/tCO₂ und die deutschen Gaskraftwerke können die elektrische Leistung kosteneffizienter bereitstellen als die ausländischen Kohlekraftwerke. Das Stromaustauschsaldo steigt im Jahr 2040 um 42,4 TWh an. Gegen 2050 sinkt das Stromaustauschsaldo jedoch wieder ab, da der Zubau an erneuerbaren Energie in den deutschen Nachbarstaaten erst zu einem Großteil zwischen 2040 und 2050 stattfindet. Insgesamt wurde ein deutlich ambitionierterer Ausbauplan der Erneuerbaren für Deutschland, die im Szenario 2050 82,7% des Strombedarfes aus erneuerbaren Energien decken können, angenommen. Diese beiden Umstände spiegeln sich auch in der in Deutschland

Tabelle 3.2: Weitere Ergebnisse im Referenzszenario A und B für Deutschland in 2030, 2040 und 2050

Szenario		2030	2040	2050
SzA	Prod. DE [TWh]	535,4	561,2	537,4
	Abregelung Ges. [TWh]	10,8	42,6	107,8
	Abregelung Ges. [%]	3,9	11,2	21,8
	Saldo Ges. [TWh]	17,9	60,3	52,8
	Gasverbr. [TWh]	843,9	738,2	464,1
	CO ₂ -Menge [MtCO ₂]	307,7	209,9	168,1
SzB	Prod. DE [TWh]	546,5	569,4	543,4
	Abregelung Ges. [TWh]	10,2	42,5	105,3
	Abregelung Ges. [%]	3,6	11,1	21,3
	Saldo Ges. [TWh]	29,2	68,5	58,8
	Gasverbr. [TWh]	868,5	751,5	460,7
	CO ₂ -Menge [MtCO ₂]	297,4	181,7	140,7

produzierten elektrischen Leistung wieder. Obwohl der Stromverbrauch von 2018 bis 2050 von 533,2 TWh auf 482,7 TWh sinkt, stellt Deutschland von 2030 bis 2050 eine annähernd konstante Menge an elektrischer Energie dem Energiesystem zu Verfügung.

Referenzszenario B

Auch im Referenzszenario B bleiben 2030 trotz des höheren CO₂-Preises von 46 €/tCO₂ die Anteile der deutschen Kohlekraftwerke hoch. Durch die höheren CO₂-Preise verdrängen die ersten Gaskraftwerke in Deutschland ältere Kohlemeiler, die jedoch wiederum noch ältere Kohlekraftwerke im Ausland verdrängen. Dies wird auch durch das um 11,3 TWh gestiegene Stromaustauschsaldo gegenüber dem Referenzszenario A deutlich. Dieser Effekt verstärkt sich mit weiter steigenden Zertifikatspreisen. Generell lässt sich eine geringere Abregelung der erneuerbaren Energien im Referenzszenario B gegenüber dem Referenzszenario A feststellen. Dieser Effekt wird durch steigende CO₂-Preise erzeugt: Soll ein fossiles Kraftwerk für einen oder mehrere Zeitschritte ab- und dann wieder eingeschaltet werden, so überwiegen bei steigendem CO₂-Preis die Kosten des Kraftwerksbetriebs die Anfahrtkosten der Anlage und die Anlage wird folglich abgeschaltet. Des Weiteren steigt deshalb auch über alle betrachteten Zeitpunkte die in Deutschland produzierte Energiemenge gegenüber dem Szenario A an. Deutsche Gaskraftwerke verdrängen mit steigenden Zertifikatspreisen nicht nur ausländische Kohlekraftwerke sondern auch ausländische Gaskraftwerke. Letztere besitzen oft einen geringeren Wirkungsgrad als die deutschen Anlagen. Durch den gestiegenen CO₂-Preis sinkt die ausgestoßene Menge an CO₂ durch den Kraftwerkspark in allen betrachteten Zeitpunkten gegenüber dem Szenario A.

Abschließend kann bei dem angenommenen Ausbau für beide CO₂-Szenarien festgehalten werden:

- Deutschland bleibt über beide Szenarien und alle Zeitpunkte hinweg ein Stromexportland.
- Deutsche Gaskraftwerke verdrängen zunehmend ausländische Kohle- sowie Gaskraftwerke.

- Trotz sinkendem Stromverbrauch bleibt die in Deutschland produzierte Menge an Strom konstant.

Auswertung der biogasbetriebenen *BioCORE*-Anlagen

Der angenommene Ausbau der biogasbetriebenen *BioCORE*-Anlagen ist in Tabelle 3.3 festgehalten. Der maximale Ausbau der Anlagen ist im Jahr 2040 erreicht, da kein weiterer Ausbau der Biomasse-Anlagen vorgesehen ist. Dadurch können maximal 10 GW an *BioCORE*-Anlagen errichtet werden. Des Weiteren sollen die *BioCORE*-Anlagen mit einem CO_2 -Speicher für 24 Stunden Volllastbetrieb im Brennstoffzellenmodus ausgestattet werden. Die angeschlossenen Biogasanlagen besitzen eine Speicherfähigkeit von 48 Stunden. Für die ESS mit biogasbetriebenen *BioCORE*-Anlagen soll folgende Kostenstruktur gelten:

- Für das Biogas fallen $50 \frac{\text{€}}{\text{MWh}}$ an Gesteungskosten an.
- Eingespeistes Biomethan wird mit $70 \frac{\text{€}}{\text{MWh}}$ vergütet.

Die in Tabelle 3.5 angegebenen CO_2 -Mengen beziehen sich auf die Stromproduktion aus fossilen Quellen. Produktion aus CO_2 -neutralen Quellen, wie die Verstromung des Biomethans aus *BioCORE*-Anlagen, werden nicht betrachtet.

Tabelle 3.3: Angenommener Ausbau der biogasbetriebenen *BioCORE*-Anlagen in den Szenarien 2030, 2040 und 2050

Jahr	SOFC Leistung [MW]			
	Region 1	Region 2	Region 3	Region 4
2030	600	400	600	400
2040	3000	2000	3000	2000
2050	3000	2000	3000	2000
Jahr	SOEC Leistung [MW]			
	Region 1	Region 2	Region 3	Region 4
2030	1020	680	1020	680
2040	5100	3400	5100	3400
2050	5100	3400	5100	3400

2030

Tabelle 3.4 und Tabelle 3.5 zeigen die Auswirkungen der biogasbetriebenen Anlagen auf das deutsche Energiesystem. Die *BioCORE*-Anlagen nehmen vorrangig elektrische Leistung aus erneuerbaren Energien auf und ermöglichen, dass Kohle- und Gaskraftwerke durchgängiger mit einem höheren Teillastwirkungsgrad betrieben werden können und so insgesamt CO_2 - und kosteneffizienter sind. Insgesamt erhöht sich die produzierte Strommenge aus Kohlekraftwerken um 6,9 TWh und die der Gaskraftwerke um 10,8 TWh im Zertifikatsszenario A. Die bereitgestellte elektrische Leistung verschiebt sich mit steigendem Zertifikatspreis in Szenario B zunehmend von den Kohle- zu den Gaskraftwerken. Die Steigerung der bereitgestellten Leistung aus Kohle und Gas ist aber auch durch die verminderte verfügbare Leistung der Biomasse-Anlagen bedingt. Die Abreglung von Erneuerbaren geht in beiden Zertifikatsszenarien leicht zurück. Durch die vorgegebene Vergütung des Biogases wird in beiden CO_2 -Szenarien der Elektrolysemodus stark gegenüber dem Brennstoffzellenmodus begünstigt. Durch die fixe Vergütung von $70 \frac{\text{€}}{\text{MWh}}$ für Biomethan, überwiegen die Gewinne aus der Einspeisung von Biomethan die potentiellen

Einsparungen, die sich aus dem Betrieb des Brennstoffzellenmodus ergeben. Erst mit steigenden Grenzkosten der Kraftwerke gewinnt der Brennstoffzellenmodus an Gewicht. Gegenüber dem Referenzszenario steigert sich die produzierte CO_2 -Menge aus *BioCORE*-Kraftwerken. Dies ist durch die verminderte Stromproduktion aus Biogasanlagen und der gesteigerten Produktion aus Kohle und Gas geschuldet, um erstere auszugleichen. Des Weiteren eignet sich der billige Kohlestrom aus dem In- und Ausland, um in *BioCORE*-Anlagen profitabel Biomethan zu erzeugen.

Tabelle 3.4: Ergebnisse der ESS für die biogasbetriebenen *BioCORE*-Anlagen in Deutschland für 2030, 2040 und 2050

Jahr	Szenario		Prod [TWh]									
			BM	LW	BK	SK	EG	BC aus	BC ein	PV	Won	Woff
2030	SzA	Ref	44,6	17,2	55,1	35,0	113,6	-	-	77,3	135,9	56,5
		BC	35,7	17,2	59,3	37,7	124,4	0,02	-11,9	77,4	136,9	57,0
	SzB	Ref	44,7	17,2	53,8	31,9	128,5	-	-	77,4	136,3	56,7
		BC	35,8	17,2	57,8	34,1	140,6	0,04	-11,9	77,4	137,4	57,0
2040	SzA	Ref	44,3	17,1	-	-	161,7	-	-	98,3	160,7	80
		BC	14,5	17,2	-	-	216,5	0,2	-59,5	99,4	167,8	86,6
	SzB	Ref	43,5	17,1	-	-	169,8	-	-	98,2	160,5	80,3
		BC	14,5	17,17	-	-	225,6	2,6	-60,9	99,5	168,3	87,0
2050	SzA	Ref	41,2	16,8	-	-	92,8	-	-	115,0	187,6	83,9
		BC	13,9	17,0	-	-	158,1	0,6	-59,6	119,8	198,3	95,9
	SzB	Ref	41,4	16,9	-	-	96,0	-	-	115,8	188	85,4
		BC	14,0	17,0	-	-	157,2	6,4	-63,2	120,5	201,1	97,7

Tabelle 3.5: Weitere Ergebnisse der biogasbetriebenen *BioCORE*-Anlagen in 2030, 2040 und 2050

Szenario		Referenz			BioCORE Bio		
		2030	2040	2050	2030	2040	2050
SzA	Prod DE [TWh]	535,4	561,2	537,4	545,6	602,2	603,6
SzB	Prod DE [TWh]	546,5	569,4	543,4	557	614,7	614,0
SzA	Abregelung Ges [TWh]	10,8	42,6	107,8	9,34	27,7	80,4
SzB	Abregelung Ges [TWh]	10,2	42,5	105,3	8,72	26,7	75,1
SzA	Abregelung Ges [%]	3,9	11,2	21,8	3,3	7,3	16,3
SzB	Abregelung Ges [%]	3,6	11,1	21,3	3,1	7,0	15,2
SzA	Saldo GES [TWh]	17,9	60,3	52,8	16,4	42,7	60,2
SzB	Saldo GES [TWh]	29,2	68,5	58,8	28	53,8	67,3
SzA	CO_2 -Menge [Mt CO_2]	307,7	209,9	168,1	311,4	205,7	150,2
SzB	CO_2 -Menge [Mt CO_2]	297,4	181,7	140,7	300,9	174,6	120,2

2040

In 2040 verstärken sich die Auswirkungen der *Biocore*-Anlagen auf das deutsche Energiesystem deutlich. Im Referenzszenario B wird die bereitgestellte Energiemenge aus erneuerbaren Energien

um 15,8 TWh gesteigert. Auch das Stromaustauschsaldo Deutschlands geht deutlich zurück. Anstelle überschüssige erneuerbare Energien zu exportieren, werden diese in *BioCORE*-Anlagen geleitet und Leistung aus erneuerbaren Energien wird vermehrt aus dem Ausland importiert. Durch den vermehrten Überschuss aus erneuerbaren Energien, die in *BioCORE*-Anlagen zur Produktion von Biomethan verwendet werden, können gegenüber dem Referenzszenario CO_2 -Emissionen eingespart werden.

2050

Erst mit Zertifikatspreisen von 272,8 €/t CO_2 steigen die Grenzkosten der Stromerzeugung in einigen Zeitschritten derart an, dass die Einsparungen aus dem Betrieb im Brennstoffzellenmodus die Erlöse aus der Einspeisung von Biomethan überwiegen. *BioCORE*-Anlagen decken über das Jahr 2050 6,4 TWh des Stromverbrauches. Die Reduktion der Abregelung aus erneuerbaren Energien erreicht in diesem Szenario ein Maximum von 25,1 TWh. Des Weiteren werden auch überschüssige Erneuerbare aus den deutschen Nachbarstaaten in die *BioCORE*-Kraftwerke geleitet. Insgesamt erreichen die biogasbetriebenen Anlagen 6617,8 Betriebsstunden in 2050. In Tabelle 3.6 sind die produzierten Mengen an Biogas für die Szenarien 2030, 2040 und 2050 dargestellt. Im Zertifikatsszenario A wird relativ und absolut die maximale Menge an Biomethan erreicht, die durch *BioCORE*-Kraftwerke produziert wird. So können diese 28,2 % des gesamten Gasverbrauches in Deutschland decken. Im Szenario 2050 kann durch die biogasbetriebenen *BioCORE*-Anlagen das CO_2 -Emissionsminimum erreicht werden.

Tabelle 3.6: Produziertes Biomethan durch *BioCORE*-Anlagen in 2030, 2040 und 2050

Szenario	Gas	2030	2040	2050
SzA	Biomethan [TWh]	32,3	161,4	161,1
SzB	Biomethan [TWh]	32,3	159,4	156,2
SzA	Erdgas [TWh]	864,4	830,3	409,5
SzB	Erdgas [TWh]	892,3	846,7	403,1
SzA	Anteil Biogas [%]	3,6	16,3	28,2
SzB	Anteil Biogas [%]	3,5	15,8	27,9

Die biogasbetriebenen Anlagen eignen sich unter der Annahme, dass nur die Biogaseinspeisung subventioniert wird, vor allem zur Produktion von Biomethan. Dieses kann in das deutsche Gasnetz eingespeist werden. Im Szenario 2050 B kann die maximale Reduktion der Abregelung von Erneuerbaren mit 25,1 TWh über einem Jahr erreicht werden. Des Weiteren können die *BioCORE*-Anlagen 28,2 % des gesamten Gasverbrauches in Deutschland decken und steigern ihre Wirtschaftlichkeit bei steigendem Zertifikatspreis durch die Bereitstellung von bis zu 6,4 TWh an elektrischer Energie.

Auswirkung der Subventionierung von Stromverkäufen der biogasbetriebenen *BioCORE*-Anlagen

Des Weiteren werden auch die Auswirkungen einer Subventionierung der Stromproduktion der biogasbetriebenen *BioCORE*-Anlagen betrachtet. Diese soll 60 €/MWh_{el} betragen.

Mit einer Subventionierung des Stromverkaufes aus *BioCORE*-Anlagen steigern sich die Vollaststunden des Brennstoffzellenmodus deutlich. Wird der Betrieb bei Subventionierung mit dem Betrieb ohne verglichen, so kann im Zertifikatspreisszenario B eine Steigerung um

Tabelle 3.7: Ergebnisse der ESS für biogasbetriebene *BioCORE*-Anlagen bei Subventionierung des Strombetriebes

Szenario		Prod. [TWh]								[TWh]
		BM	LW	EG	BC aus	BC ein	PV	Won	Woff	Abr. ges.
SzA	Ohne Sub.	14,5	17,2	216,5	0,2	-59,5	99,4	167,8	86,6	27,7
	Mit Sub.	14,5	17,2	213,4	20,1	-72,1	99,5	168,4	87,2	26,4
SzB	Ohne Sub.	14,5	17,2	225,6	2,6	-60,9	99,5	168,3	87,1	26,7
	Mit Sub.	14,5	17,2	216,6	22,9	-73,7	99,5	168,7	87,2	26,1

Tabelle 3.8: Weitere Ergebnisse der ESS für biogasbetriebene *BioCORE*-Anlagen bei Subventionierung des Strombetriebes

Szenario		Ohne Subv.	Mit Subv.
SzA	Prod DE [TWh]	602,2	620,3
SzB	Prod DE [TWh]	614,7	626,5
SzA	Saldo ges [TWh]	42,7	48,4
SzB	Saldo ges [TWh]	53,8	53,1
SzA	Volllast SOFC [h]	24,0	2005,6
SzB	Volllast SOFC [h]	261,8	2279,9
SzA	Volllast SOEC [h]	3497,7	4239,4
SzB	Volllast SOEC [h]	3580,9	4332,4
SzA	CO ₂ -Menge [MtCO ₂]	205,7	203,6
SzB	CO ₂ -Menge [MtCO ₂]	174,9	174,7

2018,1 Volllaststunden über ein Jahr erreicht werden. Durch den vermehrten Brennstoffzelleneinsatz entsteht zudem im subventionierten Betrieb deutlich mehr CO_2 , das in Biomethan umgewandelt werden kann. Dies wiederum bewirkt, dass im Elektrolysemodus mehr elektrische Leistung aufgenommen werden kann. Des Weiteren verdrängt die zusätzliche Leistung aus dem Brennstoffzellenmodus fossile Kraftwerke im In- und Ausland. Durch den gesteigerten Brennstoffzellenbetrieb kann die Anlage bis auf 598,7 h über das ganze Jahr betrieben werden und werden somit in einem alternierenden Dauerbetrieb betrieben. Die insgesamt durch den Kraftwerkspark produzierte Menge an CO_2 sinkt in beiden Betriebsarten, durch die erhöhte Einspeisung im Brennstoffzellenbetrieb. Durch den erhöhten Brennstoffzellenbetrieb sinkt jedoch auch die eingespeiste Menge an Biomethan.

In der vorliegenden Arbeit konnte ein aktuelles sowie drei zukünftige Szenarien eines europäischen Energiesystems aufgestellt werden. Das Modell umfasst Übertragungskapazitäten im europäischen Strom- und Gasnetz mit einem Fokus auf Deutschland. Mit den aufgestellten Referenzmodellen können verschiedenste neuartige Anlagen getestet werden.

Reversible Hochtemperaturbrennstoffzellenkraftwerke, wie *BioCORE*-Kraftwerke, sind in vielfältiger Weise in zukünftigen Szenarien einsetzbar:

- Biogasbetriebene Anlagen eignen sich unter der Annahme, dass nur die Biogaseinspeisung subventioniert wird, vor allem zur Produktion von Biomethan. Diese Anlagenkonfiguration kann von allen betrachteten Konfigurationen, die meiste überschüssige Leistung aus erneuerbaren Energien aufnehmen.
- Biogasbetriebene Anlagen eignen sich bei Subventionierung von Strom- und Biomethaneinspeisung zur Produktion von Biomethan und Strom. Wird der Betrieb bei Subventionierung der Stromeinspeisung mit dem Betrieb ohne verglichen, so kann eine deutliche Steigerung der jährlichen Volllaststunden des Brennstoffzellenmodus erreicht werden. Durch den vermehrten Brennstoffzelleneinsatz, entsteht zudem deutlich mehr CO_2 , das in Biomethan umgewandelt werden kann. Dies wiederum bewirkt, dass im Elektrolysemodus mehr elektrische Leistung aufgenommen werden kann.

Literaturverzeichnis

- [BNetzA 2020] BNETZA ; BUNDESNETZAGENTUR FÜR ELEKTRIZITÄT, GAS, TELEKOMMUNIKATION, POST UND EISENBAHNEN (Hrsg.): *Kraftwerksliste: Aktuelle Erzeugungsanlagen sowie Zu- und Rückbau von Kraftwerken*. 2020. – URL https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerksliste/kraftwerksliste-node.html. – Zugriffsdatum: 15.3.2020.
- [ENTSO-E 2020] ENTSO-E ; EUROPEAN NETWORK OF TRANSMISSION SYSTEM OPERATORS FOR ELECTRICITY (Hrsg.): *Installed Capacity per Production Type*. 2020. – URL <https://transparency.entsoe.eu/generation/r2/installedGenerationCapacityAggregation/show>. – Zugriffsdatum: 12.4.2020.
- [European Commission 2016] EUROPEAN COMMISSION: *EU Reference Scenario 2016*. 2016. – URL https://ec.europa.eu/energy/data-analysis/energy-modelling/eu-reference-scenario-2016_en. – Zugriffsdatum: 12.4.2020.
- [Groß-Schuler 2002] GROSS-SCHULER, Alexandra: *Irreversibilität und Unternehmensstrategie: Das Konzept der Sunk Costs und seine Entscheidungsrelevanz*. Gabler Edition Wissenschaft. Wiesbaden and s.l. : Deutscher Universitätsverlag, 2002. – URL <http://dx.doi.org/10.1007/978-3-663-08067-1>. – ISBN 978-3-8244-7561-2.
- [Hüttenrauch u. a. 2017] HÜTTENRAUCH, J. ; MÜLLER-SYRING, G. ; KRAUSE, H. ; FICHTNER, W. ; NOLDEN, C. et al. ; DBI – GASTECHNOLOGISCHES INSTITUT GMBH FREIBERG (Hrsg.): *Integration fluktuierender erneuerbarer Energien durch konvergente Nutzung von Strom- und Gasnetzen Strom- und Gasnetze: Konvergenz Strom- und Gasnetze (KonStGas)*. 2017.
- [Koch u. a. 2016] KOCH, M. ; HERMANN, H. ; FLACHSBARTH, F. ; TAMBKE, J.: *Erstellung generischer EE-Strom-Einspeiszeitreihen mit unterschiedlichem Grad an fluktuierendem Stromangebot*. URL fileadmin/oekodoc/Begleitdokument_Generische_Wind_PV_Einspeiszeitreihen.pdf, 2016.
- [Kunz u. a. 2017] KUNZ, Friedrich ; WEIBEZAHN, Jens ; HAUSER, Philip ; HEIDARI, Sina ; SCHILL, Wolf-Peter ; FELTEN, Björn ; KENDZIORSKI, Mario ; ZECH, Matthias ; ZEPTEK, Jan ; HIRSCHHAUSEN, Christian von ; MÖST, Dominik ; WEBER, Christoph: *Reference Data Set: Electricity, Heat, And Gas Sector Data For Modeling The German System*. Zenodo, 2017.
- [Mischner 2015] MISCHNER, Jens: *Hydraulische Berechnung von Hochdruckgasleitungen*. In: HORLACHER, Hans-B (Hrsg.) ; HELBIG, Ulf (Hrsg.): *Rohrleitungen* Bd. 9. Berlin, Heidelberg : Springer Berlin Heidelberg, 2015, S. 1–31. – ISBN 978-3-642-45027-3.

-
- [Nord Stream 2 AG 2020] NORD STREAM 2 AG: *Nord Stream 2*. 2020. – URL <https://www.nord-stream2.com/>. – Zugriffsdatum: 1.4.2020.
- [Stephan Herrmann 2018] STEPHAN HERRMANN ; LEHRSTUHL FÜR ENERGIESYSTEME (Hrsg.): *BioCORE*. 2018. – URL <http://www.es.mw.tum.de/index.php?id=420>. – Zugriffsdatum: 18.07.2019.
- [Wood und Wollenberg 1996] WOOD, Allen J. ; WOLLENBERG, Bruce F.: *Power generation, operation, and control*. 2. ed. New York, NY : Wiley, 1996 (A Wiley Interscience publication). – ISBN 0-471-58699-4.