

Forschungsbericht BWPLUS

**Potenziale der Speicherung erneuerbarer Energie durch
gasförmige Kohlenwasserstoffe auf Basis flexibler
Biomassennutzung und Auswirkungen auf die
Strombereitstellung und Netzentlastung in Baden-
Württemberg**

von

Benjamin Schober¹, Marcel Beirow¹,
Michael Baumann²

Universität Stuttgart

¹Institut für Feuerungs- und Kraftwerkstechnik (IFK)

²Lehrstuhl für Bauphysik, Abt. GaBi (LBP-GaBi)

Förderkennzeichen: BWE 13012 - BWE 13013

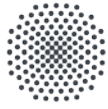
Die Arbeiten des Programms Lebensgrundlage Umwelt und ihre Sicherung werden mit
Mitteln des Landes Baden-Württemberg gefördert

April 2017

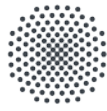


Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis	iii
Tabellenverzeichnis	v
Kurzfassung	vii
Abstract	viii
1 Einleitung	1
1.1 Problemstellung	1
1.2 Projektbeschreibung	4
1.2.1 Allgemeine Projektinformationen	4
1.2.2 Ziel des Projekts	5
1.2.3 Arbeitspakete	5
1.3 Stand von Wissenschaft und Technik	7
1.3.1 Power-to-Gas	7
1.3.2 Biomassevergasung	7
1.3.3 Ökobilanzierung	9
2 Methodik	11
2.1 Geografische Voraussetzungen	11
2.2 Vergasungstechnologie zur Strom- und Gaserzeugung	15
2.3 Kraftwerkseinsatzmodell	17
2.3.1 Modellannahmen	18
2.4 Stromnetzberechnungen	18
2.4.1 Leistungsflussberechnung	18
2.4.2 Regionalisierung	19
2.4.3 Beitrag von P&B2G zur Netzentlastung.....	21
2.5 Ökobilanzierung	22
2.5.1 Ökobilanzierung der P&B2G-Anlagen und Vergleich mit Referenztechnologien	23
2.5.2 Ermittlung des ökologischen Nutzens von P&B2G für die Stromversorgung	26
3 Ergebnisse	31
3.1 Szenariengenerierung	31
3.2 Standortanalyse.....	31



3.3	Prozessmodellierung und -simulation.....	33
3.4	Marktsimulationen ohne Berücksichtigung von Übertragungsgrenzen.....	36
3.5	Redispatch von P&B2G-Anlagen zur Netzentlastung.....	38
3.6	Ökobilanzierung.....	41
3.6.1	Ökobilanzierung der P&B2G-Anlagen und Vergleich mit Referenztechnologien.....	41
3.6.2	Ermittlung des ökologischen Nutzens von P&B2G für die Stromversorgung.....	47
4	Zusammenfassung.....	49
4.1	Diskussion der Ergebnisse.....	50
4.2	Ausblick und Handlungsempfehlungen.....	52
4.3	Veröffentlichungen und Wissenstransfer.....	52
	Literaturverzeichnis.....	55



Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Geordnete Jahresdauerlinien der Residuallastverläufe für 2015, 2020 und 2025... 2	2
Abbildung 2: Strombedingte Redispatcheingriffe im deutschen Netzgebiet im Jahr 2016, eigene Darstellung basierend auf [4]..... 3	3
Abbildung 3: Grundlegende Funktionsweise von P&B2G 5	5
Abbildung 4: Arbeitspakete 6	6
Abbildung 5: Dual zirkulierende Wirbelschichtvergasung mit gaseitig räumlicher Trennung zwischen endothermen Vergasungsprozess und Wärmebereitstellung über eine separate Feuerung..... 8	8
Abbildung 6: Programmablaufschemata Standortalgorithmus 12	12
Abbildung 7: Diskretisierte Vorgehensweise zur Biomasseverfügbarkeit..... 13	13
Abbildung 8: Prozessfließbild des Simulationsmodells zur SNG- und Stromerzeugung aus Biomasse 15	15
Abbildung 9: Wirkungsgradverlauf der Wasserelektrolyse (links) und produzierte Gasvolumenströme in Abhängigkeit der Leistung (Nennleistung: 5,2 MW _{el})..... 16	16
Abbildung 10: Modell zur Kraftwerkseinsatzoptimierung 17	17
Abbildung 11: Regionalisierung des Übertragungsnetzes 20	20
Abbildung 12: Programmablaufschemata Redispatchberechnung P&B2G-Anlagen..... 21	21
Abbildung 13: Ablaufschema der Ökobilanzierung..... 23	23
Abbildung 14: Ökobilanzierung der P&B2G-Anlagen und Referenztechnologien 24	24
Abbildung 15: Struktur des Modellteils „Betrieb einer P&B2G-Anlage“ des Ökobilanzmodells 25	25
Abbildung 16: Biomassemix für Biomassefeuerungsanlagen in Baden-Württemberg 26	26
Abbildung 17: Ablauf der Methode zur Ökobilanzierung der Stromversorgung mit stündlicher Auflösung..... 27	27
Abbildung 18: Exemplarische Wirkungsgradkennlinien für Steinkohlekraftwerke 28	28
Abbildung 19: NO _x -Emissionskennlinie eines exemplarischen Steinkohlekraftwerks für positive Laständerungen 29	29
Abbildung 20: Vorgehen Szenariengenerierung 31	31
Abbildung 21: Potenzielle Standorte für P&B2G-Anlagen 32	32
Abbildung 22: Verteilung der Biomassezusammensetzungen der ermittelten Standorte und Klassifizierung in „Anlagen Süd“ und „Anlagen Nord“..... 33	33
Abbildung 23: Einfluss von Vergasungstemperatur und S/C-Verhältnis auf den Stöchiometriefaktor SF 34	34
Abbildung 24: Einfluss der Methanisierungstemperatur (Kurvenparameter) auf die Methankonzentration im SNG 34	34

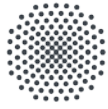


Abbildung 25: Einfluss der Methanisierungstemperatur (Kurvenparameter) auf die Wasserstoffkonzentration im SNG.....	35
Abbildung 26: Einfluss der Methanisierungstemperatur (Kurvenparameter) auf die CO ₂ -Konzentration im SNG.....	35
Abbildung 27: Erzeugung und Regelleistungsvorhaltung Szenario 2015 mit P&B2G, Woche 24	37
Abbildung 28: Erzeugung und Regelleistungsvorhaltung durch P&B2G-Anlagen, Szenario 2015, Woche 24.....	38
Abbildung 29: Absolute Änderung in Prozentpunkten der Flowgate-Auslastungen bezüglich der Ausgangsnetzsituation.....	40
Abbildung 30: Änderung der Betriebsweise der P&B2G-Anlagen gegenüber Fahrplan.....	41
Abbildung 31: Treibhauspotential der Stromerzeugung der P&B2G-Anlagenklasse „Anlage Süd“.....	42
Abbildung 32: Vergleich der Treibhauspotentials der Stromerzeugung der P&B2G-Anlagenklassen „Anlage Süd“ und „Anlage Nord“	43
Abbildung 33: Gegenüberstellung der Treibhausgasemissionen der Stromerzeugung der P&B2G-Anlagen und einer Biomassefeuerungsanlage.....	43
Abbildung 34: Gegenüberstellung des Versauerungspotentials der Stromerzeugung der P&B2G-Anlagen und einer Biomassefeuerungsanlage.....	45
Abbildung 35: Gegenüberstellung des Treibhauspotentials der SNG-Erzeugung der P&B2G-Anlagen und der konventionellen Erdgasversorgung.....	46
Abbildung 36: Gegenüberstellung des Versauerungspotentials der SNG-Erzeugung der P&B2G-Anlagen und der konventionellen Erdgasversorgung.....	46
Abbildung 37: Treibhausgasemissionen der deutschen Stromversorgung in stündlicher Auflösung und Aggregation zu Jahresdurchschnittswerten	47
Abbildung 38: Ökologischer Nutzen von P&B2G-Anlagen für die deutsche Stromversorgung am Beispiel des Treibhauspotentials	48



Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Anzahl der Stunden mit konventioneller Wirkleistungseinspeisung < 13 GW in den Jahren 2015, 2020 und 2025 (ohne Stromexport).....	2
Tabelle 2: Wirkungs-/ Nutzungsgrade unterschiedlicher Power-to-Gas-Technologien [9].....	7
Tabelle 3: Modellannahmen P&B2G-Anlagen.....	18
Tabelle 4: In der Modellierung des Vergasungsprozesses berücksichtigte Biomassezusammensetzung der „Anlage Süd“ und „Anlage Nord“.....	33
Tabelle 5: Simulationsergebnisse zu Betriebsart Stromüber- und Stromunterdeckung für Anlagenstandorte „Anlage Süd“ und „Anlage Nord“.....	36
Tabelle 6: Kenndaten zum Betrieb von P&B2G-Anlagen über die Szenariojahre.....	38
Tabelle 7: Kennzahlen zur Netzsituation für die Szenariojahre 2015, 2020 und 2025.....	39



Kurzfassung

Im Projekt Power&Biomass2Gas (P&B2G) wird untersucht, wie durch den flexiblen Betrieb von Biomassevergasungsanlagen Strom zu Zeiten hoher Einspeisung durch Erneuerbare-Energien (EE)-Anlagen im Erdgasnetz gespeichert werden kann. Als Vergasungstechnologie wird die sorptionsunterstützte Wasserdampfvergasung (engl. „sorption enhanced reforming“ SER) in einer dual zirkulierenden Wirbelschicht näher betrachtet. Hierbei wird die für die Vergasung notwendige Energie extern in einem Verbrennungsreaktor erzeugt und durch zirkulierendes Bettmaterial dem eigentlichen Vergasungsreaktor bereitgestellt. Ein wichtiger Vorteil bei dieser Technologie ist, dass der Verbrennungsreaktor sowohl mit Luft als auch mit Sauerstoff aus einer Elektrolyse betrieben werden kann. Der Betrieb der Elektrolyse richtet sich direkt nach der fluktuierenden, erneuerbaren Stromerzeugung aus Photovoltaik oder Wind. Bei Betrieb mit Sauerstoff (Oxy-Verbrennung mit Rauchgasrezirkulation) entsteht ein Abgasstrom mit einem sehr hohen CO₂-Anteil. Das so gewonnene CO₂ kann zusammen mit dem aus der Elektrolyse erzeugten Wasserstoff ebenfalls der Methanisierung zugeführt werden. Somit besteht die Möglichkeit sehr hohe Anteile, unter idealen Voraussetzungen nahezu 100 % des in der Biomasse enthaltenen Kohlenstoffs, für die Synthetic Natural Gas (SNG)-Erzeugung zu verwenden.

Der Nutzen einer flexiblen Betriebsweise und die Auswirkungen auf das deutsche Stromerzeugungssystem werden durch Marktsimulationen sowie anhand von Leistungsflussrechnungen des deutschen Stromnetzes quantifiziert. Eine wichtige Fragestellung ist dabei, inwiefern der gesteuerte Einsatz der Vergasung zusammen mit der Wasserelektrolyse zur Stabilität des bestehenden und zukünftigen deutschen Stromnetzes beitragen kann. Hierfür werden landkreisscharf Anlagenstandorte aus Schnittstellen zwischen Strom- und Gasnetzinfrasturktur ermittelt und hinsichtlich der Biomasseverfügbarkeit überprüft. Abschließend werden die ökologischen Auswirkungen der P&B2G-Anlagen im Vergleich zur heutigen Stromerzeugung aus Biomasse und zur konventionellen Erdgasversorgung, sowie der sich ergebende ökologische Nutzen für die deutsche Stromversorgung durch Ökobilanzen ermittelt. Im Rahmen dieser Untersuchungen werden die Treibhausgasemissionen und weitere für den Energiesektor relevante ökologische Auswirkungen betrachtet.



Abstract

In the project Power&Biomass2Gas (P&B2G), flexible operation of a biomass gasification plant is investigated to store electricity from fluctuating renewable energy sources in the gas grid. Steam gasification in a dual fluidized bed (DFB), based on limestone as bed material is considered to enable a sorption enhanced reforming (SER) process by capturing CO₂ in the gasifier. The necessary heat for the endothermic gasification reaction is produced externally in the combustor and delivered to the gasifier by circulating bed material. One major aspect is that the combustor can be run in air or oxy mode. The oxygen is produced in water electrolysis and the operation is directly based on volatile energy generation from renewable energies. In the so called oxy-operation the flue gas from the combustor contains relatively high CO₂-concentrations. This CO₂-rich stream can also be utilized in combination with hydrogen from water electrolysis to produce methane. Hence, there is the possibility to use almost 100 % of the carbon contained in the biomass for Synthetic Natural Gas (SNG) production.

The benefits and advantages of Power&Biomass2Gas for the system stability in a future power grid are quantified by market and power grid simulations. For this purpose, best plant locations and plant sizes can be found from intersection points between the power grid and the gas grid – including the availability of biomass for this location.

Beyond this, life cycle assessment studies evaluate the P&B2G concept in comparison to the current usage of biomass for electricity generation and conventional natural gas supply and identify environmental benefits for the entire electricity supply in Germany. These investigations consider greenhouse gas emissions and all further environmental impacts relevant to the energy sector.



1 Einleitung

Bedingt durch den vermehrten Zubau von Erneuerbare-Energien-Anlagen (EE-Anlagen) im deutschen Stromversorgungssystem ergeben sich zunehmend Situationen, in denen die dargebotsabhängige Stromerzeugung zuzüglich der aus Netzsicherheitsgründen am Netz befindlichen Erzeugung aus konventionellen Anlagen die Stromnachfrage übersteigt. Auf der anderen Seite ist eine Stromerzeugung aus EE-Anlagen nicht zu jedem Zeitpunkt möglich, so dass in diesen Zeiten lediglich konventionelle Stromerzeugungsanlagen die Stromnachfrage bedienen. Um diese Asymmetrien in der elektrischen Energieerzeugung zumindest teilweise auszugleichen und Abschaltungen von EE-Anlagen zu vermeiden, rücken Speicher zunehmend in den Fokus. Zusätzlich zur Möglichkeit der Verschiebung von Energiemengen hin zu einem anderen Zeitpunkt können Energiespeicher als steuerbare Lasten bzw. Erzeugung zur Netzentlastung beitragen.

Im in diesem Projekt untersuchten Ansatz wird eine biomassebasierte Power-to-Gas-Technologie hinsichtlich ihres Beitrags zur Strombereitstellung und Netzentlastung untersucht. Dabei findet eine Vergasungstechnologie Verwendung, die es ermöglicht, den in der Biomasse enthaltenen Kohlenstoff teilweise oder unter idealen Voraussetzungen vollständig einer energetischen Nutzung zuzuführen und als SNG im Gasversorgungssystem zu speichern. Die dazu notwendige Flexibilität der Biomassevergasung ist Untersuchungsgegenstand des Projekts. Abschließend werden durch lebenszyklusübergreifende Ökobilanzen der ökologische Nutzen der Technologie für das zukünftige Stromversorgungssystem quantifiziert und bewertet.

Nach einer Beschreibung der Problemstellung werden die Teilgebiete des Projekts kurz erläutert und der Stand der Wissenschaft und Technik dargestellt. Anschließend werden die angewendeten Methoden beschrieben und die wichtigsten Projektergebnisse präsentiert und bewertet. Abschließend erfolgt eine Zusammenfassung und eine Einordnung der erzielten Ergebnisse sowie ein Ausblick und die Ableitung von Handlungsempfehlungen zur Etablierung der (biomassebasierte) Power-to-Gas-Technologie in zukünftigen Stromversorgungssystemen.

1.1 Problemstellung

Mit der Erhöhung des Anteils der erneuerbaren Energien an der Stromproduktion ergeben sich unter der Annahme einer gleichbleibenden elektrischen Last im Stromversorgungssystem neue Herausforderungen. Beispielsweise verringert sich der Anteil der konventionellen Stromerzeugungsanlagen beständig. Da solche Anlagen zumeist mit großen Synchrongeneratoren in das Verbundnetz eingebunden sind, kann es zu Zeitpunkten hoher Einspeisung aus EE-Anlagen zu Situationen kommen, in welchen eine konventionelle Mindesterzeugung zur Erhaltung der Systemstabilität, bedingt durch die Verdrängung großer Kraftwerksblöcke aus der Merit Order, nicht mehr garantiert werden kann. Abbildung 1 zeigt die geordneten Jahresdauerlinien der Residuallastverläufe, ausgehend vom realen Verlauf des Jahres 2013, für die im Projekt untersuchten Szenariojahre 2015, 2020 und 2025. Die prognostizierten Verläufe wurden jeweils basierend auf Ausbauzielen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) 2014 berechnet [1].

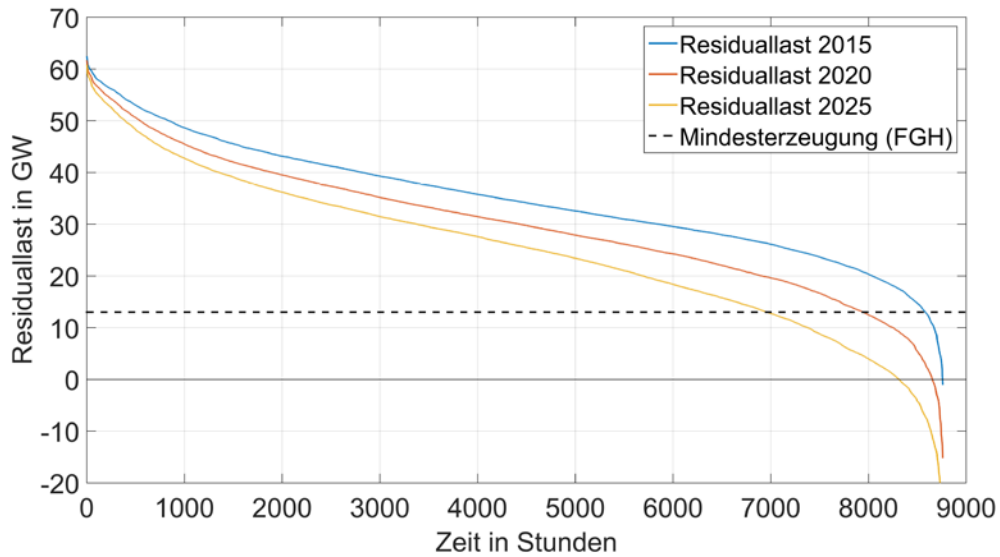
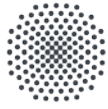


Abbildung 1: Geordnete Jahresdauerlinien der Residuallastverläufe für 2015, 2020 und 2025

Gut zu erkennen ist die bis zum Jahr 2025 in etwa gleichbleibende Höchstlast von etwa 60 GW, die jedoch nur einige wenige Stunden im Jahr auftritt. Die Kurven verschieben sich jedoch im Verlauf über die Jahresstunden zu niedrigeren Residuallasten hin, so dass vermehrt Zeitpunkte mit negativen Residuallasten auftreten. Laut einer Studie der Forschungsgemeinschaft für Elektrische Anlagen und Stromwirtschaft (FGH), die eine notwendige konventionelle Erzeugungsleistung von 13 GW berechnet hat, treten allerdings kritische Situationen weitaus früher auf [2]. Tabelle 1 zeigt die Anzahl der Stunden des jeweiligen Szenariojahrs, in denen die kritische Mindestenerzeugung unterschritten würde.

Tabelle 1: Anzahl der Stunden mit konventioneller Wirkleistungseinspeisung < 13 GW in den Jahren 2015, 2020 und 2025 (ohne Stromexport)

Betrachtungsjahr	2015	2020	2025
Stunden	181	817	1803
Anteil an Jahresstunden	2,0 %	9,3 %	20,6 %

Um zu vermeiden, dass zu diesen Stunden die aus Sicht der Systemstabilität notwendige residuale Mindestenerzeugung unterschritten wird, können Speicher eingesetzt werden, um eine zeitliche Verschiebung der Energiemengen zu bewirken und dazu beizutragen, die Situation zu entschärfen. Da die anfallenden Strommengen, wie aus Abbildung 1 ersichtlich, im Gigawattbereich auftreten können, sind große Speicherkapazitäten notwendig. Mit dem Gasnetz steht ein solcher Speicher bereits zur Verfügung, nach Specht et al. übersteigt die im Erdgasnetz verfügbare Kapazität die der aktuell in Betrieb befindlichen Pumpspeicherkraftwerke etwa um das 5000-fache [3]. Mit der Power-to-Gas-Technologie steht eine Möglichkeit zur Verfügung, Strom- und Gasnetz zu koppeln und die Gasinfrastruktur als Speichermöglichkeit für Strom zu erschließen. Das eingespeicherte Gas kann zu Zeiten hoher Stromnachfrage entweder über Gasturbinen- oder Gas- und Dampfkraftwerke (GuD) rückverstromt werden, im Falle einer Möglichkeit zur Stromerzeugung direkt am Standort einer Power-to-Gas-Anlage auch durch die



Anlage selbst. Die Fähigkeit zur bidirektionalen Speicherung ist ein Untersuchungsgegenstand des Projekts P&B2G.

Neben der rein zeitlichen Verschiebung von Energiemengen bietet die Power-to-Gas-Technologie zusätzlich die Möglichkeit, das Stromversorgungssystem auch durch einen gesteuerten Einsatz an geeigneten Stellen im Stromnetz örtlich zu entlasten. Da Power-to-Gas-Anlagen, genau wie konventionelle Stromerzeugungsanlagen grundsätzlich steuerbar einsetzbar sind, können sie gezielt zur Entlastung hochausgelasteter Leitungen genutzt werden, und zur Vermeidung von Redispatcheingriffen durch die Netzbetreiber auf konventionelle oder EE-Anlagen beitragen. Abbildung 2 zeigt die geordnete Dauerlinie der strombedingten Redispatcheingriffe im deutschen Netzgebiet im Jahr 2016.

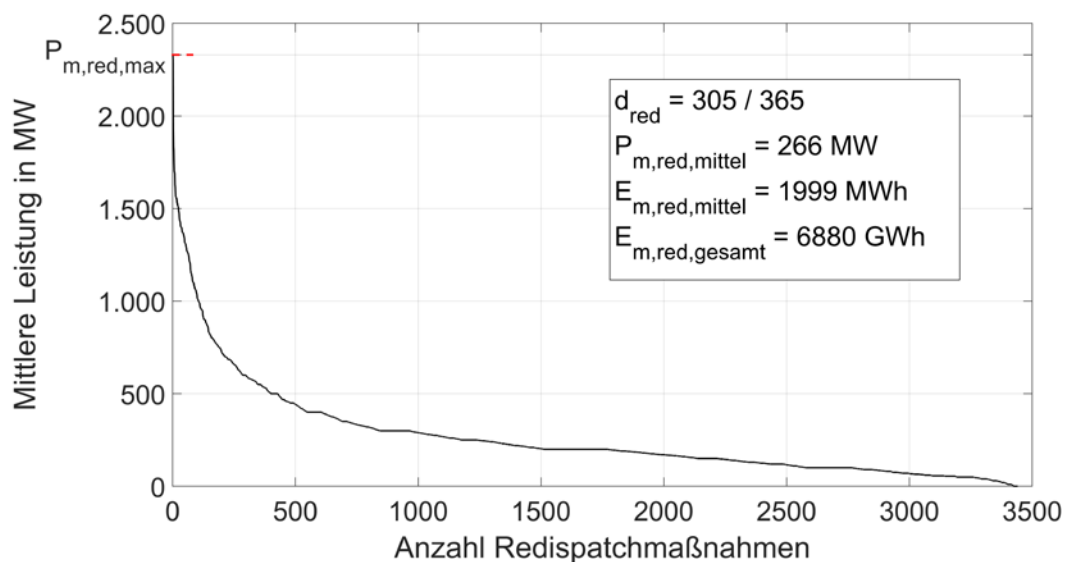
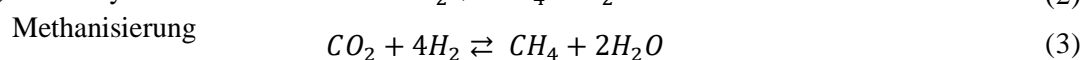
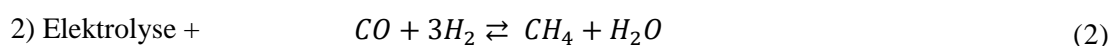
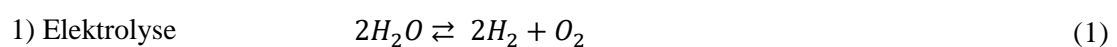
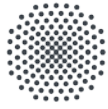


Abbildung 2: Strombedingte Redispatcheingriffe im deutschen Netzgebiet im Jahr 2016, eigene Darstellung basierend auf [4]

Im Jahr 2016 mussten an 305 Tagen strombedingte Redispatchmaßnahmen durchgeführt werden. Bei einer durchschnittlichen mittleren Leistung von 266 MW können statt großen konventionellen Stromerzeugern auch kleinere Anlagen wie Power-to-Gas herangezogen werden.

Grundsätzlich haben sich zwei Technologien für Power-to-Gas-Anlagen etabliert, die Erzeugung von Wasserstoff und die Weiterverwertung zu SNG mithilfe einer Methanisierung. Strom wird in beiden Fällen aus dem öffentlichen Stromnetz bezogen und wird genutzt, um eine Elektrolyse zu betreiben und Wasserstoff zu erzeugen:





Der erzeugte Wasserstoff kann direkt in das Gasnetz eingeleitet werden. Allerdings unterliegt die Einspeisung von Wasserstoff gewissen Grenzen, so dass eine Methanisierung als zusätzlicher Schritt sinnvoll sein kann. Jedoch wird für die Methanisierung Kohlenstoffmonoxid (CO) bzw. Kohlenstoffdioxid (CO₂) benötigt. Im Rahmen des Projekts wird der Kohlenstoff aus Biomasse bezogen, die noch ungenutzt vorliegt. Somit können – bei Verwendung von Strom, der zu 80 % aus EE-Anlagen stammt – die Sonderregelungen der Gasnetzzugangsverordnung (GasNZV) für Biogas angewandt werden [5].

Die sich für das Projekt ergebenden Herausforderungen liegen somit zum einen in der Erschließung geeigneter Biomasseaufkommen und der Identifizierung von möglichen Standorten, die sowohl in der Nähe von stromnetzseitigen als auch gasnetzseitigen Kopplungspunkten liegen. Darüber hinaus sind geeignete Anlagenmodelle zu entwerfen, um zu überprüfen, ob die betrachtete Technologie den gestellten Anforderungen gerecht wird. Abschließend gilt es, die Technologie hinsichtlich ihres Beitrags zu einer ökologischeren zukünftigen Stromversorgung zu bewerten.

1.2 Projektbeschreibung

1.2.1 Allgemeine Projektinformationen

Das Vorhaben wurde durch das baden-württembergische Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft über das Förderprogramm BWPLUS (Baden-Württemberg Programm Lebensgrundlage Umwelt und ihre Sicherung) finanziert. Die Laufzeit betrug drei Jahre. Die Projektbearbeitung wurde durch drei Projektpartner durchgeführt, darunter zwei Abteilungen des Instituts für Feuerungs- und Kraftwerkstechnik (IFK) an der Universität Stuttgart, und der Abteilung Ganzheitliche Bilanzierung (GaBi) des Lehrstuhls für Bauphysik (LBP) an der Universität Stuttgart. Des Weiteren bestanden zwei assoziierte Partnerschaften mit der Fernwärme Ulm GmbH und der Voith GmbH.

Die Arbeitsschwerpunkte der Abteilung Dezentrale Energieumwandlung (DEU) des IFK liegen in der Optimierung von Verbrennungs- und Vergasungsverfahren im Bereich der dezentralen Erzeugung von Wärme und Strom aus biogenen und fossilen Brennstoffen. Auf Grundlage langjähriger Arbeiten hat die Abteilung umfangreiche Erfahrungen auf dem Gebiet der flammlosen Verbrennung und der Wirbelschichttechnologie gesammelt. Basierend auf der Wirbelschicht werden neue Verfahren für die CO₂-freie Stromerzeugung aus Kohle entwickelt.

Die Forschungsschwerpunkte der Abteilung Stromerzeugung und Automatisierungstechnik (SuA) des IFK umfassen die Themenbereiche „Kraftwerksautomatisierung“, „Netzregelung und Systemführung“ sowie „Integration erneuerbarer Energien“. Im Bereich Netzregelung und Systemführung wurden in den letzten Jahren Projekte zur technisch-wirtschaftlichen Optimierung des Regelleistungseinsatzes bearbeitet, sowie regulatorische und marktseitige Auswirkungen auf das Gesamtsystemverhalten untersucht. Weitere aktuelle Forschungsaktivitäten sind die Analyse des dynamischen Verhaltens von Übertragungsnetzen, die Netzzustandsschätzung sowie das Wide-Area-Monitoring von Verbundsystemen. Der Themenbereich Integration erneuerbarer Energien umfasst aktuelle Forschungsaktivitäten im Bereich der Netzintegration erneuerbarer und dezentraler Erzeugung sowie von Speichern, der Optimierung des Netzausbaus, sowie der Netzstabilität bei hoher Durchdringung erneuerbarer Erzeugung.

Die Abteilung GaBi des LBP kann im Bereich Ökobilanzen für Stromerzeugung, Energie- und Kraftstoffbereitstellung auf jahrelange Erfahrungen aus Industriekooperationen und öffentlich



geförderten Projekten zurückgreifen. Themenschwerpunkte bei der Ökobilanzierung der Stromerzeugung umfassen die Umweltanalyse konventioneller und erneuerbarer Stromerzeugungstechnologien sowie die Erstellung von Ökobilanzdatensätzen und Sachbilanzinventaren, die die Umweltprofile der länderspezifischen Stromerzeugungsmixe (z. B. für die GaBi-Datenbankentwicklung und ELCD-Datenbank) in der Ökobilanz abbilden. Weitere relevante Arbeitsschwerpunkte konzentrieren sich auf die Ökobilanzierung der Herstellung und Nutzung alternativer Kraftstoffe (Wasserstoff, Bio-Diesel, Biogas) und dem ökologischen Vergleich zu konventionellen Energieträgern. Die erarbeiteten Erkenntnisse fließen in die professionelle Ökobilanzsoftware und -datenbank GaBi [6] ein, die in Zusammenarbeit mit der thinkstep AG entwickelt wird.

1.2.2 Ziel des Projekts

Das grundlegende Ziel von P&B2G ist es, das Strom- mit dem Gasnetz durch P&B2G-Anlagen zu koppeln, so dass sich positive Effekte für die Stabilität des Stromnetzes ergeben, sowie ökologische Vorteile zu erwarten sind. Abbildung 3 zeigt dabei die Funktionsweise auf.

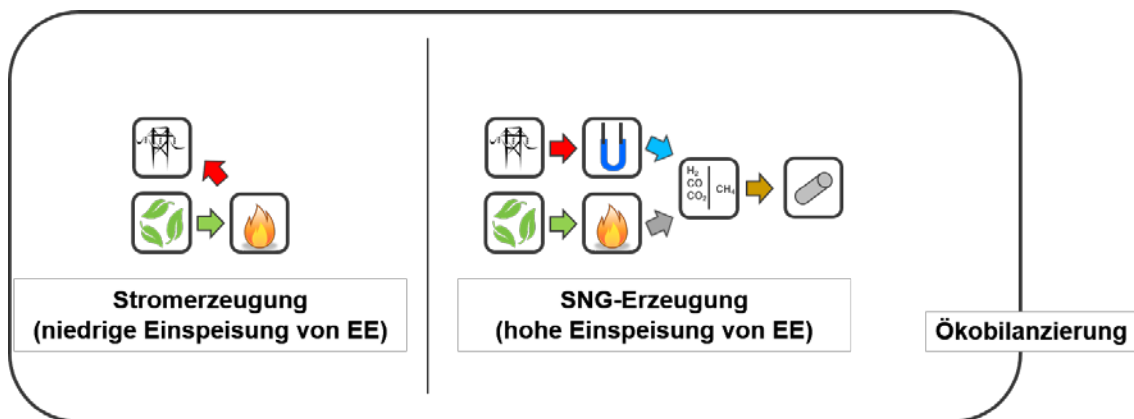


Abbildung 3: Grundlegende Funktionsweise von P&B2G

Die Kopplung von Strom- und Gasnetz ist bidirektional umgesetzt, bei niedriger Einspeisung von Strom aus EE-Anlagen wird Biomasse mittels einer Vergasung in ein Produktgas umgewandelt, das zur CO₂-armen Stromerzeugung genutzt wird. In Zeiten hoher Einspeisung von Strom durch erneuerbare Energien kann es im Stromversorgungssystem zu den in Kapitel 1.1 beschriebenen negativen Effekten kommen, und P&B2G-Anlagen können als zusätzliche Verbraucher bzw. Erzeuger gezielt zur Netzentlastung eingesetzt werden. Der ökologische Nutzen der P&B2G-Technologie wird abschließend mit einer Ökobilanzierung ermittelt und bewertet.

1.2.3 Arbeitspakete

Das Projekt Power&Biomass2Gas (P&B2G) ist in vier grundlegende Arbeitspakete strukturiert, die in Abbildung 4 dargestellt sind.

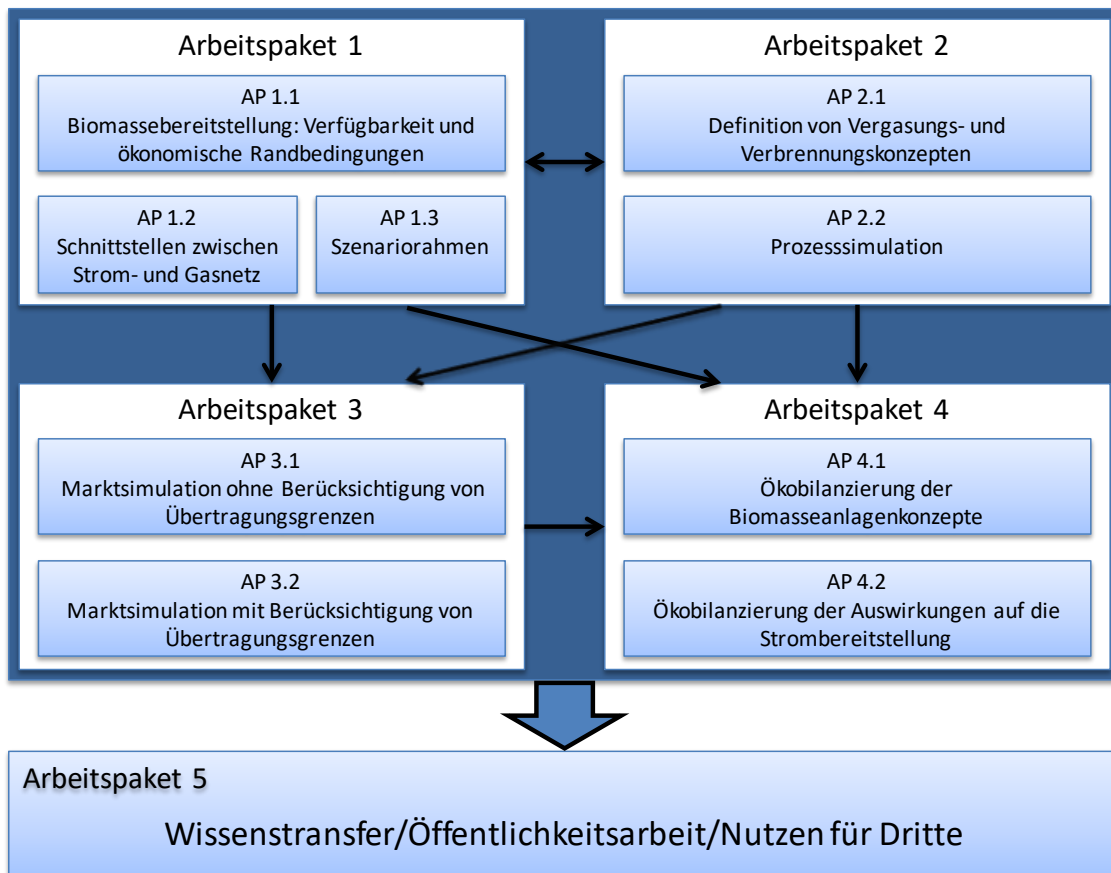
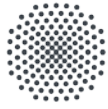


Abbildung 4: Arbeitspakete

In Arbeitspaket 1 wurden zunächst die notwendigen Daten zum Biomasseaufkommen und zum Verlauf des Fernleitungsgasnetzes in Deutschland beschafft und aufbereitet. Des Weiteren wurden die Zukunftsszenarien erstellt, auf die die Untersuchungen angewendet werden. Parallel wurden in Arbeitspaket 2 die Verbrennungs- und Vergasungskonzepte definiert und modelliert. In Arbeitspaket 3 wurden Marktsimulationen durchgeführt, um die veränderte Erzeugungs- und Verbrauchsstruktur zu quantifizieren. Um den Einfluss von P&B2G auf die Entlastung des Stromübertragungsnetzes ermitteln zu können, wurden ausgehend von diesen Simulationen Netzberechnungen durchgeführt. Abschluss der inhaltlichen Bearbeitung bildet die Ökobilanzierung der P&B2G-Anlagen und deren Auswirkungen auf die zukünftige Stromversorgung in Arbeitspaket 4.

Begleitend zur Projektdurchführung werden in Arbeitspaket 5 die gewonnenen Erkenntnisse an die Öffentlichkeit vermittelt. Dafür wurden zwei Workshops durchgeführt, um die (Zwischen-) Ergebnisse im wissenschaftlichen Rahmen zu diskutieren, sowie eine Website erstellt, um die Ergebnisse auch der breiteren wissenschaftlichen und nicht-wissenschaftlichen Öffentlichkeit zugänglich zu machen. Ein privilegierter Zugang zu den Ergebnissen wurde dabei den assoziierten Partnern der Fernwärme Ulm GmbH und der Voith GmbH ermöglicht.



1.3 Stand von Wissenschaft und Technik

1.3.1 Power-to-Gas

Power-to-Gas-Anlagen werden hauptsächlich mit Elektrolyseuren oder einer zusätzlichen Methanisierung realisiert. Will man das Gasnetz als Speicher für große Energiemengen nutzen, ist die Produktion und Einspeisung von Wasserstoff allerdings eingeschränkt durch gasnetzseitige Restriktionen, die sich vor allem in einem begrenzten zulässigen Wasserstoffgehalt im Erdgasnetz äußern. Derzeit liegt der Grenzwert im Fernleitungsgasnetz bei 5 Vol.-% [7], wobei eine Erhöhung des zulässigen Wasserstoffanteils auf 10 Vol.-% oder sogar darüber hinaus in Fachkreisen diskutiert wird [8]. Soll der Wasserzerlegung eine Methanisierung nachgeschaltet werden, entledigt man sich dieses Problems, da das gewonnene Methan (CH_4) wesentlicher Bestandteil von fossilem Erdgas ist, und eine uneingeschränkte Einspeisung möglich macht. Allerdings reduzieren sich durch diesen weiteren Schritt die Wirkungsgrade, wie Tabelle 2 zeigt.

Tabelle 2: Wirkungs-/ Nutzungsgrade unterschiedlicher Power-to-Gas-Technologien [9]

	Wirkungs-/ Nutzungsgrad	Annahme
Strom-Strom (Gasturbine)		
Über Wasserstoff	34 - 44 %	bei Verstromung mit 60% und Kompression auf 80 bar
Über Methan	30 - 38%	
Strom-Strom (KWK)		
Über Wasserstoff	48 - 62%	bei 40% Strom & 45% Wärme und Kompression auf 80 bar
Über Methan	43 - 54%	

Elektrolyse- und Methanisierungsanlagen können technologisch als erprobt angesehen werden, ihr Technology Readiness Level (TRL) kann im Falle einer alkalischen Elektrolyse auf Stufe 9, im Falle einer Proton-Exchange-Membran (PEM)-Elektrolyse oder einer Solid Oxide Electrolysis Cell (SOEC) auf Stufe 5-7 angesetzt werden. Methanisierungsanlagen sind ebenfalls auf Stufe 5-7 anzusiedeln [10], auch schlüsselfertige Power-to-Gas-Anlagen können bereits erworben werden [11]. Die Herausforderungen für Forschung und Wissenschaft liegen vielmehr im Zusammenspiel der Teilsysteme, der Wirtschaftlichkeit und der Gesamtsystemeinbindung. Die Deutsche Energie-Agentur (dena) listet auf ihrer Strategieplattform Power to Gas insgesamt 31 Projekte auf, von denen sich 26 in Betrieb, drei in Planung und zwei in Bau befinden [12]. Von den in Betrieb befindlichen Anlagen werden allerdings lediglich acht zur Einspeisung von Wasserstoff und nur eine zur Einspeisung von SNG in das Gasnetz eingesetzt. Als CO_2 -Quelle für eine biologische Methanisierung dient dabei aufbereitetes Biogas aus einer Fermentationsanlage [12]. Bailera et al. haben in einer weltweiten Recherche 23 Anlagen ermittelt, die aus EE-Strom Methan erzeugen [13].

1.3.2 Biomassevergasung

Die Reaktionssysteme zur Umwandlung von Biomasse in ein Synthesegas lassen sich in Festbett-, Wirbelschicht- und Flugstromvergasung untergliedern und unterscheiden sich hauptsächlich durch die Art, wie die Biomasse mit dem jeweiligen Vergasungsmedium in Kontakt tritt [14]. Als Vergasungsmedium können Luft, Wasserdampf, Sauerstoff, Kohlendioxid oder auch Kombinationen untereinander eingesetzt werden [14].



Bei der Vergasung in einem Festbett kann weiter zwischen einem Gegenstromvergaser und einem Gleichstromvergaser unterschieden werden. In der Ausführung als Gegenstromvergaser bewegt sich der Brennstoff von oben nach unten und somit entgegen dem von unten nach oben strömenden Gas. Die Pyrolysezone befindet sich dabei nahe am Ausgang des Reaktors und die Pyrolysezone durchströmen keine heißere Reaktionszone mehr. Somit werden Teerbestandteile nicht weiter aufgespalten, was zu sehr hohen Teerkonzentrationen von bis zu $100 \text{ g/m}^3_{\text{I.N.}}$ [15] bei dieser Anlagenart führt und wodurch sich ein höherer anlagentechnischer Aufwand bei der Synthesegasreinigung ergibt. Bei einem Gleichstromvergaser treten geringere Teerkonzentrationen auf, indem sich das Gas parallel zum Brennstoff bewegt und dadurch vor dem Verlassen des Reaktors erst noch eine heiße Reaktionszone durchlaufen muss, bei der Teerbestandteile aufgespalten werden. Um einen problemlosen Betrieb mit den erforderlichen Temperatur- und Luftverteilungen sicherzustellen, ist die Anlagengröße von Gleichstromvergasern auf ca. 2 MW Brennstoffwärmeleistung limitiert, während für Gegenstromvergasern ein Limit von 10 MW Brennstoffwärmeleistung genannt wird [16].

Bei der Wirbelschichtvergasung ist das Vergasungsmedium gleichzeitig auch Fluidisierungsmedium für das Wirbelbett. Je nach Ausführung können als Wirbelbettmaterial Sand, Olivin, Kalkstein oder weitere Feststoffe eingesetzt werden. Die Biomasse wird direkt in das fluidisierte Wirbelbett zugegeben, was zu einer guten Vermischung und folglich zu hohen Geschwindigkeiten bei den Vergasungsreaktionen [17] und somit zu guten Brennstoffumsätzen führt. Im Vergleich zu Festbettvergasern ist bei Wirbelschichtvergasern der anlagentechnische Aufwand durch Zusatzaggregate und für die Prozesssteuerung höher. Wirbelschichtvergasern werden für Anlagen mit einer Brennstoffwärmeleistung im Bereich von 10 MW bis 100 MW eingesetzt [15]. Während bei den bisher beschriebenen Vergasungsverfahren eine teilweise Verbrennung des eingesetzten Brennstoffs mit dem Vergasungsmedium Luft zur Wärmeerzeugung für die endotherme Vergasung im Vergaser selbst stattfindet, erfolgt bei der Vergasung mit einer dual zirkulierenden Wirbelschicht die Wärmeerzeugung entkoppelt in einem separaten Verbrennungsreaktor (Feuerung) (Abbildung 5). Durch diese Konfiguration wird das Synthesegas nicht mit den Abgasen aus der Wärmeerzeugung und dem Stickstoff der Verbrennungsluft vermischt, wodurch sich hohe Synthesegasheizwerte ergeben. Die beiden Reaktoren (Vergaser, Feuerung) sind nur über einen zirkulierenden Feststoffstrom des Wirbelbettmaterials verbunden, wodurch die Wärme von der Feuerung zum Vergaser und gleichzeitig Koks, der im Vergasungsprozess nicht umgesetzt wird, vom Vergaser zur Feuerung übertragen wird.

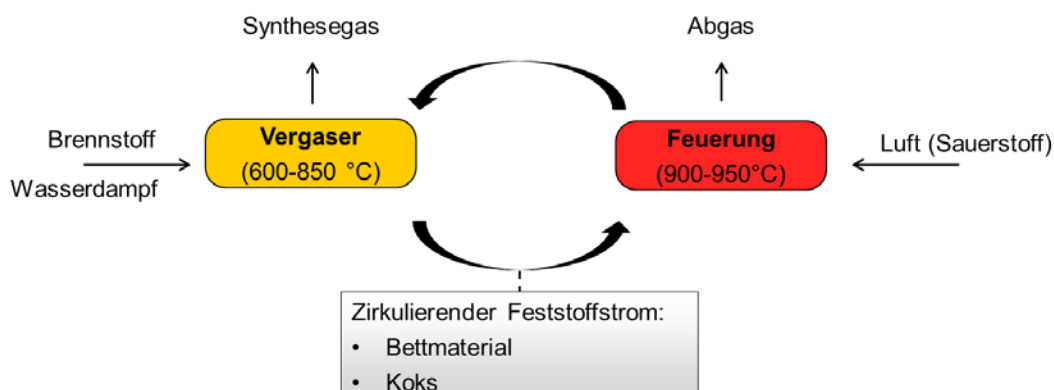


Abbildung 5: Dual zirkulierende Wirbelschichtvergasung mit gaseitig räumlicher Trennung zwischen endothermen Vergasungsprozess und Wärmebereitstellung über eine separate Feuerung

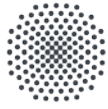


Eine Anlagenkonfiguration dieser Art und mit der Verwendung von Olivin als Wirbelbettmaterial findet sich bei den Anlagen in Güssing, Ulm-Senden und Göteborg wieder [18]. Durch die Verwendung eines CO₂-absorptionsaktiven Bettmaterials (z. B. Calciumoxid, CaO) erfolgt über die Karbonatisierungsreaktion ($\text{CaO} + \text{CO}_2 \rightarrow \text{CaCO}_3$) im Vergaser eine CO₂-Abscheidung, wodurch sich die Synthesegaszusammensetzung und damit die für eine Methanisierung erforderlichen H₂, CO und CO₂ Verhältnisse direkt einstellen lassen [17]. Im Verbrennungsreaktor läuft die Karbonatisierungsreaktion in umgekehrter Richtung ab ($\text{CaCO}_3 \rightarrow \text{CaO} + \text{CO}_2$) und es wird wieder CaO gebildet, das für die weitere Abscheidung von CO₂ aus dem Vergasungsprozess zur Verfügung steht. Durch die Abscheidung von CO₂ aus dem Vergasungsprozess wird weiterhin die Wassergasshift-Reaktion auf die Seite des Wasserstoffs verschoben, wodurch im Synthesegas H₂-Konzentrationen von über 70 Vol.-%_{trocken} möglich sind [17]. Der Verbrennungsreaktor (im Weiteren durch die Erzeugung von CaO auch als Regenerator bezeichnet) kann statt mit Luft auch mit Sauerstoff, beispielsweise aus einer Wasserelektrolyseanlage, und mit einer Rauchgasrezirkulation betrieben werden, wodurch sich am Rektorausgang ein Abgasstrom mit hohen CO₂-Konzentrationen [19] ergibt. Dieser CO₂-reiche Abgasstrom kann neben dem Synthesegas ebenfalls in einer Methanisierung verwendet werden und dabei der in der Biomasse enthaltene Kohlenstoff stärker genutzt werden. Ein wechselseitiger Betrieb zwischen Luft- und der sogenannten Oxy-Verbrennung mit Elektrolysauerstoff birgt ein hohes Potenzial zur Anlagenflexibilisierung. Ferner zeigt die Verwendung eines kalksteinbasierten Bettmaterials (CaO) sehr gute Eigenschaften zur Teerreduktion und beeinflusst auch das Ascheschmelzverhalten der Biomassen positiv [20], sodass Anlagenstandorte mit einem hohen Aufkommen an aschereichen Biomassefraktionen (Reststroh) gut in dem Prozess verwendet werden können.

Bei der Flugstromvergasung werden, aufgrund der kurzen Brennstoffverweilzeit im Vergaser und um optimale Strömungseigenschaften zu gewährleisten, sehr kleine und homogene Biomasse-Partikel gefordert, die zu einem höheren anlagentechnischen Aufwand bei der Brennstoffaufbereitung führen. Flugstromvergaser werden meist in Leistungsbereichen oberhalb einer typischen Wirbelschichtvergasung eingesetzt [21]. Als Vergasungsmedium wird meist eine Mischung aus Sauerstoff und Wasserdampf verwendet [22], was die konstante Betriebsweise einer Sauerstoffquelle erfordert. Ein flexibler Anlagenbetrieb von Flugstromvergaser ist deshalb eher schwierig. Vorteilhaft bei Flugstromvergasern sind die sehr hohen Vergasungstemperaturen und damit verbunden sehr geringen Teerkonzentrationen sowie Umsetzungsgrade des verwendeten organischen Materials von > 99% [21].

1.3.3 Ökobilanzierung

Die Stromerzeugung und thermische Energiegewinnung durch Biomasse und Biogas wurde bereits in Ökobilanzen abgebildet. An der Abteilung Ganzheitliche Bilanzierung wurden diese Fragestellungen in Zusammenarbeit mit der thinkstep AG in vor Projektbeginn durchgeführten Projekten ökobilanziell untersucht. Zur Stromerzeugung durch Biomassefeuerungsanlagen liegen aus diesen Projektarbeiten an der Abteilung GaBi verschiedene Ökobilanzmodelle vor. Die vorliegenden Modelle basieren auf länderspezifischen Literaturdaten mit jeweils länderspezifisch angepasster Biomassezusammensetzung. So existiert zum Beispiel ein Ökobilanzmodell zur Stromerzeugung aus deutschen Biomassefeuerungsanlagen auf der



Grundlage der deutschen Biomassezusammensetzung [6], das sich auf das Jahr 2012 bezieht. Biomassekraftwerke auf Basis von Biomassevergasung wurden bisher noch nicht ökobilanziell abgebildet.

Für Power-to-Gas-Anlagen waren zu Projektbeginn keine Ökobilanzen verfügbar. An der Abteilung GaBi wurde parallel zum Projekt Power&Biomass2Gas ein Ökobilanzmodell für Power-to-Gas-Anlagen entwickelt. Auf einzelne Bestandteile dieses Ökobilanzmodells konnte im Projekt zurückgegriffen werden (z. B. für die Abbildung der Herstellung der Methanisierungsreaktoren).

Die heute in Ökobilanzdatenbanken verfügbaren Methoden zur Ökobilanzierung der Stromversorgung wurden für Stromversorgungssysteme entwickelt, die ein regelmäßiges Erzeugungsprofil aufweisen und auf fossilen Energieträgern basieren [23]. Dies hat zur Folge, dass auch das Umweltprofil dieser Stromversorgungssysteme einen regelmäßigen Verlauf aufweist. Daher werden üblicherweise durchschnittliche über ein Jahr aggregierte Umweltprofile zur Abbildung der ökologischen Auswirkungen der Stromversorgung verwendet. Die Kombination aus fluktuierender Stromerzeugung aus Windkraft und Photovoltaik und dem damit verbundenen unregelmäßigen Betrieb von regelbaren Verbrennungskraftwerken erfordert jedoch eine zeitlich detailliertere Erfassung des Umweltprofils der Stromversorgung, die z. B. auf Basis von stündlich auflösenden Kraftwerkseinsatzmodellen vorgenommen werden kann.



2 Methodik

2.1 Geografische Voraussetzungen

Um die Kopplung von Strom- und Gasnetz zu ermöglichen, muss zunächst geklärt werden, wie sich die beiden Infrastrukturen räumlich zueinander verhalten. Dazu wurde ein geografisch aufgelöstes Gasnetzmodell des Fernleitungsgasnetzes [24] in Deutschland erstellt und mit den der Abteilung IFK-SuA vorliegenden Daten des Stromübertragungsnetzes überlagert. Die sich ergebenden Schnittpunkte werden in einem zweiten Schritt auf das verfügbare Biomassepotenzial hin überprüft. Das Modell zur Standortermittlung wurde in MATLAB® implementiert.

Um geeignete Standorte für P&B2G-Anlagen ermitteln zu können, ist die Kenntnis über den Verlauf der Infrastrukturen sowie über das Vorhandensein von ausreichend Biomasse notwendig. Abbildung 6 zeigt das Programmablaufschema der Standortermittlung für potenzielle P&B2G-Anlagen.

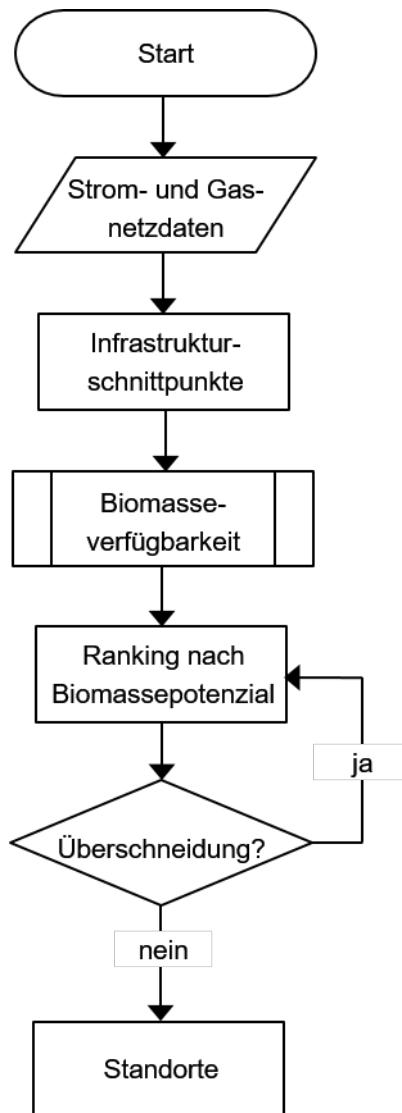


Abbildung 6: Programmablaufschemata Standortalgorithmus

Zu Beginn werden die Infrastrukturdaten zum Strom- und Gasnetz geladen. Aus Gründen der Datenverfügbarkeit stehen gasnetzseitig lediglich Daten zu den Knotenpunkten des Fernleitungsgasnetzes wie Übergabestellen zu unterlagerten Netzebenen, Verdichter und Speicher zur Verfügung [24]. Da SNG unter der Erfüllung der entsprechenden Voraussetzungen prinzipiell an jeder Stelle des Gasnetzes eingespeist werden kann, ist die Kenntnis über den Verlauf der Gasleitungen zusätzlich notwendig. Diese wurden über die öffentlich zugänglichen Netzkarten einzelner Fernleitungsnetzbetreiber [25] [26] [27] [28] [29] manuell in das Netzmodell überführt. Einschränkend ist dabei zu erwähnen, dass sich aufgrund unterschiedlicher Qualität der veröffentlichten Daten die Auflösung der ermittelten Leitungsverläufe unterscheidet. Detaillierte geografische Daten zum baden-württembergischen Fernleitungsgasnetz sind am IFK vorhanden. Aus den beiden Datensätzen werden nun Schnittpunkte berechnet, die die Bedingung von maximal 10 km Distanz zueinander erfüllen. Dieser Wert liegt in der vorrangigen Netzanschlusspflicht begründet, die ein Gasnetzbetreiber nach GasNZV zu erfüllen hat. Im Falle der Einspeisung von Biogas, worunter das von P&B2G-Anlagen produzierte SNG fällt, ist der Netzbetreiber verpflichtet, die Kosten für den

Netzanschluss inklusive Verbindungsleitung mit einer Länge von bis zu 10 km zu 75 % zu tragen. Wenn die Verbindungsleitung die Länge von 10 km überschreitet, sind die Mehrkosten vom Anlagenbetreiber alleine zu tragen [5]. Für die Einordnung als Biogas muss das erzeugte SNG dabei nachweislich zu 80 % aus erneuerbaren Energien stammen. Dies betrifft sowohl die Herkunft des Stroms zur Elektrolyse, als auch die Herkunft des CO₂ zur Methanisierung.

Die ermittelten Schnittstellen werden in einem zweiten Schritt auf die Verfügbarkeit von Biomasse überprüft. In Kapitel 3.3 wird eine Anlagengröße von 90 MW Feuerungswärmeleistung angenommen, um sowohl eine realistische Versorgung der Anlage mit Brennstoff zu gewährleisten als auch mit einer erzeugten elektrischen Leistung von etwa 25 MW einen quantifizierbaren Beitrag auf die Stabilität des Stromversorgungsnetzes zu ermöglichen. Daraus lässt sich der jährliche Biomassebedarf abschätzen. Als Biomasse werden im untersuchten Vorhaben lediglich bisher ungenutzte Biomassepotenziale verwendet, konkret sind dies Reststroh, Waldrestholz und Landschaftspflegematerial [30] [31], deren Vergasbarkeit gezeigt werden konnte [17] [32]. Den zuvor ermittelten Infrastrukturen kann nun eine Fläche zugewiesen werden, die bewirtschaftet werden muss, um den Brennstoffbedarf einer P&B2G-Anlage zu decken. Dazu wurde das landkreisscharf vorliegende Biomassepotenzial in Rasterelemente diskretisiert, um höher aufgelöste Teilpotenziale und somit aussagekräftigere Ergebnisse hinsichtlich der notwendigen Biomasseradien erhalten zu können. Abbildung 7 zeigt die Vorgehensweise der diskretisierten Überprüfung der Biomasseverfügbarkeit.

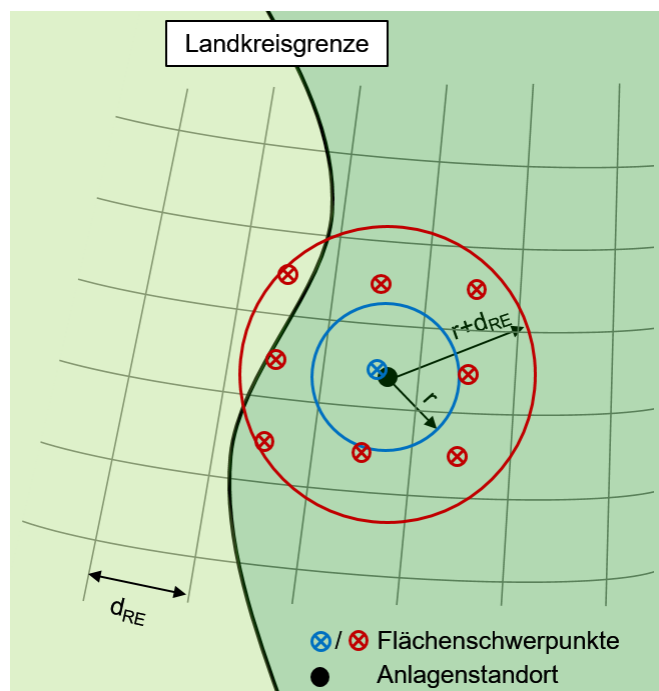


Abbildung 7: Diskretisierte Vorgehensweise zur Biomasseverfügbarkeit

Ausgehend von den Infrastrukturschnittpunkten aus der Überlagerung der Strom- und Gasnetzinfrastruktur wird zunächst basierend auf dem minimal möglichen Radius (wenn das höchste Landkreispotenzial gleichmäßig in Deutschland vorliegen würde) das Biomasseaufkommen überprüft. Sollte das Potenzial nicht für den Betrieb einer Anlage mit 90 MW Feuerungswärmeleistung ausreichen, wird der Radius r um die Breite eines



Rasterelements vergrößert ($r+d_{RE}$), und erneut überprüft, ob die nun größere Fläche den Biomassebedarf der Anlage zu decken vermag. Berücksichtigt wird jeweils das Gesamtpotenzial der Rasterelemente, deren Flächenschwerpunkt innerhalb der überstrichenen Fläche liegt.

$$r_a = \sqrt{f_r \frac{A_r}{\pi}} \quad (4)$$

Mit

r_a : Biomasseaktionsradius

$$f_r = \frac{\text{Biomassebedarf Anlage}}{\text{diskretisiertes Biomassepotenzial}}$$

A_r : Bewirtschaftete Fläche

$$P_{ges,a} = \sum_i^{i=a} P_{W,i} + P_{S,i} + P_{L,i} \quad (5)$$

wobei

i : Rasterelemente der diskretisierten Fläche

mit

$P_{ges,a}$: gesamter Biomassebedarf der Anlage

$P_{W,i}$: Aufkommen von Waldrestholz

$P_{S,i}$: Aufkommen von Reststroh

$P_{L,i}$: Aufkommen von Landschaftspflegematerial

Je nach Biomasseaufkommen unterscheiden sich die so erhaltenen Flächen in ihrer Größe und können sich überschneiden. Um allerdings eine doppelte Verwendung von Biomasse auszuschließen, werden die Standorte in einem weiteren Schritt nach der Höhe des Biomasseaufkommens bzw. nach dem Radius der notwendigen Fläche in ein Ranking überführt. Dabei wird einem Standort, der weniger Fläche einnimmt und näher am Stromnetz liegt, ein höherer Platz zugewiesen. Die höhere Einordnung bezüglich der Nähe zum Stromnetz liegt in der Möglichkeit des Anschlusses begründet: Da die Eingangsdaten das Hochspannungsnetz und das Fernleitungsgasnetz sind, wird unterstellt, dass ein Anschluss an das Gasnetz prinzipiell an jeder Stelle erfolgen kann. Für einen Anschluss an das Hochspannungsnetz wird die unmittelbare Nähe zu einem Umspannwerk positiv bewertet, da hier nicht ohne weiteres an jedem Punkt Leistung eingespeist oder entnommen werden kann. Nach jeder Einordnung in das Ranking wird überprüft, ob sich der gerankte Standort mit einem zuvor höher gerankten Standort mit dessen Biomasseaktionsradius überschneidet. Ist dies der Fall, wird der Standort verworfen und der nächstgeeignete Standort auf Überschneidungen hin überprüft. Mit diesem

Vorgehen ist sichergestellt, dass sich für die einzelnen Anlagen die geringstmöglichen Entfernungen für den Biomassetransport ergeben.

2.2 Vergasungstechnologie zur Strom- und Gaserzeugung

Nach einem Technologievergleich zwischen Festbett-, Wirbelschicht und Flugstromvergasung (siehe hierzu Abschnitt 1.3.2) hat sich gezeigt, dass die sorptionsunterstützte Wasserdampfvergasung in einer dual zirkulierenden Wirbelschicht am besten für den flexiblen Betrieb zur Strom- und SNG-Erzeugung aus den biogenen Reststoffen Waldrestholz, Reststroh und Landschaftspflegematerial geeignet ist. Vorteilhaft sind vor allem die gute Anlagenskalierung der Wirbelschichtvergasung, die Möglichkeit zur Erzeugung eines wasserstoffreichen Synthesegases, das gut für die Methanisierung geeignet ist und die guten Eigenschaften zur Erhöhung der Ascheschmelztemperatur durch die Verwendung von Kalkstein als Wirbelbettmaterial. In einem nächsten Schritt wurde deshalb ein Simulationsmodell des kompletten Umwandlungsprozesses der Biomasse in Strom oder SNG in Aspen Plus® aufgebaut. Ein vereinfachtes Prozessfließbild des Simulationsmodells ist in Abbildung 8 dargestellt.

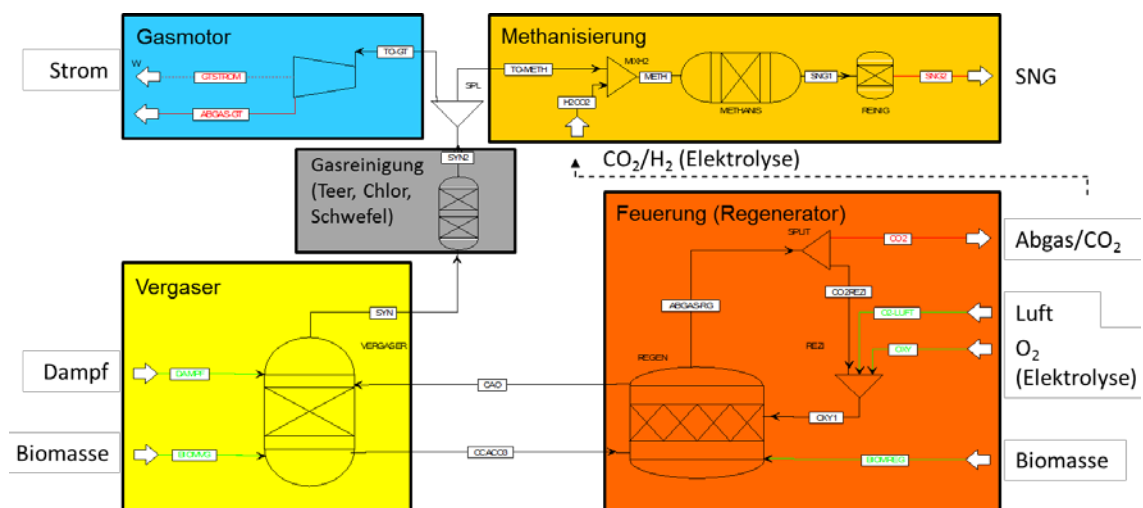


Abbildung 8: Prozessfließbild des Simulationsmodells zur SNG- und Stromerzeugung aus Biomasse

Durch die Verwendung eines kalksteinbasierten Wirbelbettmaterials ist im Vergaser je nach Vergasungstemperatur über Gleichgewichtsberechnungen neben der Abscheidung von CO_2 bereits auch eine erste Abscheidung von schwefelhaltigen Verbindungen aus dem Synthesegas ($\text{CaO} + \text{H}_2\text{S} \leftrightarrow \text{CaS} + \text{H}_2\text{O}$) berücksichtigt. Der Abscheidegrad ist jedoch durch die hohen Wasserdampfpartialdrücke bei der Wasserdampfvergasung limitiert und es wird eine weitere an den Vergaser nachgeschaltete Reinigungsstufe auf Basis von MDEA (Methyldiethanolamin) sowie Zinkoxid benötigt, um sehr geringe Schwefelanteile im Synthesegas zu erhalten und dadurch eine Inaktivierung des Nickelkatalysators der Methanisierungsstufe zu vermeiden. Teerbestandteile im Synthesegas werden durch einen RME-Wäscher (Rapsmethylester) abgeschieden. Die Partikelbelastung im Synthesegas wird durch Zyklonabscheider und nach Wärmeübertragerstufen durch Gewebefilter reduziert. Abhängig von der Betriebsweise zur SNG- oder Stromerzeugung erfolgt eine energetische



Optimierung des Gesamtprozesses auf Basis einer Wärmeintegration zwischen den verschiedenen Anlagenkomponenten (Vergaser, Feuerung, Gasreinigungsstufen, Gasmotor und Methanisierung).

Für die Bereitstellung von Sauerstoff für den Oxy-Betrieb der Feuerung (Regenerator) und Wasserstoff für die Methanisierung des zusätzlichen CO₂ aus dem Abgas der Feuerung wurde ein Modell einer Wasserelektrolyseanlage in MATLAB Simulink® entwickelt. Das Modell ist in der Lage, die elektrochemischen Vorgänge bei der Wasserspaltung detailliert zu beschreiben und auch den charakteristischen Verlauf der Wirkungsgradkennlinie bei unterschiedlichen Lastpunkten zu berechnen (siehe Abbildung 9). Dadurch konnten unterschiedliche Betriebsstrategien der Vergasungsanlage und Anlagenskalierungen untersucht werden.

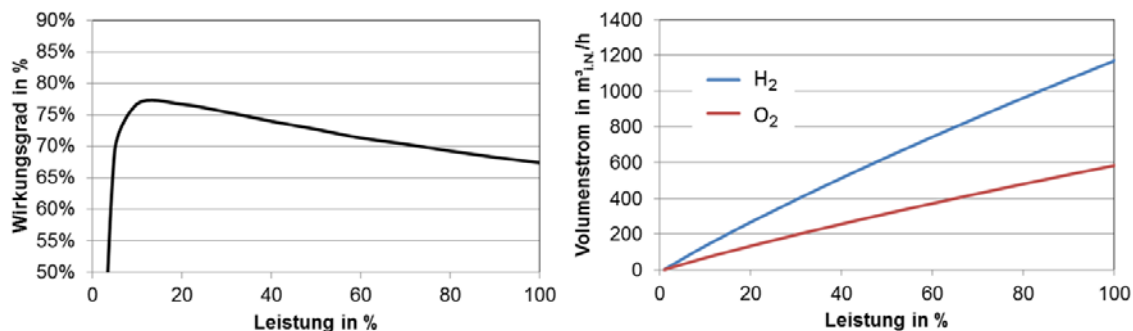


Abbildung 9: Wirkungsgradverlauf der Wasserelektrolyse (links) und produzierte Gasvolumenströme in Abhängigkeit der Leistung (Nennleistung: 5,2 MW_{el})

Zur Beschreibung der Methanisierung wurde eine eindimensionale Beschreibung einer Wirbelschichtmethanisierungsanlage gewählt. Zur Beschreibung der chemischen Reaktionen wurden kinetische Ansätze nach Kopyscinski [33] verwendet, um den Einfluss der Verweilzeit des Synthesegases im Methanisierungsreaktor zu berücksichtigen und dadurch eine detailliertere Aussage als über den Stöchiometrieffaktor (SF) (siehe Gleichung (6)) zu erhalten, der üblicherweise verwendet wird, um die Synthesegaszusammensetzung y_i (in Vol.-%_{trocken}) hinsichtlich einer vollständigen Umwandlung in Methan zu bewerten.

$$\text{Stöchiometrieffaktor} = \frac{y_{H_2} - y_{CO_2}}{y_{CO} + y_{CO_2}} \quad (6)$$

Liegt der berechnete Wert des Stöchiometrieffaktors (SF) exakt bei drei, erfolgt unter idealen Bedingungen eine vollständige Umwandlung des Synthesegases entsprechend der Methanisierungsreaktionen zu Methan. Werte unterhalb von drei sollten vermieden werden, um Koksbildung auf dem Katalysator zu vermeiden. Für Werte größer als drei ist die Wasserstoffkonzentration höher als sie für einen stöchiometrischen Umsatz von CO und CO₂ erforderlich ist und es verbleiben Restkonzentrationen von Wasserstoff im erzeugten SNG.

2.3 Kraftwerkseinsatzmodell

Im Projekt werden bisher ungenutzte Biomassepotenziale verwendet, um CO₂-arm Strom oder SNG zu erzeugen. Durch Marktsimulationen, die diesen Beitrag ermitteln, wird dieser Einfluss quantifiziert. Ein weiterer Vorteil der Nutzung von P&B2G als regelbare, durch erneuerbare Energien betriebene Technologie besteht darin, dass Leistungsflüsse im Stromübertragungsnetz gezielt beeinflusst werden können, um hoch ausgelastete Leitungen zu entlasten. Die Marktsimulationen wurden mit einem am IFK vorhandenen Modell zur Kraftwerkseinsatzoptimierung vorgenommen, das auf der mathematischen Modellierungssprache GAMS beruht und mit MATLAB® ausgewertet.

Um den Beitrag von P&B2G im Stromversorgungssystem bewerten zu können, werden Marktsimulationen durchgeführt. Dafür steht am IFK ein Modell zur Verfügung, das den Kraftwerkseinsatz unter den minimalen variablen Gesamtkosten des Kraftwerksparks berechnet. Abbildung 10 zeigt die Funktionsweise des Modells.

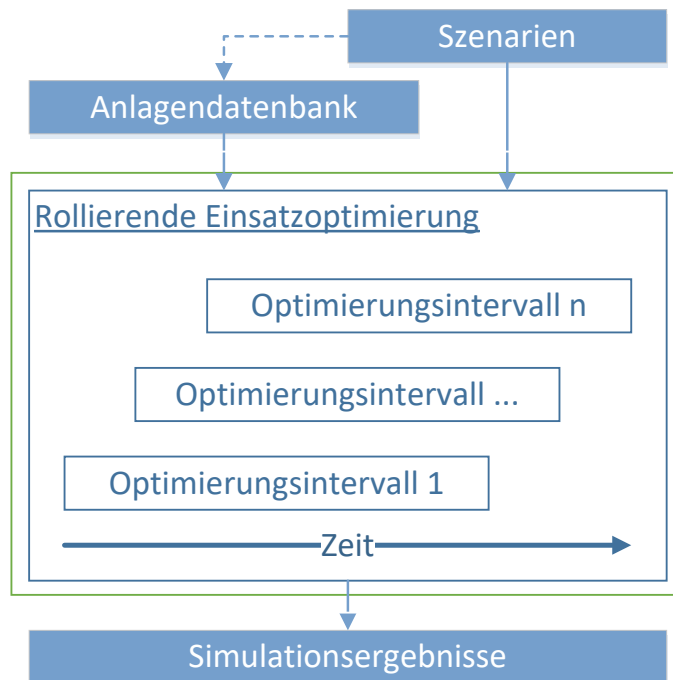
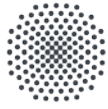


Abbildung 10: Modell zur Kraftwerkseinsatzoptimierung

Das Kraftwerkseinsatzmodell beruht dabei auf einer rollierenden Einsatzoptimierung über Optimierungsintervalle von jeweils 36 Stunden. Basierend auf den Szenarien wird eine Anlagendatenbank herangezogen und die Deckung der Residuallast mit Hilfe einer linearen gemischt-ganzzahligen Optimierung (MILP) kostenminimal durchgeführt. Dabei werden die Vorhaltung von Regelleistung und die Bereitstellung von Fernwärme berücksichtigt. Die in der Anlagendatenbank hinterlegten Parameter entstammen dabei zum einen öffentlich zugänglichen Datenbanken des Umweltbundesamtes [34] sowie der Bundesnetzagentur [35], zum anderen Erfahrungswerten der Abteilung SuA auf diesem Gebiet. In die Optimierung eingebunden sind alle Erzeugungsanlagen > 10 MW_{el} die an die deutschen Regelzonen angebunden sind. Ziel der



Kraftwerkseinsatzoptimierung ist die Deckung der residualen Last zu minimalen variablen Gesamtkosten, daher gehen als exogene Zeitreihen die Einspeisung der erneuerbaren Energien für die jeweiligen Szenariojahre, sowie Zeitreihen zum Import bzw. Export über die Grenzen der deutschen Regelzonen in das Ausland als Eingänge in das Modell ein. Die Daten hierzu wurden dem Ten Year Network Development Plans (TYNDP) des Verbands Europäischer Übertragungsnetzbetreiber (ENTSO-E) entnommen.

2.3.1 Modellannahmen

Für die Berechnung wurden die 28 durch die Standortanalyse ermittelten Anlagen implementiert. Dazu wurden dem Modell die in Abschnitt 3.3 ermittelten und in Tabelle 3 dargestellten Parameter übergeben.

Tabelle 3: Modellannahmen P&B2G-Anlagen

Typ	C_Pwr	C_SNG	P_Bezug	P_Einsp	η_{Pwr}	η_{SNG}	Rev_SNG
-	€/MWh	€/MWh	MW	MW	%	%	€/MWh
Nord	51,66	19,36	35,79	23,05	25,62	63,5	64,4
Süd	-	-	38,73	22,85	25,38	62,97	
	56,34	21,11					

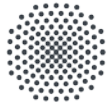
C_Pwr und C_SNG kennzeichnen dabei die Brennstoffkosten für die Biomasse, welche sich im Wesentlichen aus den Transportkosten aus den ermittelten Biomasseaktionsradien und -zusammensetzungen zusammensetzen, P_Bezug und P_Einsp stellen die Maximalleistungen dar, die von der Anlage dem Netz entnommen bzw. eingespeist werden können, und η_{Pwr} bzw. η_{SNG} zeigen die Wirkungsgrade, die der jeweiligen Konversion zugrunde liegen. Rev_SNG sind die erzielbaren Erlöse (durchschnittlicher Verkaufspreis für Biogas) [36].

2.4 Stromnetzberechnungen

Die in Abschnitt 3.4 durchgeführten Berechnungen sind Ergebnisse eines Marktmechanismus und berücksichtigen keine Netzrestriktionen. Sie unterstellen, dass die durch den Kraftwerkseinsatz induzierten Leistungstransporte jederzeit durchgeführt werden können. Um den Beitrag von P&B2G-Anlagen als steuerbare Erzeuger bzw. Verbraucher elektrischer Leistung für das Stromversorgungssystem bewerten zu können, werden stundenbasierte Berechnungen des deutschen Hochspannungsnetzes durchgeführt. Hier können P&B2G-Anlagen so eingesetzt werden, dass sie unzulässig hohe Auslastungen von Transportleitungen gezielt beeinflussen und reduzieren können. Um den Rechenaufwand für stündliche Berechnungen überschaubar halten zu können, wurde ein vereinfachter Ansatz nach dem Power Transmission Distribution Factor (PTDF) Verfahren angewandt und gleichzeitig das betrachtete Netz auf wenige Regionen reduziert, die jedoch alle verbauten Betriebsmittel beinhalten.

2.4.1 Leistungsflussberechnung

Das linearisierte PTDF-Verfahren beschreibt, wie sich der Leistungsfluss bei einer bekannten Ein- bzw. Ausspeisung $\Delta P_{v \rightarrow w}$ an einem gewählten Netzknoten auf die Leitungen eines Netzes verteilt (s. Gleichung (7)). Die resultierende Leistungsaustauschänderung ΔP_k^F kann somit berechnet werden und beschreibt die Leistungsflusssituation im berechneten Netz. Die Linearisierung beruht dabei auf folgenden Vereinfachungen: Alle Spannungen entsprechen der



Nennspannung der jeweiligen Netzebene, Blindleistungsflüsse und Spannungswinkeldifferenzen werden vernachlässigt. Des Weiteren gilt wie bei jedem Linearisierungsverfahren, dass die Genauigkeit der Ergebnisse mit zunehmender Entfernung vom Arbeitspunkt, um den linearisiert wurde, abnimmt.

$$\Delta P_k^F = PTDF_k^{v \rightarrow w} * \Delta P_{v \rightarrow w} \quad (7)$$

2.4.2 Regionalisierung

Durch die Regionenbildung wird das Übertragungsnetz nicht mehr in einzelnen Leitungen dargestellt, sondern in charakteristischen Regionen dargestellt. Die Leitungen zwischen den Regionen werden dabei als Flowgates gebündelt und stellen die Summe der Übertragungskapazitäten der einzelnen Leitungen dar. In gleicher Weise werden die Einspeiseleistungen und Lasten an den einzelnen Netzknoten in den jeweiligen Regionen aggregiert. Somit können nun mit einer reduzierten Netzkomplexität Leistungsflussberechnungen im regionalisierten Netz durchgeführt werden. Die dafür notwendige PTDF-Matrix vereinfacht sich damit zu

$$|Flowgates| \times (|Regionen| - 1) \quad (8)$$

Für die Netzberechnung wurde ein Netzmodell mit 18 Regionen herangezogen, mit dem auch die Übertragungsnetzbetreiber Berechnungen zur Untersuchung weiträumiger Übertragungsaufgaben durchführen [37]. Die Aufteilung des deutschen Netzgebietes in die einzelnen Regionen ist in Abbildung 11 dargestellt.

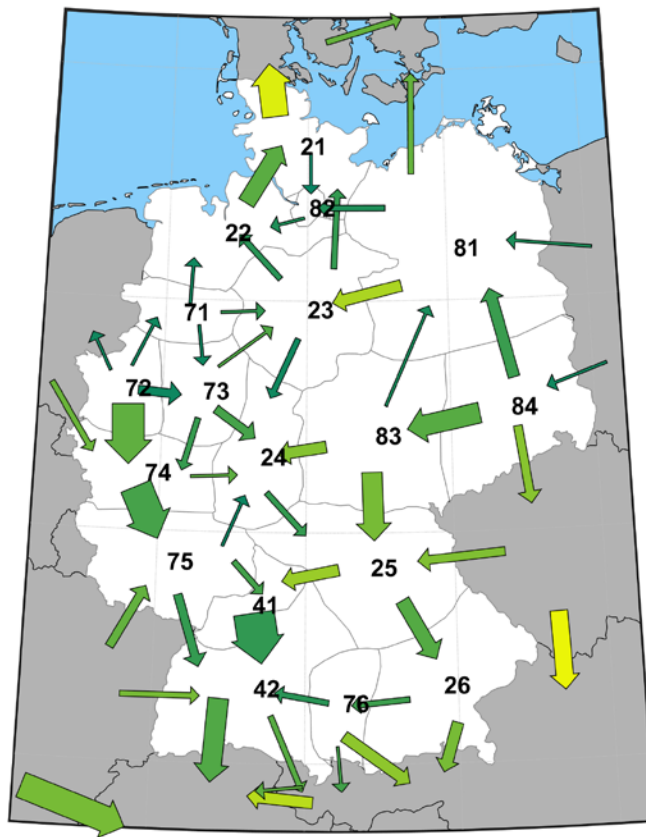
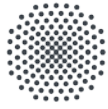


Abbildung 11: Regionalisierung des Übertragungsnetzes

Dabei ist exemplarisch für eine Stunde des Jahres 2015 die Leistungsflusssituation zwischen den 18 Regionen und dem Ausland abgebildet. Die Benennung der Regionen wurde ebenfalls aus [37] übernommen und repräsentiert mit der ersten Ziffer den jeweiligen Übertragungsnetzbetreiber, mit der zweiten Ziffer werden die Regionen innerhalb der Zuständigkeitsgebietes der Übertragungsnetzbetreiber zugeordnet.

Für die Leistungsflussberechnung wurde ein Netzmodell des Übertragungsnetzes verwendet, dessen Topologie aus dem Netzentwicklungsplan (NEP) 2013 [38] der Übertragungsnetzbetreiber stammt. Dabei sind alle netztopologischen Ausbaumaßnahmen bis zum Jahre 2023 berücksichtigt. Für das im Projekt berücksichtigte Szenariojahr 2025 wird somit kein weiterer Ausbau unterstellt. Des Weiteren sind keine Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ)-Maßnahmen berücksichtigt.

Die zugrunde liegende Regionalisierung der Verbrauchs- und Erzeugungsleistungen stammen aus einem am IFK vorliegenden durchschnittlichen Lastfall im deutschen Netzgebiet.

2.4.3 Beitrag von P&B2G zur Netzentlastung

Um den Beitrag der P&B2G-Anlagen zur Netzentlastung berechnen zu können, wurde ein Redispatchmodell erstellt. Abbildung 12 zeigt das Programmablaufscheema zur Redispatchberechnung der P&B2G-Anlagen.

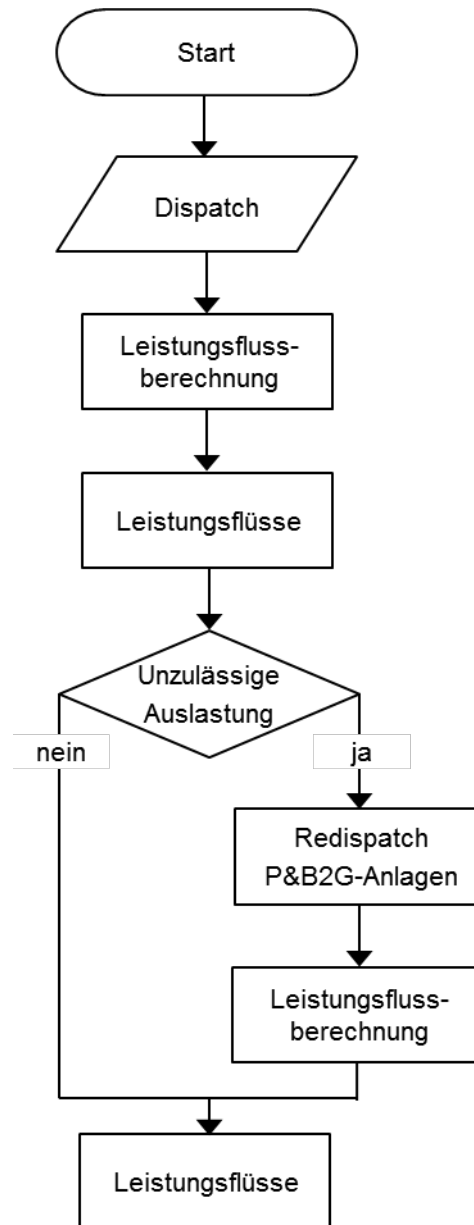
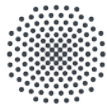


Abbildung 12: Programmablaufscheema Redispatchberechnung P&B2G-Anlagen

Dabei werden zunächst die in Abschnitt 2.3 berechneten Daten des Kraftwerks- und P&B2G-Einsatzes in die Erzeugungsdaten des Netzmodells überführt. Anschließend wird eine Leistungsflussberechnung durchgeführt und die berechneten Leistungsflüsse hinsichtlich unzulässiger Auslastungen überprüft. Unzulässige Auslastungen ergeben sich dabei, wenn die Sicherstellung des (n-1) Kriteriums gefährdet ist, wonach bei einem Ausfall eines Betriebsmittels, beispielsweise einer Leitung, sichergestellt werden muss, dass die



verbleibenden Betriebsmittel den Ausfall kompensieren können, ohne physikalische Begrenzungen zu verletzen. In den hier vorgestellten Untersuchungen gilt die Auslastung eines Flowgates dann als kritisch, wenn das näherungsweise (n-1) Kriterium von 70 % der physikalischen Übertragungsfähigkeit erreicht wird.

Mit dem verwendeten Redispatchmodell werden für jede Stunde der betrachteten Szenarien die Leistungsflüsse auf Verletzung des näherungsweise (n-1) Kriteriums überprüft. Bei Auftreten einer Auslastung von 70 % oder darüber wird in den durch das Flowgate verbundenen Regionen dann überprüft, ob P&B2G-Anlagen vorhanden sind und in welchem Betriebsmodus sie sich befinden (Einspeisung oder Bezug elektrischer Leistung). Je nach Richtung des Leistungsflusses wird die Anlagenleistung dann so angepasst, dass am Ende des Leistungstransports die Anlagenleistung erhöht, und am Anfang die Anlagenleistung vermindert wird, um eine größtmögliche Entlastung zu erreichen. Für den Fall, dass in einer der benachbarten Regionen keine P&B2G-Anlage steht, oder die Leistungsanpassung bilanziell nicht ausgeglichen wird, werden konventionelle Kraftwerke zum Ausgleich des Leistungsungleichgewichtes herangezogen. So kann der größtmögliche Beitrag von P&B2G-Anlagen sichergestellt, und die Leistungsänderung in konventionellen Anlagen möglichst gering gehalten werden. Mit den neuen Erzeugungs- bzw. Bezugsleistungen der Kraftwerke und P&B2G-Anlagen wird dann erneut eine Leistungsflussberechnung durchgeführt und mit der zuvor berechneten Situation verglichen.

2.5 Ökobilanzierung

Die Ökobilanzierung konzentriert sich zunächst auf die Entwicklung eines Ökobilanzmodells, das auf Basis der Prozesssimulation der P&B2G-Anlagen erstellt wird. Die Umweltprofile, die sich aus der Stromerzeugung der P&B2G-Anlagenklassen „Anlage Süd“ und „Anlage Nord“ ergeben, werden dem Umweltprofil der heute üblichen Biomassefeuerung gegenübergestellt. Die Umweltprofile, die aus der SNG-Erzeugung der P&B2G-Anlagen resultieren, werden mit der konventionellen Erdgasversorgung in Deutschland verglichen.

Durch die SNG-Erzeugung und dem damit verbundenen Stromverbrauch der P&B2G-Anlagen besteht das Potenzial, dass fluktuierende erneuerbare Stromerzeuger weniger häufig abgeschaltet werden. Die Stromerzeugung der P&B2G-Anlagen trägt dazu bei, dass weniger fossil befeuerte Kraftwerke zu Zeiten einer niedrigen erneuerbaren Energieeinspeisung betrieben werden müssen. Um den ökologischen Nutzen der SNG- und Stromerzeugung der P&B2G-Anlagen für die deutsche Stromversorgung zu untersuchen, werden die Ergebnisse der Kraftwerkseinsatzmodellierung verwendet. Zur Ermittlung des ökologischen Nutzens der P&B2G-Anlagen für die deutsche Stromversorgung wurde eine neuartige Methode entwickelt, die die stündliche aufgelöste Modellierung des Umweltprofils der Stromversorgung ermöglicht.

In Abbildung 13 ist das Ablaufschema der Ökobilanzierung mit den Schnittstellen zur Prozesssimulation und der Kraftwerkseinsatzmodellierung zusammengefasst.

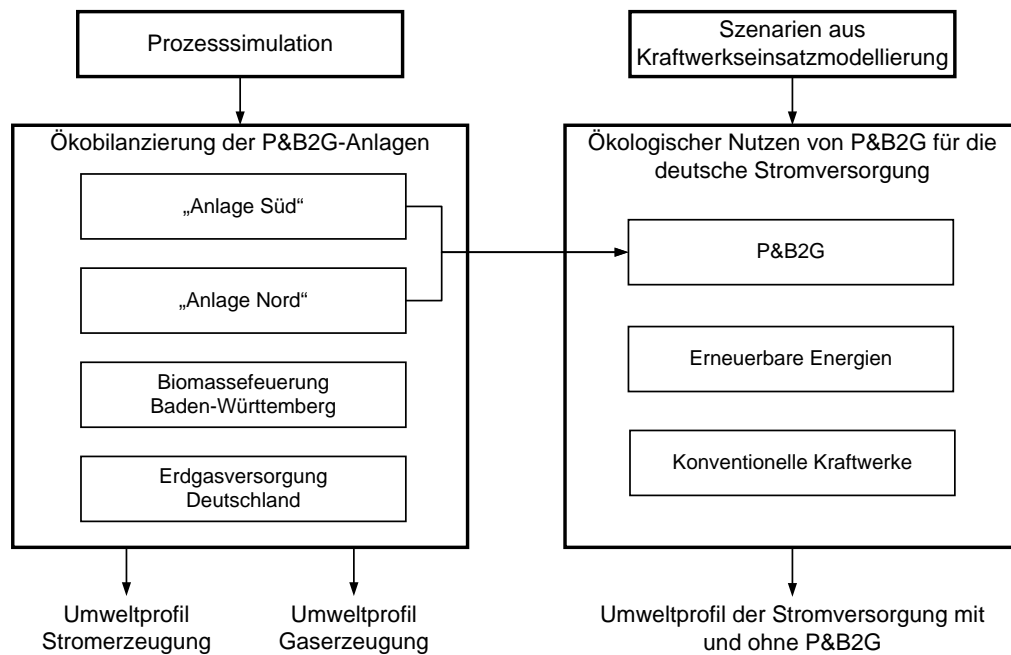


Abbildung 13: Ablaufschema der Ökobilanzierung

Alle Ökobilanzmodelle berücksichtigen alle relevanten Prozesse und die aus den Prozessen resultierenden Massen- und Energieflüsse. Die Massen- und Energieflüsse der P&B2G-Anlagen wurden auf Basis der Ergebnisse der Prozesssimulation und der Kraftwerkseinsatzmodellierung, sowie aus zusätzlichen Literaturangaben und Hintergrunddaten der GaBi-Datenbank [6] ermittelt. Die aus der Ökobilanzierung resultierenden Umweltprofile setzen sich aus verschiedenen Umweltwirkungen zusammen. Im Projekt wurden die Umweltwirkungskategorien Treibhauspotential (GWP 100 Jahre), Versauerungspotential (AP), Eutrophierungspotential (EP), Photochemisches Oxidantienbildungspotential (POCP) und der nicht erneuerbare Primärenergiebedarf betrachtet. In diesem Schlussbericht sind die Ergebnisse für das Treibhauspotential und das Versauerungspotential dargestellt. Das Treibhauspotential berücksichtigt Emissionen, die den globalen Treibhauseffekt unterstützen (z. B. CO₂, Methan, N₂O), das Versauerungspotential umfasst Emissionen, die regional sauren Regen verursachen (z. B. Schwefeldioxid, Stickstoffoxide).

Die folgenden Unterkapitel beschreiben das Vorgehen für die Ökobilanzierung der P&B2G-Anlagen und der Ermittlung des ökologischen Nutzens der P&B2G-Anlagen für die deutsche Stromversorgung im Detail.

2.5.1 Ökobilanzierung der P&B2G-Anlagen und Vergleich mit Referenztechnologien

Das Ziel der Ökobilanzierung im Projekt P&B2G ist zunächst, die Umweltprofile der im Projekt entwickelten P&B2G-Anlagen zu ermitteln und diese den Umweltprofilen der Referenztechnologien der Biomassefeuerung in Baden-Württemberg und der konventionellen Erdgasversorgung in Deutschland gegenüberzustellen. Um Umweltprofile verschiedener Technologien zu vergleichen, werden in Ökobilanzuntersuchungen funktionelle Einheiten festgelegt, auf die die Umweltwirkungen bezogen werden. Die funktionelle Einheit für den Vergleich der Stromerzeugung der P&B2G-Anlagenklassen mit der Biomassefeuerung in



Baden-Württemberg wird auf „1 kWh Nettostromerzeugung“ vorgegeben. Als funktionelle Einheit für den Vergleich der SNG-Erzeugung der P&B2G-Anlagenklassen mit der konventionellen Erdgasversorgung wird „die Bereitstellung von 1 kg SNG bzw. Erdgas“ ausgewählt. Die Systemgrenzen werden dabei so definiert, dass der Bau (unter Berücksichtigung der Umweltauswirkungen des Ressourcenbedarfs zur Herstellung der Anlagenkomponenten) und der Betrieb der P&B2G-Anlagen berücksichtigt werden. In Abbildung 14 sind die Rahmenbedingungen für den Vergleich der Stromerzeugung und Gaserzeugung dargestellt.

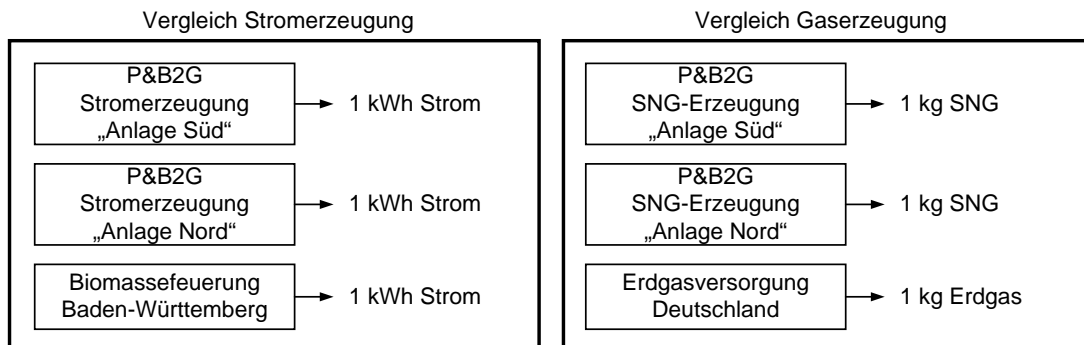


Abbildung 14: Ökobilanzierung der P&B2G-Anlagen und Referenztechnologien

Im Folgenden wird das Vorgehen bei der Entwicklung des Ökobilanzmodells der P&B2G-Anlagen beschrieben. Das Ökobilanzmodell lässt sich über variable technische Parameter einstellen. Die Parametrisierung erlaubt ein Umschalten zwischen den Betriebsmodi Stromerzeugung und SNG-Erzeugung, sowie eine variable Anpassbarkeit an die Rahmenbedingungen der jeweiligen Anlagenklasse („Anlage Süd“, „Anlage Nord“).

Die Ökobilanzierung des Baus der P&B2G-Anlagen berücksichtigt die Herstellung der Methanisierungsreaktoren, Elektrolyseure, Verdichter sowie den Bau der Biomassevergasungsanlage. Die Massen- und Energieflüsse für die Herstellung der Methanisierungsreaktoren wurden aus einem an der Abteilung GaBi entwickeltem Ökobilanzmodell übernommen, das auf Daten der 250 kW-Power-to-Gas-Forschungsanlage des ZSW [39] basiert. Zur ökologischen Abbildung der Herstellung der Elektrolyseure konnte auf ebenfalls vorhandene Primärdaten zur Herstellung eines PEM-Elektrolyseurs zurückgegriffen werden. Grundlage für die Modellierung des Baus der Biomassevergasungsanlage bildet ein Open Source Modell [40], aus dem die Mengenangaben von Stahl und Beton der Anlage in Güssing hervorgehen.

Die Prozessdaten zur ökologischen Betrachtung des Betriebs der P&B2G-Anlagen werden aus der Prozesssimulation abgeleitet (Ergebnisse der Prozesssimulation, siehe Tabelle 5 in Kapitel 3.3). Die Ergebnisse der Prozesssimulation für die „Anlage Süd“ und „Anlage Nord“ werden über variable Parameter in das Ökobilanzmodell integriert. Abbildung 15 zeigt die grundlegende Struktur des Modellteils „Betrieb einer P&B2G-Anlage“. Es lassen sich die Massen- und Energieflüsse der beiden Betriebsmodi Stromerzeugung und SNG-Erzeugung auswerten. Zur Abbildung der Stromversorgung der P&B2G-Anlagen bei der SNG-Erzeugung



wird auf Ökobilanzdatensätze der GaBi-Datenbank [6] zum deutschen Windkraftmix mit Bezugsjahr 2012 zurückgegriffen.

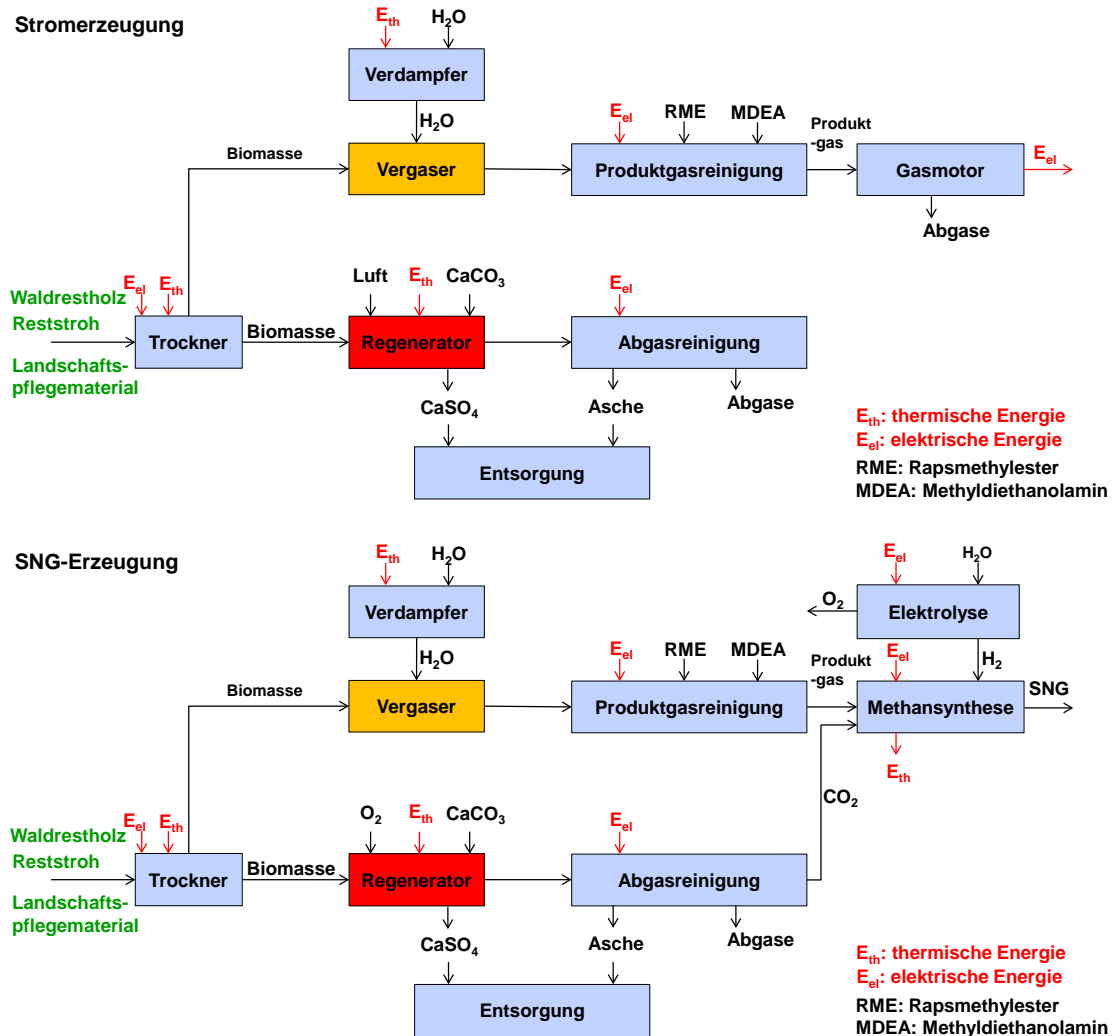
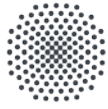


Abbildung 15: Struktur des Modellteils „Betrieb einer P&B2G-Anlage“ des Ökobilanzmodells

Die Umweltprofile der Stromerzeugung der P&B2G-Anlagen werden dem Umweltprofil der Biomassefeuerung gegenübergestellt. Bei dieser Gegenüberstellung wird angenommen, dass sowohl in den P&B2G-Anlagen, als auch bei der Biomassefeuerung ausschließlich Strom erzeugt wird und keine Nutzwärmerzeugung stattfindet. Das Ökobilanzmodell für Biomassefeuerungsanlagen, das für den Vergleich verwendet wird, berücksichtigt den Kraftwerksbau und -betrieb wurde an baden-württembergische Rahmenbedingungen angepasst. Der Radius für den Biomassetransport zum Biomassekraftwerk wurde auf Basis von realen Betriebsangaben der Fernwärme Ulm GmbH auf 100 km festgelegt [41]. Der elektrische Nettowirkungsgrad der Feuerungsanlage wurde auf Grundlage von Prozessdaten aus der GaBi-Datenbank für deutsche Biomassekraftwerke im Jahr 2012 bestimmt und beträgt 25,7 % [6]. Der Biomassemix für Baden-Württemberg wurde auf Basis von Daten der ersten Fortschreibung des Biomasse-Aktionsplans des Wirtschaftsministeriums Baden-Württembergs [42]



ermittelt. Hierzu wurden alle Biomassearten, die sich zur Verfeuerung eignen, berücksichtigt und den an der Abteilung GaBi vorhandenen Ökobilanzdatensätzen zur Biomassebereitstellung zugeordnet. In Abbildung 16 ist der sich ergebende massenabhängige Biomassemix dargestellt.

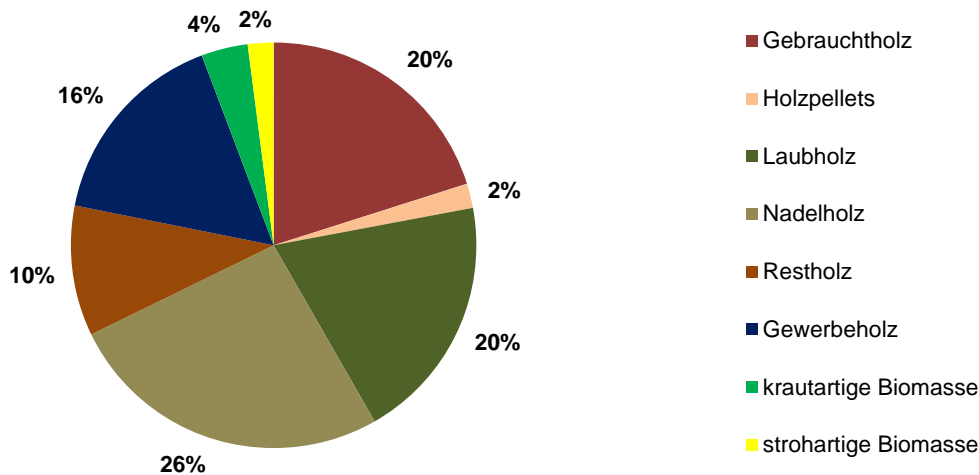


Abbildung 16: Biomassemix für Biomassefeuerungsanlagen in Baden-Württemberg

Das Umweltprofil der SNG-Erzeugung der P&B2G-Anlagen wird mit dem Umweltprofil der deutschen Erdgasversorgung verglichen. Zur Ermittlung des Umweltprofils der konventionellen Erdgasversorgung wird der Erdgasversorgungsmix für deutsche Endverbraucher des Jahres 2012 verwendet. Das hinterlegte Ökobilanzmodell berücksichtigt die gesamte Versorgungskette und umfasst Erdgasbohrungen, die Erdgasaufbereitung, sowie den Erdgastransport über Pipelines oder LNG-Tanker [6].

2.5.2 Ermittlung des ökologischen Nutzens von P&B2G für die Stromversorgung

Die Kraftwerkseinsatzdaten, die sich aus den Szenarien mit und ohne P&B2G für die Jahre 2015, 2020 und 2025 ergeben, werden genutzt, um das Umweltprofil der Stromversorgung stündlich aufgelöst mit und ohne P&B2G darzustellen und so einen Vergleich der Szenarien auf Jahressicht zu ermöglichen. Durch den Einsatz einer neu entwickelten Methode ist es möglich, das Umweltprofil des durch die unregelmäßige Einspeisung erneuerbarer Energien stark variierenden Stromerzeugungsmix stündlich aufgelöst darzustellen. Abbildung 17 veranschaulicht die maßgeblichen Schritte der Methode. Die Methode wird in einem Berechnungstool umgesetzt. Im Anschluss werden die wichtigsten Eigenschaften der Methode und des Berechnungstools beschrieben.

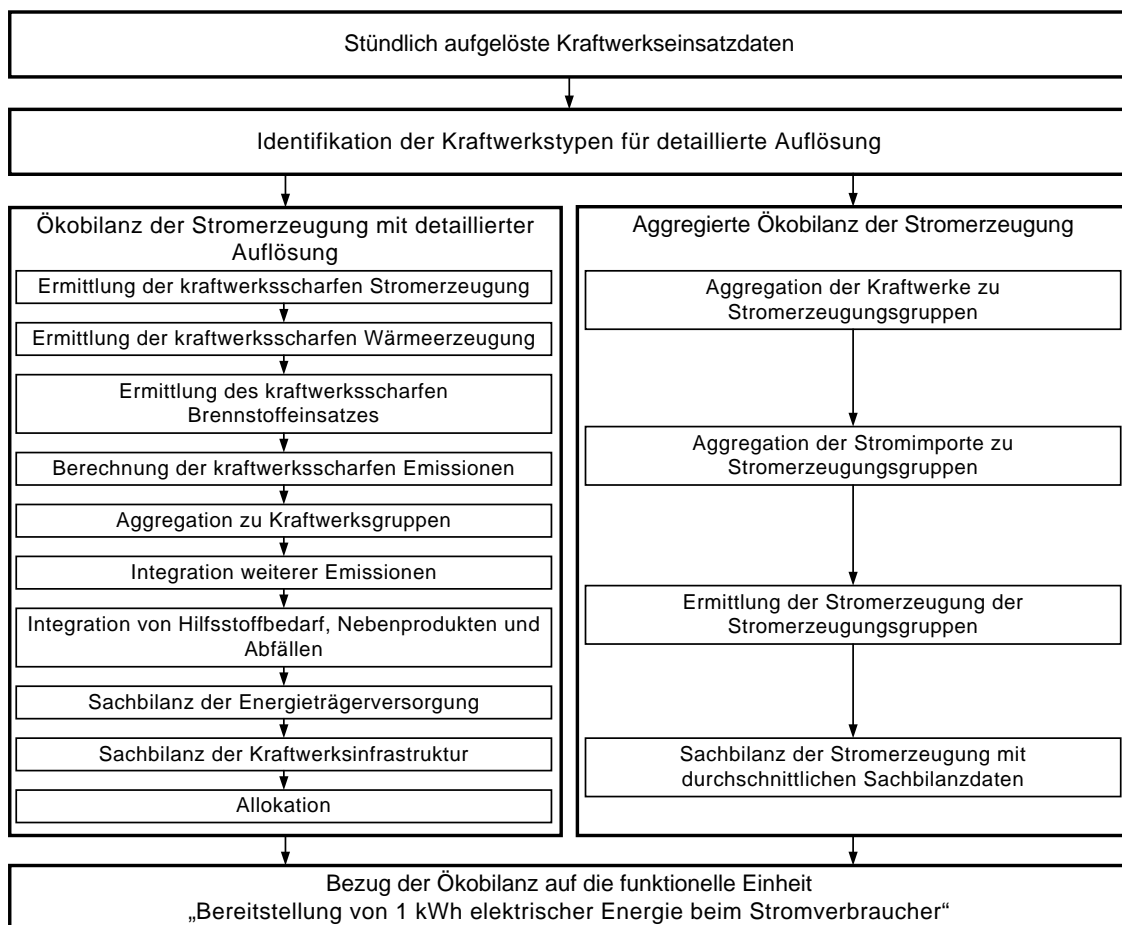
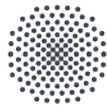
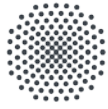


Abbildung 17: Ablauf der Methode zur Ökobilanzierung der Stromversorgung mit stündlicher Auflösung

Die Methode sieht eine Aufteilung der Ökobilanzierung der Stromerzeugung vor. So werden Kraftwerkstypen, die eine hohe Relevanz für das Umweltprofil der Stromerzeugung besitzen, mit detaillierter Auflösung betrachtet. Dies bedeutet, dass für jedes Kraftwerk der als relevant identifizierten Kraftwerkstypen zunächst ein eigenes Umweltprofil gebildet wird. Als relevante Kraftwerkstypen wurden Braunkohlekraftwerke, Steinkohlekraftwerke, GuD-Kraftwerke, Gasturbinenkraftwerke und Gas-Dampfkraftwerke identifiziert. Es wird der Betrieb jedes einzelnen in den Kraftwerkseinsatzdaten berücksichtigten Kraftwerks dieser Kraftwerkstypen untersucht. Für die als weniger relevant für das Umweltprofil eingestufteten Energieträger (z. B. erneuerbare Energien, Energieträger mit geringen Anteilen an der Stromerzeugung und Stromimporte) wurden aggregierte Ökobilanzen durchgeführt. Alle Ökobilanzergebnisse werden in stündlicher Auflösung ermittelt. Das Umweltprofil der Stromerzeugung der P&B2G-Anlagen wurde ebenfalls berücksichtigt und geht in die aggregierte Ökobilanz der Stromerzeugung ein. Da bei der Stromversorgung neben Strom durch den Einsatz von Abgasreinigungsanlagen zusätzliche Produkte hergestellt werden, sowie in KWK-Anlagen auch Wärme erzeugt wird, wurden zur Ermittlung der Umweltwirkungen der Stromerzeugung Allokationen angewendet. Die stündlich aufgelösten Umweltwirkungen wurden abschließend zu Jahresdurchschnittswerten zusammengefasst (Umsetzung siehe Kapitel 3.6.2).

Die funktionelle Einheit wurde auf die „Bereitstellung von 1 kWh elektrischer Energie in Form von Niederspannung beim Stromverbraucher“ festgelegt. Es sind daher zusätzlich



Übertragungs- und Verteilungsverluste der Stromversorgung hinterlegt. Die Systemgrenze umschließt den vollständigen Lebenszyklus der zur deutschen öffentlichen Stromversorgung beitragenden Stromerzeugung. Es wurden also der Kraftwerksbau und -rückbau, die Energieträgerproduktion, der Energieträgertransport und -mix sowie die Stromerzeugung in den Kraftwerken berücksichtigt.

Für die Ökobilanz der Stromerzeugung mit detaillierter Auflösung wurden die Brennstoffeinsätze und Emissionen, die während des Kraftwerksbetriebs bei Teillast und beim An- und Abfahren auftreten, einbezogen. Zur Berechnung der Brennstoffeinsätze der einzelnen Kraftwerke in den einstündigen Zeitintervallen wurde auf Wirkungsgradkennlinien zurückgegriffen. Diese Wirkungsgradkennlinien erlauben eine Ermittlung der Brennstoffeinsätze in Abhängigkeit des Jahrs der Inbetriebnahme und der aktuell vorliegenden elektrischen Nettoleistung der einzelnen Kraftwerke.

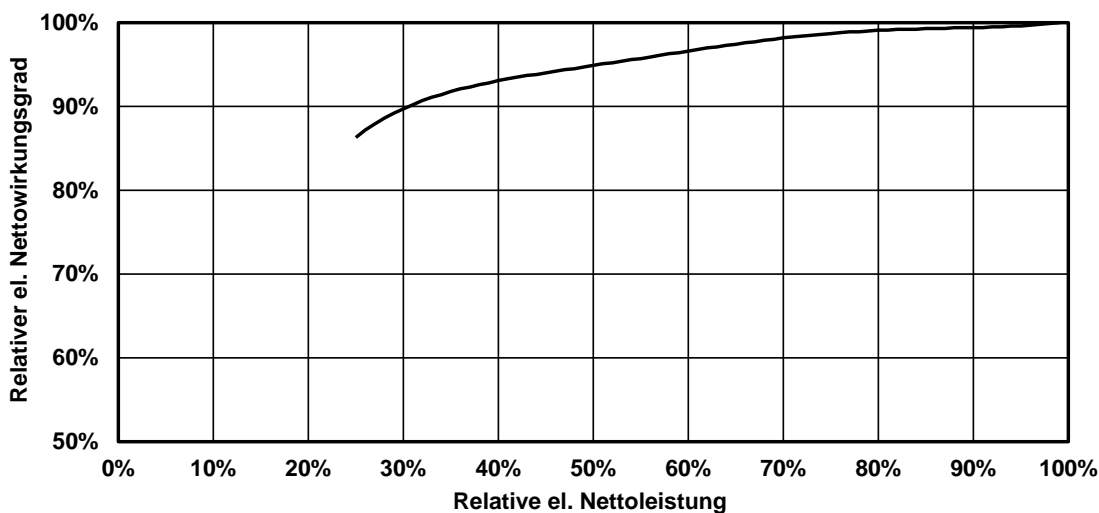
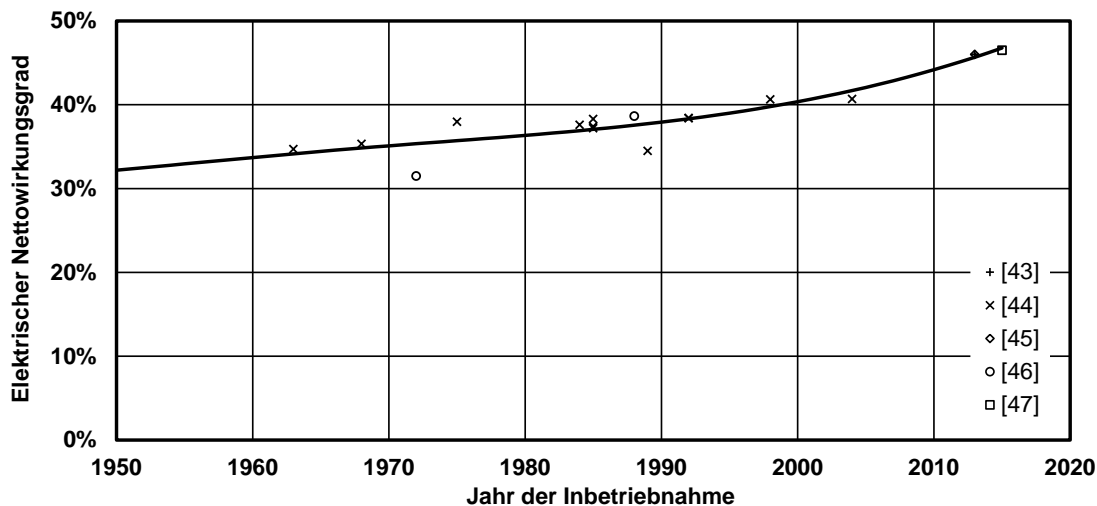


Abbildung 18: Exemplarische Wirkungsgradkennlinien für Steinkohlekraftwerke

Die Methode ermöglicht eine detaillierte Untersuchung der Emissionstypen CO₂, SO₂, NO_x, Staub und CO. Die Emissionen eines einstündigen Zeitintervalls werden aus der Summe der



Emissionen des Stromerzeugungsbetriebs und, falls ein An- oder Abfahrvorgang vor oder nach der betrachteten Stunde stattfindet, der Emissionen des An- oder Abfahrvorgangs berechnet. Der Brennstoffeinsatz und damit auch die auftretenden Emissionen während Anfahrvorgängen werden bei Kraftwerken mit Dampferzeugern abhängig von der vorangegangenen Stillstandzeit und bei allen fossil befeuerten Kraftwerken abhängig von der kraftwerksspezifischen Mindestlast ermittelt. Für die Berechnung der Emissionen wurde auf kraftwerksscharfe Emissionskennlinien und Emissionsfaktoren zurückgegriffen. Für NO_x ergibt sich für ein beispielhaftes Steinkohlekraftwerk für positive Laständerungen die in Abbildung 29 in grün dargestellte Emissionskennlinie, die in Abhängigkeit zur Feuerungswärmeleistung ermittelt wird. Da keine deutschen Statistiken zur Ermittlung von Emissionskennlinien für SO_2 und NO_x öffentlich verfügbar sind, wurden die Betriebs- und Emissionsdaten dreier US-amerikanischer Steinkohlekraftwerke für die Jahre 2013 und 2014 detailliert untersucht [48]. Um eine möglichst gute Übertragbarkeit der Emissionskennlinien auf deutsche Steinkohlekraftwerke zu erzielen, wurden die Kraftwerke so ausgewählt, dass sie aus technologischer Sicht deutschen Steinkohlekraftwerken entsprechen.

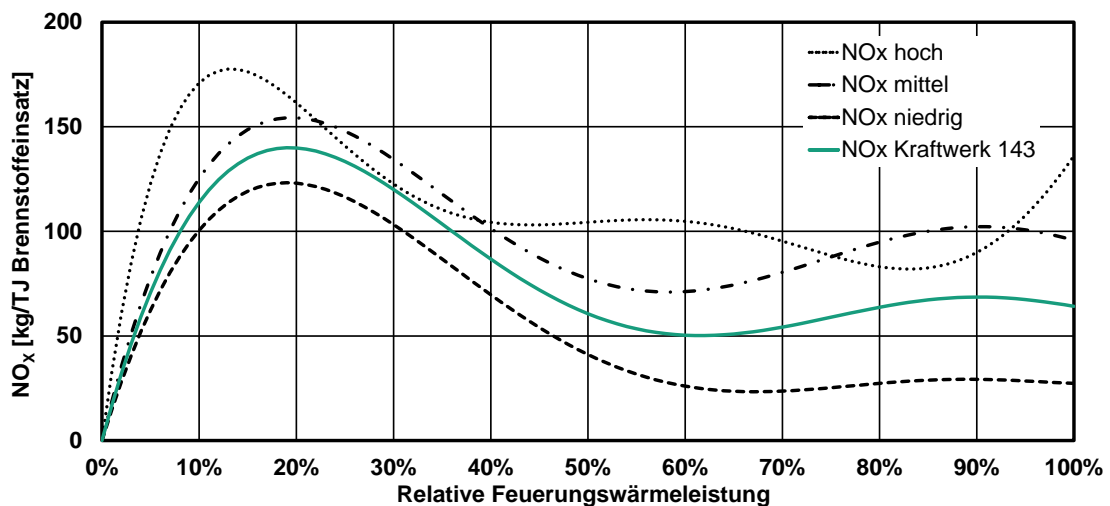


Abbildung 19: NO_x -Emissionskennlinie eines exemplarischen Steinkohlekraftwerks für positive Laständerungen

Für die Integration weiterer Emissionen, des Hilfsstoffbedarfs, der Nebenprodukte und Abfälle, sowie für die Bilanzierung der Energieträgerversorgung und der Kraftwerksinfrastruktur wurden an der Abteilung GaBi vorliegende Ökobilanzdaten der GaBi-Datenbank [6], die sich auf das Jahr 2012 beziehen, angewendet.

Für den Methodenbestandteil der aggregierten Ökobilanz wurden ebenfalls vorliegende Ökobilanzdaten der GaBi-Datenbank mit dem Bezugsjahr 2012 [6] verwendet und diese mit den szenariospezifischen stündlich aufgelösten Kraftwerkseinsatzdaten kombiniert. Zur Abbildung der Stromimporte wurde auf Ökobilanzdaten zur Stromversorgung der Herkunftsländer aus der GaBi-Datenbank [6] und auf historische Daten der ENTSO-E [49] zurückgegriffen, die die Stromimporte nach Deutschland im Jahr 2014 in monatlicher Auflösung abbilden.

Bei der Skalierung der Ergebnisse auf die funktionelle Einheit werden zusätzlich der Eigenbedarf der Stromversorgung durch Pumpspeicherung, Wärmepumpen und elektrisch



beheizte Kessel sowie die Energieverluste durch die Übertragung und Verteilung des Stroms bis ins Niederspannungsnetz berücksichtigt. Die aus der GaBi-Datenbank [6] entnommenen durchschnittlichen Verluste durch den Eigenbedarf der Stromversorgung sowie der Stromübertragung und -verteilung beziehen sich auf die deutsche Stromversorgung im Jahr 2012.

3 Ergebnisse

3.1 Szenariengenerierung

Die im Projekt durchgeführten Untersuchungen stützen sich auf die Szenariojahre 2015, 2020 und 2025. Dabei wurde für jedes Jahr ein Basisszenario ohne die biomassebasierte Power-to-Gas-Technologie erstellt, dessen Ergebnisse mit dem jeweiligen Szenario mit der P&B2G-Technologie verglichen werden. Abbildung 20 zeigt eine Übersicht des Vorgehens zur Szenariengenerierung.

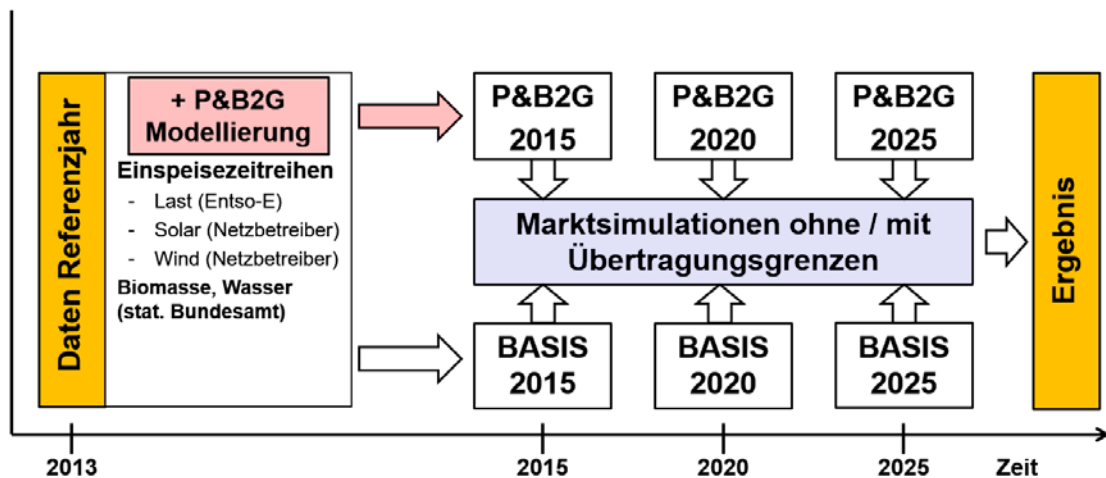


Abbildung 20: Vorgehen Szenariengenerierung

Ausgehend vom Referenzjahr 2013 wurden Daten erhoben, die für die Durchführung der Marktberechnungen notwendig sind. Das Jahr 2013 wurde aufgrund der Vollständigkeit und Verfügbarkeit aller Eingangsdaten ausgewählt. Erzeugungsdaten zu Biomasse und Wasser wurden über die Datenbank des statistischen Bundesamts bezogen und lagen lediglich monats-scharf vor [50]. Stündlich aufgelöste Einspeisezeitreihen von Wind- und PV-Anlagen wurden über die Transparenzplattform der vier deutschen Netzbetreiber [4], die entsprechenden Datenreihen zur elektrischen Netzlast über die Transparenzplattform der europäischen Übertragungsnetzbetreiber abgerufen [51]. Um die Einspeisezeitreihen für die jeweiligen Szenariojahre zu erhalten, wurden die Daten aus dem Referenzjahr anhand der installierten Leistungen von 2013 [52] und den Prognosen über den Ausbau der EE-Anlagen des Netzentwicklungsplans 2022 [38] skaliert und für das Szenariojahr 2025 extrapoliert. Die elektrische Last wurde als gleichbleibend angenommen. Die aufbereiteten Daten werden für die Marktberechnungen in Abschnitt 3.4 verwendet und als Grundlage für die Leistungsflussberechnungen in Abschnitt 3.5 herangezogen. Die erzielten Ergebnisse werden verglichen und die daraus resultierenden Umweltwirkungen im Rahmen der Ökobilanzierung in Kapitel 3.6 quantifiziert und bewertet.

3.2 Standortanalyse

Abbildung 21 zeigt das Ergebnis der Standortanalyse nach dem in Abschnitt 2.1 beschriebenen Verfahren. Die verwendeten Stromnetzpunkte sind in Schwarz, Gasnetzpunkte



(Übergabestellen, Speicher und Verdichter) und Gasleitungen in Rot dargestellt. Bedingungen für eine Eignung als Standort sind eine maximale Distanz von 10 km zwischen den zu koppelnden Infrastrukturen, sowie eine ausreichende Biomasseverfügbarkeit. Die ermittelten Tortendiagramme spiegeln die Verteilung der im Projekt untersuchten Biomassearten, deren Größe die Biomasseaktionsradien für den jeweiligen Standort wider.

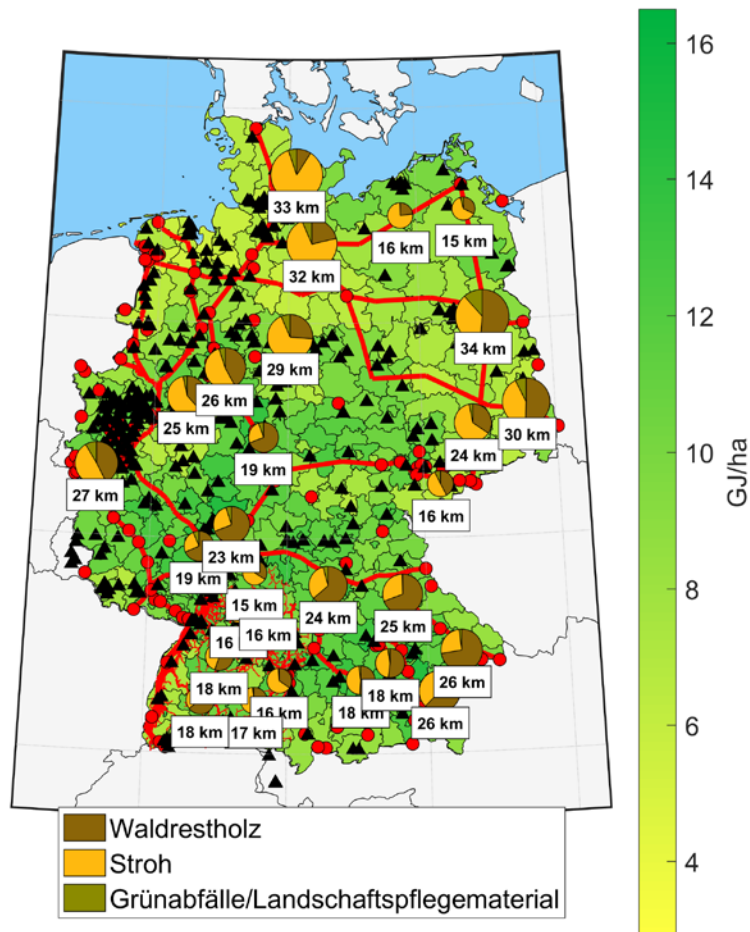


Abbildung 21: Potenzielle Standorte für P&B2G-Anlagen

In der Abbildung zu erkennen ist die höhere Auflösung der Gasinfrastruktur in Baden-Württemberg gegenüber der Auflösung für das restliche Netzgebiet. Dadurch ergeben sich 28 potenzielle Anlagenstandorte. Bei vorherigen Untersuchungen lagen für Baden-Württemberg noch keine detaillierteren Daten vor, so dass sich lediglich 25 Standorte ergaben. Die zusätzlichen Standorte haben sich im baden-württembergischen Netzgebiet ergeben. Ein weiteres Ergebnis zeichnet sich durch die Zusammensetzung der Biomasse um die einzelnen Standorte ab: während im Süden Deutschlands die Biomassezusammensetzung zum großen Teil aus Waldrestholz besteht, dominiert im Norden der Reststrohanteil. Da sich diese Zusammensetzung auf den Vergasungsprozess auswirkt, werden in Kapitel 3.3 zwei unterschiedliche Anlagentypen („Anlage Süd“ und Anlage Nord“) klassifiziert. Der Anteil des Landschaftspflegematerials spielt bei allen potenziellen Standorten eine geringe Rolle, ist



tendenziell in urban geprägten Gebieten allerdings als höher anzusiedeln als in ländlichen. Die notwendigen Biomasseaktionsradien ergeben sich zu 15 km bis 34 km. Die Flächenpotenziale außerhalb der deutschen Grenzen sowie auf dem Meer wurden auf null gesetzt, so dass der Radius in diesen Fällen ein Kreissegment beschreibt, innerhalb dessen die erforderliche Biomasse zu bewirtschaften ist.

3.3 Prozessmodellierung und -simulation

Basierend auf den Ergebnissen von Abschnitt 3.2 erfolgte eine Klassifizierung der Biomassezusammensetzungen in „Anlagen Süd“ und „Anlagen Nord“ (siehe Abbildung 22).

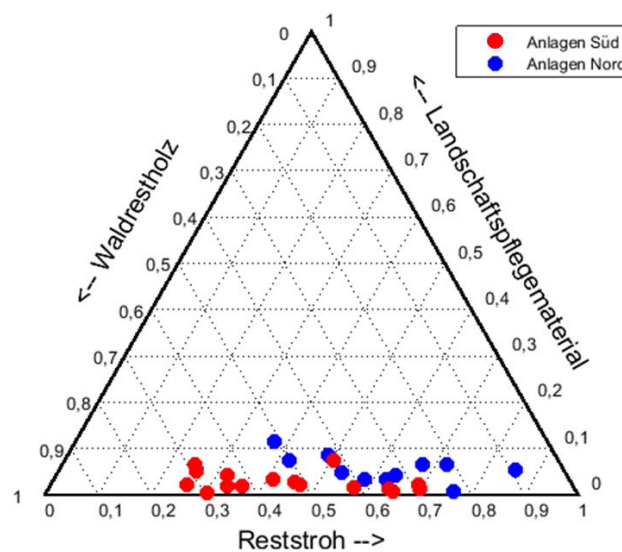


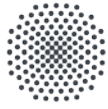
Abbildung 22: Verteilung der Biomassezusammensetzungen der ermittelten Standorte und Klassifizierung in „Anlagen Süd“ und „Anlagen Nord“

Für die Modellierung des Vergasungsprozesses wurden daraus in einem weiteren Schritt die Biomassezusammensetzungen einer typischen Anlage in Süddeutschland und Norddeutschland abgeleitet (siehe Tabelle 4).

Tabelle 4: In der Modellierung des Vergasungsprozesses berücksichtigte Biomassezusammensetzung der „Anlage Süd“ und „Anlage Nord“

Biomasseanteile	Anlage Süd	Anlage Nord
Waldrestholz	70%	30%
Reststroh	25%	60%
Landschaftspflegematerial	5%	10%

Besonders im SNG-Erzeugungsbetrieb existiert eine Reihe von Stellgrößen, mit denen der Methanisierungsprozess optimiert werden kann. Neben der Vergasungstemperatur hat bei der SER-Vergasung auch das S/C-Verhältnis (engl. steam-to-carbon ratio in mol/mol), das den Anteil an zugeführtem Wasserdampf (Brennstofffeuchte und Fluidisierung der Wirbelschicht mit Wasserdampf) zu dem über den Brennstoff eingetragenem Kohlenstoff beschreibt, einen



großen Einfluss auf die Synthesegaszusammensetzung. In Abbildung 23 ist hierzu der Stöchiometriekfaktor (siehe Gleichung (6)) aufgetragen, um die Qualität des Synthesegases für eine Methanisierung zu bewerten. Es ist zu erkennen, dass mit geringerer Vergasungstemperatur, aber höherem S/C-Verhältnis (mehr zugeführter Dampfmassestrom) der Stöchiometriekfaktor (SF) steigt. Nachfolgend wurden eine Vergasungstemperatur von 715 °C und ein S/C-Verhältnis von 2,1 als Betriebspunkt für die Methanisierung gewählt. Die Werte stellen einen Kompromiss aus schnelleren Reaktionsgeschwindigkeiten bei höheren Vergasungstemperaturen und damit höheren Biomasseumsätzen, sowie dem energetischen Aufwand, der zur Erzeugung von Wasserdampf notwendig ist, dar.

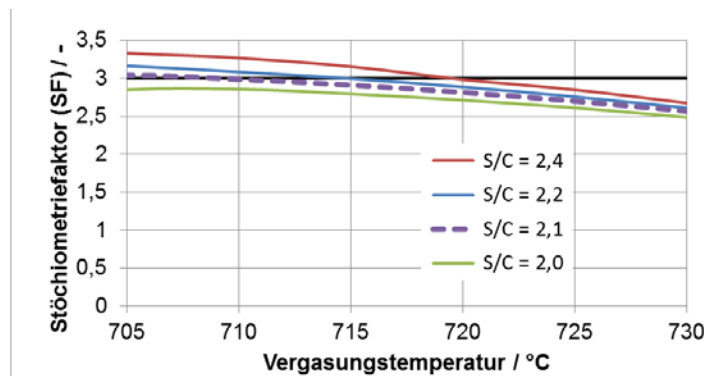


Abbildung 23: Einfluss von Vergasungstemperatur und S/C-Verhältnis auf den Stöchiometriekfaktor SF

Weiterhin wurde bei einem konstanten Druck im Methanisierungsreaktor von 30 bar der Einfluss der Methanisierungstemperatur von 320 bis 380 °C untersucht. In den Abbildungen Abbildung 24 bis Abbildung 26 sind die Konzentrationen von CH₄, H₂ und CO₂ für verschiedene Vergasungstemperaturen und Methanisierungstemperaturen (Kurvenparameter) für ein konstantes S/C-Verhältnis von 2,1 aufgetragen. Zusätzlich wurde eine 40-prozentige Rezirkulation des erzeugten SNG's bei einer Methanisierungstemperatur von 320 °C (grüne gestrichelte Linie) betrachtet, wodurch die höchsten CH₄- und geringsten CO₂- bzw. H₂-Konzentrationen im SNG möglich sind.

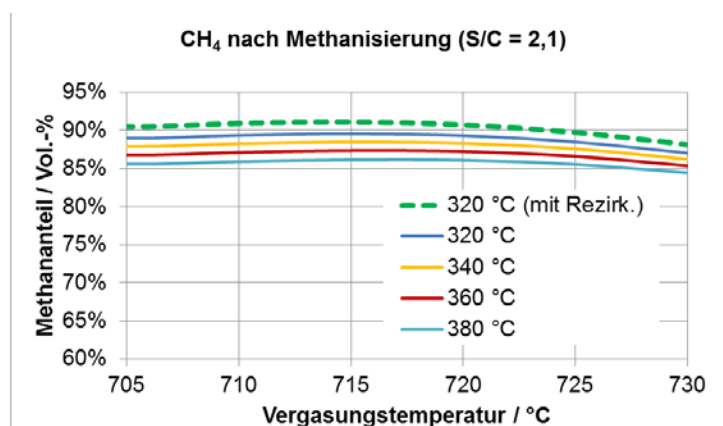


Abbildung 24: Einfluss der Methanisierungstemperatur (Kurvenparameter) auf die Methankonzentration im SNG

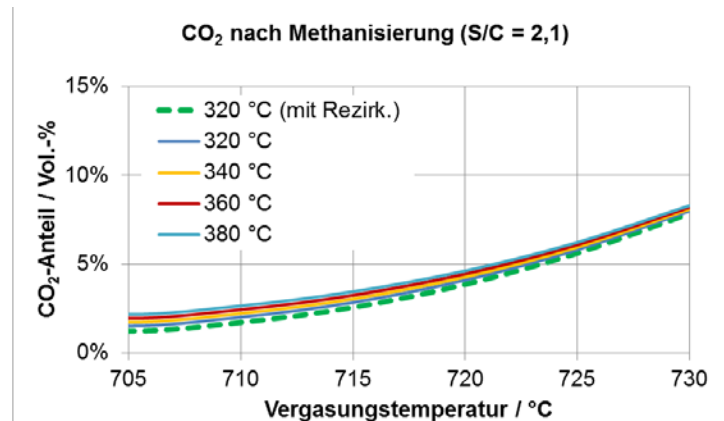
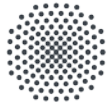


Abbildung 25: Einfluss der Methanisierungstemperatur (Kurvenparameter) auf die CO₂-Konzentration im SNG

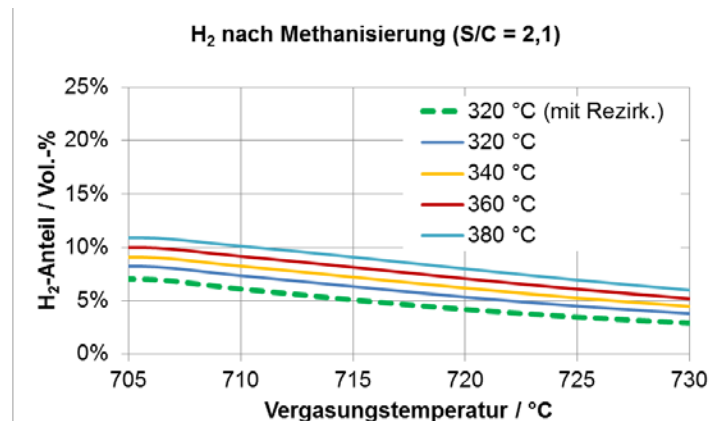
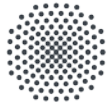


Abbildung 26: Einfluss der Methanisierungstemperatur (Kurvenparameter) auf die Wasserstoffkonzentration im SNG

Abhängig der lokalen Anforderungen zur Einspeisung von SNG in das Erdgasnetz kann das SNG aus der Vergasungsanlage direkt eingespeist werden oder es müsste entweder eine andere Betriebsstrategie gewählt werden oder es sind weitere Anlagenkomponenten zur weiteren Reduktion der H₂- und CO₂-Anteile erforderlich.

Für den Stromerzeugungsbetrieb wurde eine Vergasungstemperatur von 750 °C gewählt. Durch die im Vergleich zu der Methanisierung höheren Vergasungstemperaturen ergeben sich höhere Biomasseumsätze. Allerdings steigen dadurch auch die Wärmeverluste über den Reaktor und die Verweilzeit des Brennstoffs im Vergasungsreaktor ist geringer durch höhere Umlaufraten des Wirbelbettmaterials zwischen dem Vergaser und der Feuerung (Regenerator). Eine noch höhere Vergasungstemperatur hat sich deshalb als nicht sinnvoll herausgestellt.

Bei der Dimensionierung der Wasserelektrolyseanlage wurde anfangs angenommen, dass im Oxy-Betrieb so viel Wasserstoff erzeugt wird, dass das komplette CO₂ im Abgasstrom der Feuerung in Methan umgewandelt werden kann. Unter dieser Annahme resultiert eine elektrische Leistung der Wasserelektrolyseanlage von >180 MW zur Erzeugung des hierfür benötigten Wasserstoffstroms. Beim Vergleich mit dem Stromerzeugungsbetrieb, bei dem die Feuerung mit Luft betrieben wird, resultiert eine Stromerzeugungsleistung am Generator des Gasmotors von nur etwa 25 MW. Im Verlauf des Projekts hat sich gezeigt, dass eine solche



einseitige Betriebsweise nicht optimal in das Stromnetz integriert werden kann. Deshalb wurde die Elektrolyseleistung so weit reduziert, dass der erzeugte Sauerstoff gerade ausreicht, um die Feuerung zu versorgen. Dies hat zur Folge, dass nur noch ein Teil des erzeugten CO₂ aus der Feuerung in Methan umgewandelt werden kann. Die Ergebnisse für diese Betrachtung sind in Tabelle 5 jeweils für die Anlagen vom Typ „Süd“ und „Nord“ aufgetragen.

Tabelle 5: Simulationsergebnisse zu Betriebsart Stromüber- und Stromunterdeckung für Anlagenstandorte „Anlage Süd“ und „Anlage Nord“

	Einheit	Stromüberdeckung		Stromunterdeckung	
		Anlage Süd	Anlage Nord	Anlage Süd	Anlage Nord
Input					
\dot{M}_{RME}	kg/h	159,61	166,50	95,77	99,90
\dot{M}_{O_2}	kg/h	6211,06	5740,37	0,00	0,00
\dot{M}_{CaCO_3}	kg/h	198,62	436,65	198,62	436,65
$\dot{M}_{H_2O, Vergaser}$	kg/h	2092,00	2,05	2,09	2,05
$\dot{M}_{H_2O, Elektrolyse}$	kg/h	6987,44	6457,92	0,00	0,00
\dot{M}_{MDEA}	kg/h	0,02	0,04	0,02	0,04
$P_{el, Elektrolyse}$	MW	38,73	35,79	0,00	0,00
Output					
\dot{M}_{Asche}	kg/h	521,87	850,66	521,87	850,66
\dot{M}_{CaSO_4}	kg/h	270,17	593,94	270,17	593,94
$\dot{M}_{Fluegas, Feuerung}$	kg/h	15647,62	15455,71	73008,18	66226,89
$P_{el, netto, Gasmotor}$	MW	0,00	0,00	22,85	23,05
P_{SNG}	MW	76,96	75,82	0,00	0,00
Wirkungsgrade					
η_{Strom}	%	0,00%	0,00%	25,38%	25,62%
η_{SNG}	%	62,97%	63,50%	0,00%	0,00%

3.4 Marktsimulationen ohne Berücksichtigung von Übertragungsgrenzen

Das Ergebnis der in Abschnitt 2.3 beschriebenen Berechnungen ist ein stündlicher Fahrplan für die hinterlegten Erzeugungsanlagen zur Deckung der residualen Stromnachfrage. Abbildung 27 zeigt exemplarisch das Ergebnis der Berechnungen für Woche 24 im Szenariojahr 2015 und beinhaltet bereits den in Abschnitt 2.4.3 beschriebenen und in Abschnitt 3.5 detailliert gezeigten netzgesteuerten Einsatz der P&B2G-Anlagen.

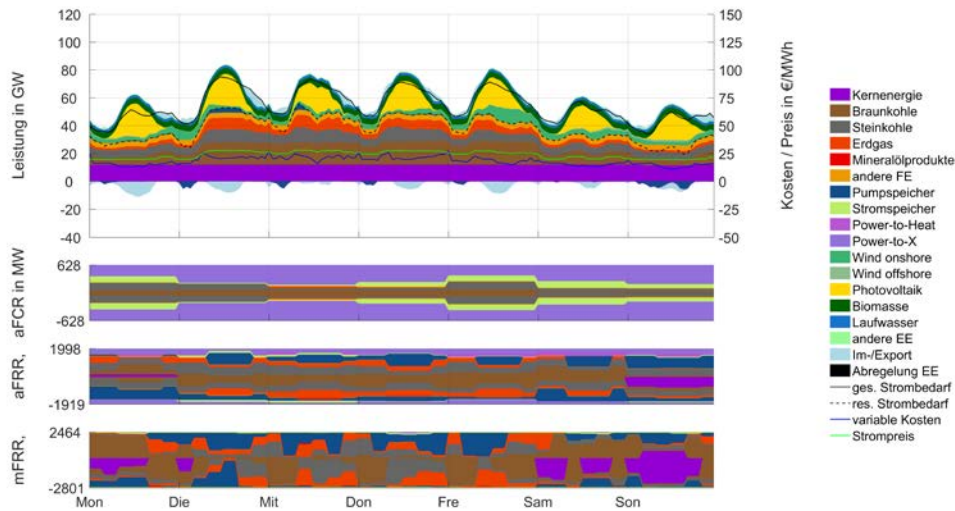


Abbildung 27: Erzeugung und Regelleistungsvorhaltung Szenario 2015 mit P&B2G, Woche 24

Im oberen Graphen ist der Erzeugungsgang dargestellt. Deutlich zu erkennen ist die niedrige Stromnachfrage am Pfingstmontag. Des Weiteren ist die Woche durchgehend geprägt von einer hohen Erzeugung von Strom aus EE-Anlagen, der vor allem an den Wochenenden schon im Jahr 2015 starken Einfluss auf den Fahrplan konventionell befeuerter Stromerzeugungsanlagen hat. Weiterhin in Abbildung 27 dargestellt ist die Vorhaltung von Primär (aFCR)-, Sekundär (aFRR)- und Tertiärregelleistung (mFRR). Hier nimmt die bereits als vollständig installiert unterstellte Stromerzeugungsleistung bzw. Strombezugsleistung von 642 MW bzw. 1049 MW einen hohen Einfluss auf die Vorhaltung von Primärregelleistung, während die Vorhaltung von Sekundär- und Tertiärregelleistung noch weitgehend von konventionellen Erzeugungsanlagen geprägt ist.

Abbildung 28 zeigt für die gleiche Woche detailliert die Erzeugung bzw. den Bezug elektrischer Leistung durch P&B2G-Anlagen und deren Vorhaltung von Regelleistung.

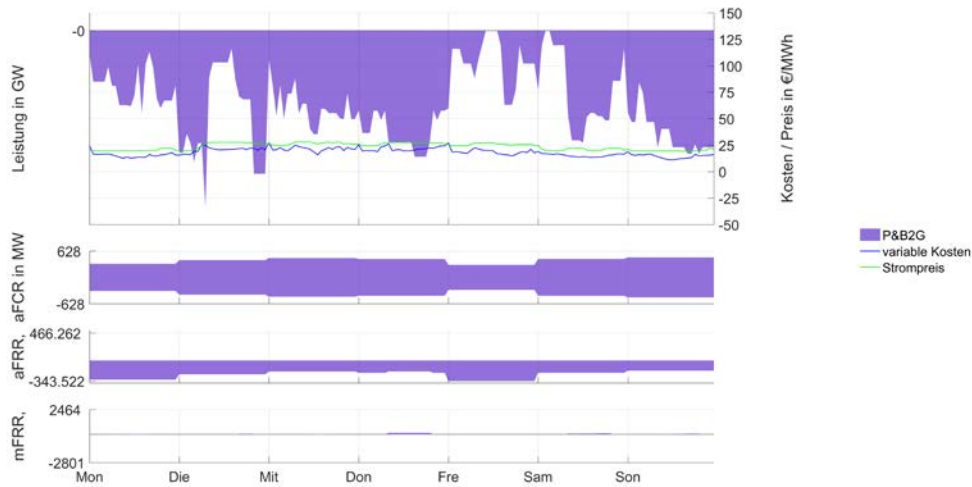


Abbildung 28: Erzeugung und Regelleistungsvorhaltung durch P&B2G-Anlagen, Szenario 2015, Woche 24

Für das dargestellte Szenariojahr ergeben sich mit nur 74 Betriebsstunden in der Stromerzeugung insgesamt wenige Stunden in denen P&B2G-Anlagen Strom produzieren, was sich auch in der beispielhaft gezeigten Woche widerspiegelt. Hier werden die Anlagen sogar überhaupt nicht zur Stromerzeugung genutzt. Das hohe Dargebot an Sonne und Wind, verbunden mit relativ niedriger Stromnachfrage führt dazu, dass die Anlagen nahezu dauerhaft im Betriebsmodus SNG-Erzeugung betrieben werden.

Tabelle 6 zeigt eine Übersicht über die Kenndaten der P&B2G-Anlagen für die berechneten Szenariojahre.

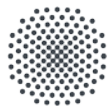
Tabelle 6: Kenndaten zum Betrieb von P&B2G-Anlagen über die Szenariojahre

Szenariojahr	2015	2020	2025
Betriebsstunden insgesamt	8399	8586	8725
Betriebsstunden Stromerzeugung	74	72	810
Betriebsstunden SNG-Erzeugung	8325	8514	7915
Erzeugte Strommenge in MWh	1948	1800	158.820
Bezogene Strommenge in MWh	1.518.300	2.088.400	2.195.000

Die Betriebsstunden zur Stromerzeugung sind in allen Szenariojahren durchweg niedriger als die Betriebsstunden zur SNG-Erzeugung. Allerdings können die Anlagen durch die sehr günstigen Annahmen zum Bezug von Biomasse bzw. dem Verkauf zu Biogaspreisen durch die Erzeugung von SNG auf hohe Einsatzstunden kommen, so dass sich bereits im Jahr 2015 Betriebsstunden von insgesamt über 8000 Stunden realisieren ließen.

3.5 Redispatch von P&B2G-Anlagen zur Netzentlastung

Um den Beitrag von P&B2G als steuerbare Erzeugung bzw. Last im Stromversorgungssystem bewerten zu können, wurden mit den in 3.4 ermittelten Ergebnissen Netzberechnungen nach den in 2.4 beschriebenen Verfahren durchgeführt. Dabei wurde zunächst für jede Stunde der



betrachteten Szenariojahre ausgewertet, wie oft und wie stark unzulässige hohe Auslastungen der Flowgates (70 % der physikalischen Übertragungsfähigkeit) ohne den gesteuerten netzentlastenden Einsatz von P&B2G-Anlagen auftraten. Nach dem Redispatch der P&B2G-Anlagen wurde in einer weiteren Leistungsflussberechnung erneut ausgewertet, wie sich die Netzauslastung verändert hat. Tabelle 7 zeigt die netzbezogenen Kennzahlen für die jeweiligen Szenariojahre.

Tabelle 7: Kennzahlen zur Netzsituation für die Szenariojahre 2015, 2020 und 2025

Szenariojahr	2015	2020	2025
Stunden mit unzulässigen Leitungsauslastungen	7260	8473	8689
Durchschnittliche Leitungsauslastung in Prozent	22,87	36,14	57,99
Durchschnittliche Leitungsauslastung im Überschreitungsfall in Prozent	88,20	109,11	141,58

Bereits im betrachteten Jahr 2015 treten in 7260 Stunden Situationen auf, in denen Flowgate-Auslastungen von mehr als 70 % verzeichnet werden. Die durchschnittliche Leitungsauslastung liegt in diesen Fällen bei etwa 88 %. In den weiteren Szenariojahren 2020 und 2025 nehmen diese Situationen deutlich zu. Während im Jahr 2020 schon 8473 Stunden mit unzulässigen Auslastungen auftreten, ist im Jahr 2025 beinahe in allen Stunden mindestens eine Leitung mehr als 70 % ausgelastet. Die durchschnittlichen Auslastungen erhöhen sich gleichermaßen. Die Netzsituation erscheint bei Auftreten hoher Auslastungen im Jahr 2015 noch moderat, wohingegen in den Jahren 2020 und 2025 mit durchschnittlichen Auslastungen von über 100 % im Überschreitungsfall sehr hohe Auslastungen auftreten.

Abbildung 29 zeigt die absolute Änderung der Flowgate-Auslastungen über jeweils ein Szenariojahr. Zu jedem Zeitpunkt wurde dabei die Summe aller Leistungsflüsse aufsummiert und davon die Summe aller Leistungsflüsse nach dem Redispatch von P&B2G-Anlagen subtrahiert. Das Ergebnis ist somit die Verbesserung bzw. Verschlechterung der Leistungsflusssituation im betrachteten Netz.

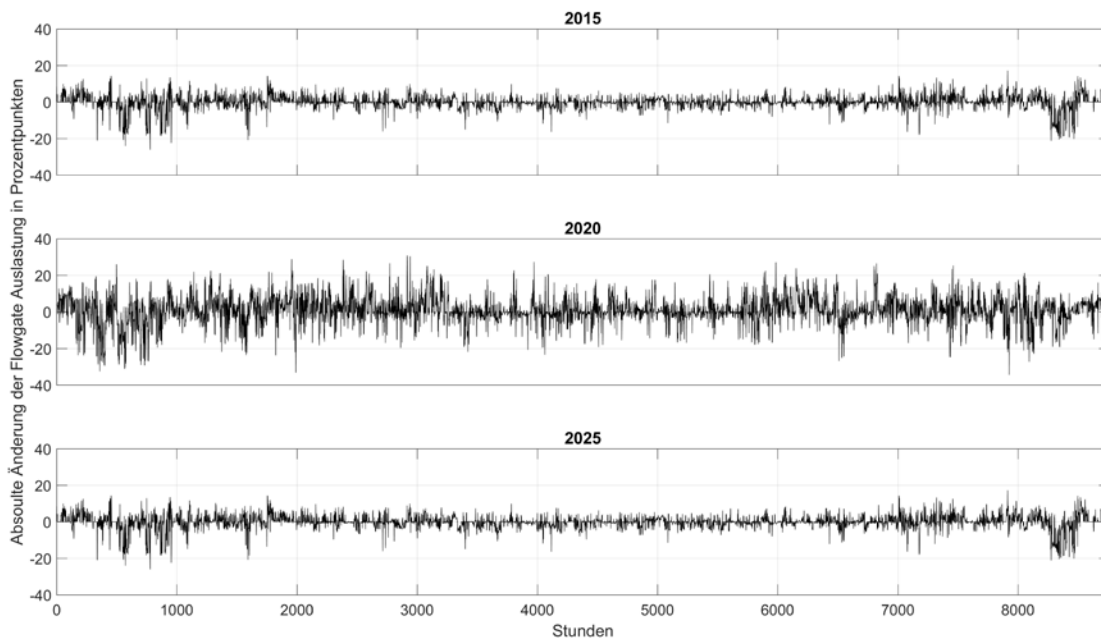


Abbildung 29: Absolute Änderung in Prozentpunkten der Flowgate-Auslastungen bezüglich der Ausgangsnetzsituation

Die Abbildung zeigt, dass sich vor allem im Betrachtungsjahr 2020 nicht nur positive Änderungen der Netzsituation ergeben. Da sich unzulässige Auslastungen häufig durch die Ungleichverteilung der Stromnachfrage einerseits, und der Erzeugung aus EE-Anlagen andererseits ergeben, treten diese oftmals in den gleichen Netzbereichen bzw. Regionen auf. Dies hat zur Folge, dass nicht nur einzelne Flowgates zwischen Regionen hohe Auslastungen erfahren, sondern gleich mehrere, die wiederum mit anderen Regionen verbunden sind. So kann eine gezielte Entlastung des zunächst höchstausgelasteten Flowgates, wie in diesem Projekt umgesetzt, auch eine Erhöhung der Auslastung der benachbarten Verbindungen nach sich ziehen. Die Jahre 2015 und 2025 zeigen dagegen eine über den gesamten Zeitraum hinweg betrachtet tendenzielle Entlastung des Übertragungsnetzes von durchschnittlich 1,9 Prozentpunkten bzw. 2,45 Prozentpunkten gegenüber dem Jahr 2020 mit einer durchschnittlichen Erhöhung der Leistungsflüsse von 0,84 Prozentpunkten. In Abbildung 30 ist die Änderung der Betriebsweise der P&B2G-Anlagen nach dem Redispatch gegenüber der fahrplanbasierten Einsatzweise dargestellt.

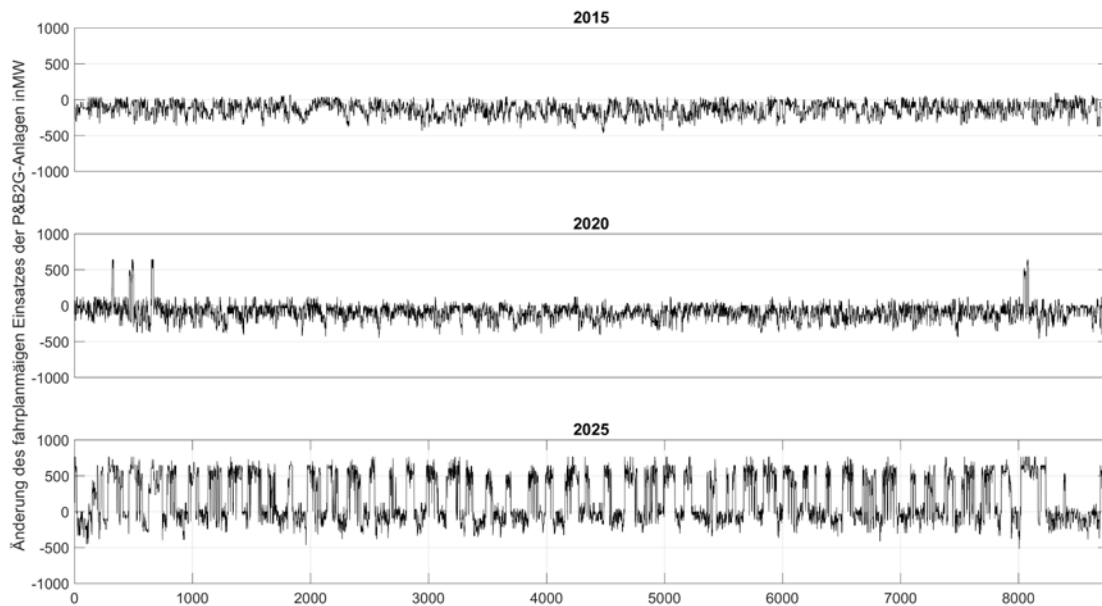


Abbildung 30: Änderung der Betriebsweise der P&B2G-Anlagen gegenüber Fahrplan

Für das Jahr 2015 ist ersichtlich, dass die Anlagen moderat agieren und hauptsächlich in negativer Richtung engpassauflösend eingesetzt werden. Für das Jahr 2020 ergibt sich ein ähnliches Bild, wobei zu einzelnen Stunden die Anlagenleistungen stark in den positiven Bereich ausschlagen. Im Jahr 2025 versuchen die Anlagen, die häufig auftretenden Überschreitungen der Leitungsauslastungen zu beheben. Die tendenzielle Entwicklung in Richtung positiver Leistungsänderungen ist dabei vermutlich von der Positionierung der Anlagen verursacht; ein Großteil befindet sich im Süden und Westen des Netzgebietes, wo durch die zunehmende Einspeisung aus EE-Anlagen im nord-östlichen Bereich und die Lage der Verbrauchszentren im südlichen und westlichen Netzgebiet eher Strombezugserhöhungen zu erwarten sind, um Netzengpässen entgegenzutreten.

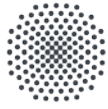
3.6 Ökobilanzierung

Die Ökobilanzierung umfasst, wie bereits in Kapitel 2.5 ausgeführt, die detaillierte Betrachtung der P&B2G-Anlagen, sowie die Ermittlung des ökologischen Nutzens von P&B2G-Anlagen für die deutsche Stromversorgung. Die Ergebnisse werden im Folgenden beschrieben.

3.6.1 Ökobilanzierung der P&B2G-Anlagen und Vergleich mit Referenztechnologien

Nachfolgend werden die Ergebnisse der Ökobilanzierung für die P&B2G-Anlagenklassen „Anlage Süd“ und „Anlage Nord“ dargestellt, sowie die Gegenüberstellung mit den Referenztechnologien der Biomassefeuerung in Baden-Württemberg und der konventionellen Erdgasversorgung in Deutschland vorgenommen.

Zunächst wird die Stromerzeugung der P&B2G-Anlagen betrachtet. Die Ergebnisse beziehen sich daher auf 1 kWh Nettostromerzeugung. Am Beispiel von Ergebnissen für die „Anlage Süd“ zeigt sich der Einfluss der CO₂-Einbindung auf das Treibhauspotential der Stromerzeugung von P&B2G-Anlagen. In Abbildung 31 ist erkennbar, dass beim Wachstum der verschiedenen Biomassearten durch Photosynthese CO₂ eingebunden wird (negativer Wert bei



der Bereitstellung der Biomasse). Dieselbe Menge an CO₂ wird bei der Vergasung der Biomasse wieder an die Umwelt abgegeben (positiver Wert bei der Vergasung der Biomasse). Das gesamte Treibhauspotential der Stromerzeugung der P&B2G-Anlage ergibt sich, wenn die Treibhauspotentiale für die Bereitstellung und die Vergasung der Biomasse aufsummiert werden. Da die CO₂-Bilanz des Biomassematerials neutral ist, beinhaltet der resultierende Gesamtwert alle Emissionen, die für den Bau des Biomassekraftwerks, durch die Herstellung und Betrieb der Anbau- und Erntemaschinen, durch den Biomassetransport mit LKWs zur Anlage, sowie die Entsorgung von Abfällen hervorgerufen werden (siehe rechter Balken in Abbildung 31). Für die „Anlage Süd“ ergibt sich ein Gesamtwert von 77 g CO₂-Äquiv./kWh Nettostromerzeugung.

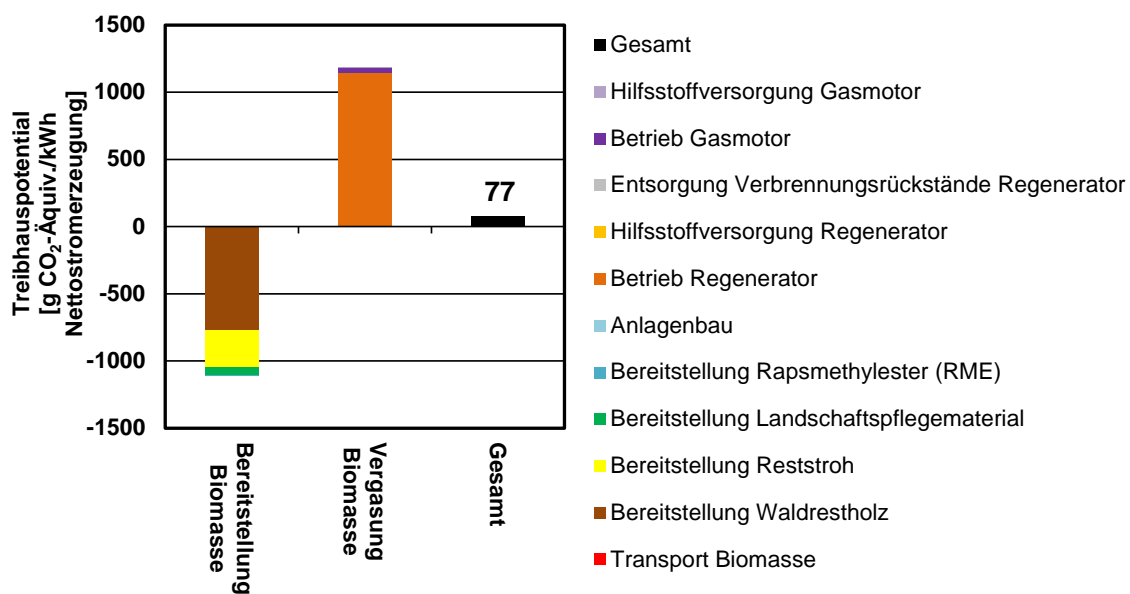


Abbildung 31: Treibhauspotential der Stromerzeugung der P&B2G-Anlagenklasse „Anlage Süd“

In Abbildung 32 sind die Treibhausgasemissionen der Anlagenklassen „Anlage Süd“ und „Anlage Nord“ gegenübergestellt. Bei den Treibhausgasemissionen der Biomassebereitstellung sind die unterschiedlichen Biomassezusammensetzungen der beiden Anlagenklassen erkennbar. Die Treibhausgasemissionen bei der P&B2G-Stromerzeugung werden vom Regenerator und vom Gasmotor an die Umwelt abgegeben. Der Gesamtwert der Treibhausgasemissionen der „Anlage Nord“ ergibt sich zu 81 g CO₂-Äquiv./kWh Nettostromerzeugung.

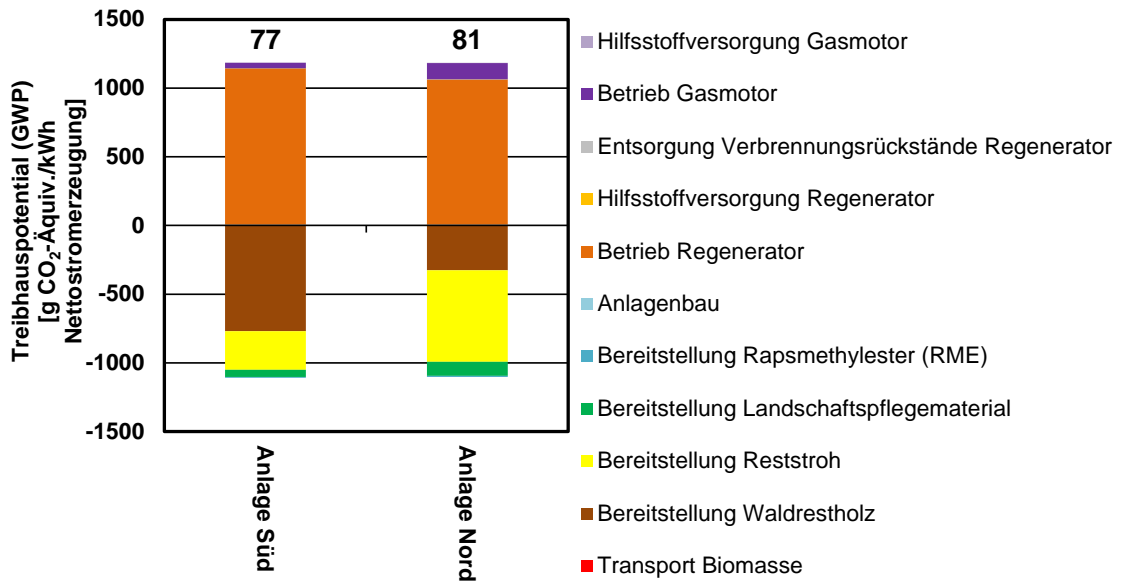
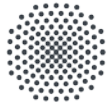


Abbildung 32: Vergleich der Treibhauspotentials der Stromerzeugung der P&B2G-Anlagenklassen „Anlage Süd“ und „Anlage Nord“

In Abbildung 33 sind die sich für die beiden P&B2G-Anlagenklassen ergebenden Gesamtwerte der Treibhausgasemissionen detailliert beschrieben und der Biomasseverfeuerung gegenübergestellt. Im Ökobilanzmodell der Biomassefeuerungsanlage sind die in Kapitel 2.5.1 beschriebenen Rahmenbedingungen für Baden-Württemberg hinterlegt. Der zuvor für die Stromerzeugung beschriebene Mechanismus der CO₂-Einbindung ist auch auf die Biomasseverfeuerung übertragbar.

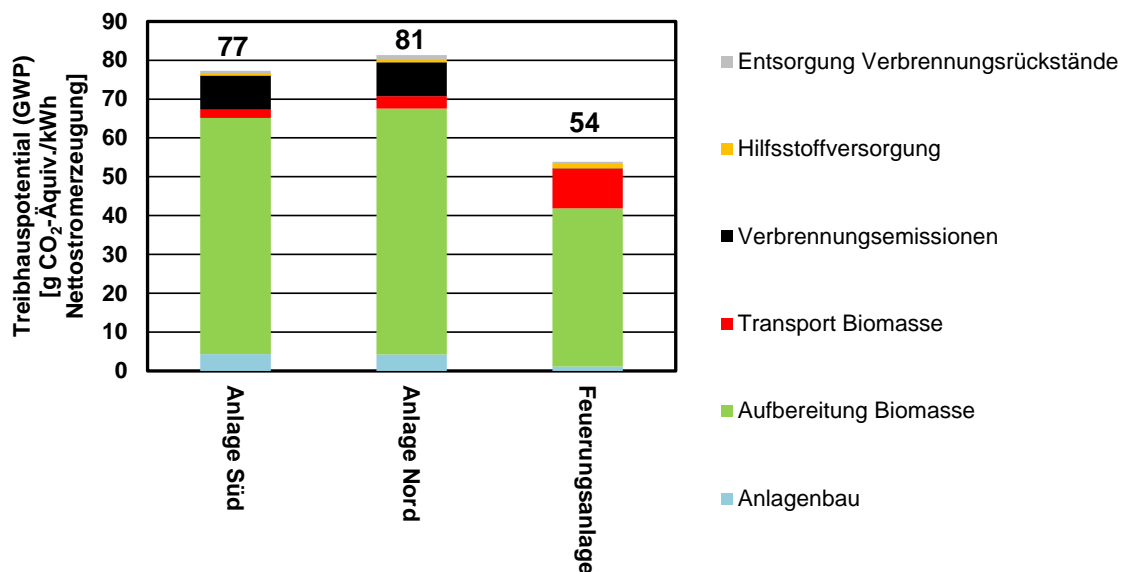
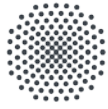


Abbildung 33: Gegenüberstellung der Treibhausgasemissionen der Stromerzeugung der P&B2G-Anlagen und einer Biomassefeuerungsanlage



Zunächst lässt sich aus Abbildung 33 ableiten, dass die Stromerzeugung aus P&B2G-Anlagen höhere Treibhausgasemissionen als die Stromerzeugung aus der Biomasseverfeuerung mit sich bringt. Die größte Differenz zwischen den Treibhausgasemissionen der P&B2G-Anlagen und der Biomassefeuerungsanlage wird durch den unterschiedlichen Biomassemix hervorgerufen. So ist die Ernte und Aufbereitung der Biomassearten Gebrauchtholz, Laubholz, Nadelholz und Gewerbehholz, die zu 82 % zum Biomassemix für baden-württembergische Biomassefeuerungsanlagen beitragen, mit niedrigeren Treibhausgasemissionen verbunden als bei Reststroh, Waldrestholz und Landschaftspflegematerial. Vor allem Landschaftspflegematerial weist hohe spezifische Treibhausgasemissionen für die Ernte und Aufbereitung auf. Dieser Einfluss zeigt sich auch im Vergleich zwischen den Treibhausgasemissionen der „Anlage Süd“ und der „Anlage Nord“. Der höhere Ausstoß von treibhauswirksamen Verbrennungsemissionen bei den P&B2G-Anlagen wird durch die Methan- und Lachgasemissionen des Gasmotors hervorgerufen. Die Treibhausgasemissionen aus dem Biomassetransport fallen bei P&B2G-Anlagen weniger ins Gewicht als bei der Biomassefeuerungsanlage, da kürzere Transportdistanzen zugrunde gelegt werden. Der Bau der P&B2G-Anlagen und der Feuerungsanlage sowie die Herstellung ihrer Komponenten tragen nur im untergeordneten Maße zu den Treibhausgasemissionen bei. Die Herstellung der Komponenten für die Wasserstoffelektrolyse weist hier den mit Abstand größten Anteil auf, gefolgt vom Bau der Biomassevergasungsanlage.

Auf die Gegenüberstellung des Versauerungspotentials der Stromerzeugung der P&B2G-Anlagen und der Biomassefeuerungsanlage sind die Aussagen, die bei der Auswertung des Treibhauspotentials getroffen wurden, prinzipiell übertragbar (z. B. der Einfluss des Biomassemix, des Biomassetransports und des Anlagenbaus). Markantester Unterschied sind die im Vergleich zur Biomasseverfeuerung weit geringeren zum Versauerungspotential beitragenden Betriebsemissionen der Stromerzeugung der P&B2G-Anlagen. Der Grund für das niedrige Versauerungspotential des Anlagenbetriebs ist die kalksteinbasierte Schwefelabscheidung, die zu minimalen SO_2 -Emissionen sowohl des Regenerators, als auch des Gasmotors beiträgt. Ein weiterer relevanter Beiträger zum Versauerungspotential der P&B2G-Anlagen ist die Bereitstellung des Rapsmethylesters (RME) für die RME-Wäsche.

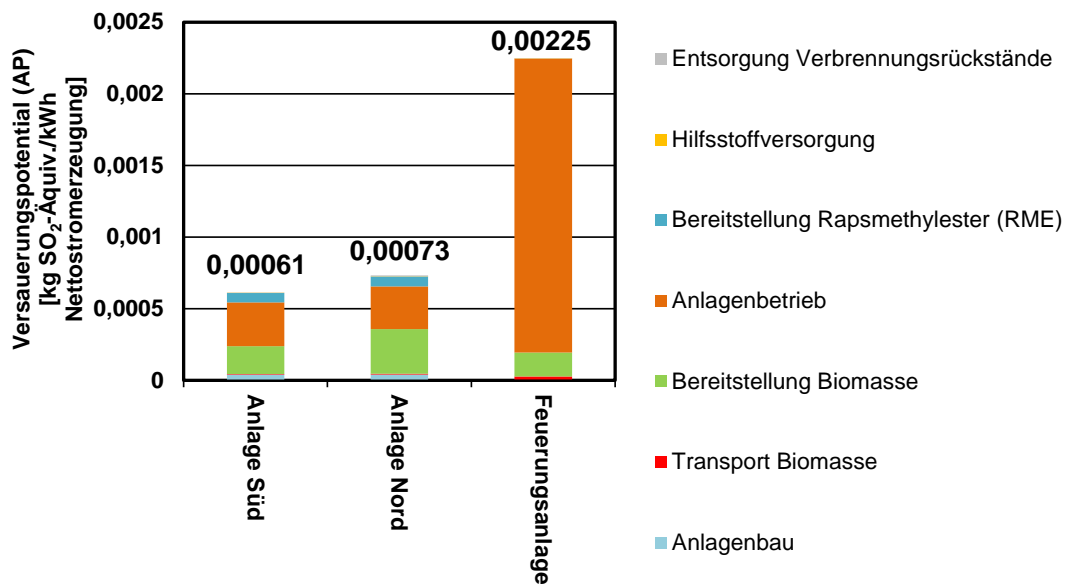


Abbildung 34: Gegenüberstellung des Versauerungspotentials der Stromerzeugung der P&B2G-Anlagen und einer Biomassefeuerungsanlage

Im Folgenden wird die SNG-Erzeugung der P&B2G-Anlagen betrachtet und der konventionellen Erdgasversorgung in Deutschland gegenübergestellt. Die Ergebnisse beziehen sich auf die Bereitstellung von 1 kg SNG bzw. Erdgas. Wie in Kapitel 2.5.1 beschrieben, wird als Stromquelle für die Elektrolyse der deutsche Windkraftmix für 2012 angenommen. Auch bei der SNG-Erzeugung zeigt sich der Einfluss der CO₂-Einbindung auf das Treibhauspotential von P&B2G-Anlagen (siehe Abbildung 35). Außerdem ist auch bei der SNG-Erzeugung der Einfluss des Biomassemix auf das Treibhauspotential erkennbar. Die Auswirkungen der CO₂-Einbindung sind dabei weit größer als die Treibhausgasemissionen der Stromversorgung der P&B2G-Anlagen mit Windkraft, des Anlagenbaus, des Biomassetransports und des Anlagenbetriebs. Daher ergibt sich als Summe ein negatives Treibhauspotential. Wird den Treibhauspotentialen der P&B2G-Anlagen das Treibhauspotential der konventionellen Erdgasversorgung gegenübergestellt, zeigt sich ein hohes Einsparpotenzial an Treibhausgasemissionen. Diese Einsparungen können unabhängig von der Verwendung des SNGs bzw. Erdgas (Verwendung z. B. zur Strom- oder Wärmeerzeugung, oder als Eingangsstoff für chemische Prozesse) erzielt werden.

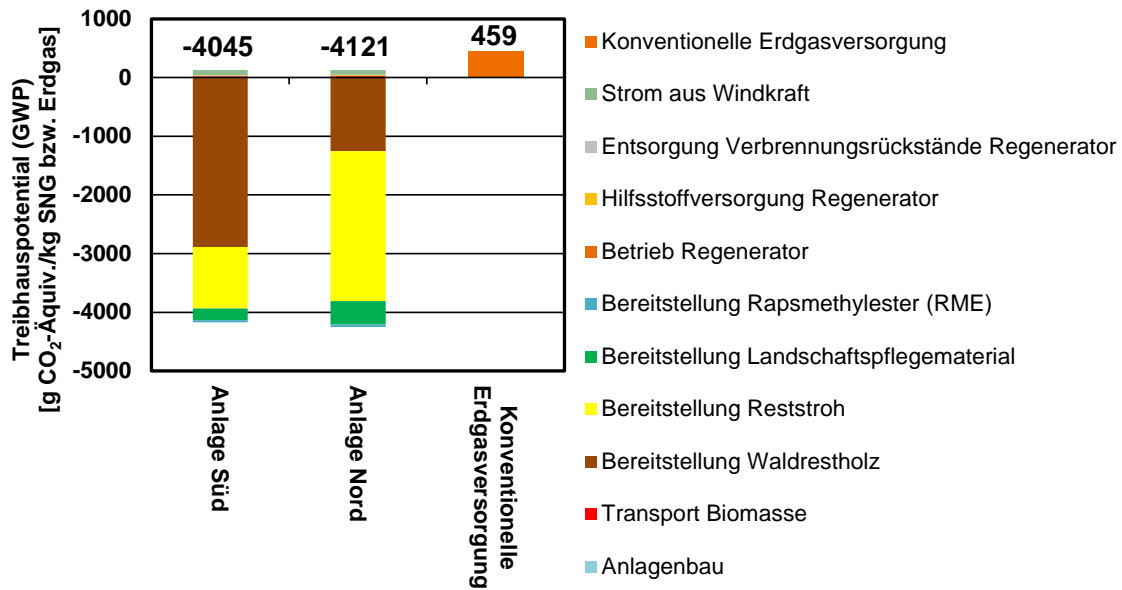


Abbildung 35: Gegenüberstellung des Treibhauspotentials der SNG-Erzeugung der P&B2G-Anlagen und der konventionellen Erdgasversorgung

Bei der Betrachtung des Versauerungspotentials der SNG-Erzeugung der P&B2G-Anlagen zeigt sich, dass sich trotz der niedrigen Betriebsemissionen der P&B2G-Anlagen höhere Versauerungspotentiale im Vergleich zur konventionellen Erdgasversorgung ergeben. Die höheren Werte beim Versauerungspotential werden in erster Linie durch die Bereitstellung der Biomasse und des Rapsmethylesters für die RME-Wäsche verursacht. Höhere Anteile an Reststroh und Landschaftspflegematerial am Biomassemix, führen dabei zu einem höheren Versauerungspotential. Weitere relevante Beiträge sind die Stromversorgung der P&B2G-Anlagen, sowie der Anlagenbau.

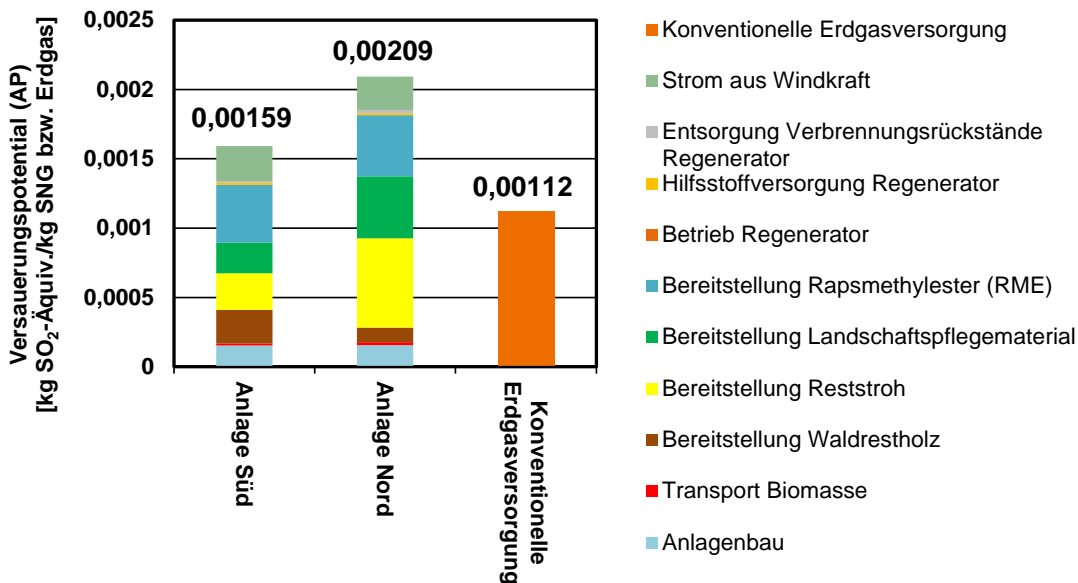


Abbildung 36: Gegenüberstellung des Versauerungspotentials der SNG-Erzeugung der P&B2G-Anlagen und der konventionellen Erdgasversorgung

3.6.2 Ermittlung des ökologischen Nutzens von P&B2G für die Stromversorgung

Auf Basis der in Kapitel 2.5.2 beschriebenen Methode wurde der ökologische Nutzen von P&B2G-Anlagen für die deutsche Stromversorgung ermittelt. Die Berechnung der Ergebnisse wird zunächst am Beispiel des Szenarios „P&B2G 2025“ veranschaulicht. Im Anschluss wird der ökologische Nutzen für die Jahre 2015, 2020 und 2025 quantifiziert und die Gründe für die ökologischen Verbesserungen identifiziert. Alle Ergebnisse beziehen sich auf die Bereitstellung von 1 kWh elektrischer Energie in Form von Niederspannung beim Stromverbraucher.

In Abbildung 37 ist dargestellt, wie die Teilergebnisse der Ökobilanz der Stromerzeugung mit stündlicher Auflösung und die Teilergebnisse der aggregierten Ökobilanz der Stromerzeugung zu einem Umweltprofil der Stromversorgung in stündlicher Auflösung zusammengefasst werden. Für das in Abbildung 37 dargestellte Szenario „P&B2G 2025“ ergibt sich am 21.04.2025 zwischen 18:00 und 19:00 Uhr ein Jahresmaximum des Treibhauspotentials von 1,232 kg CO₂-Äquiv./kWh Stromverbrauch und am 20.04.2025 zwischen 13:00 und 14:00 Uhr ein Jahresminimum von 0,133 kg CO₂-Äquiv./kWh Stromverbrauch. Werden alle 8759 Stundenintervalle des Treibhauspotentials über das Jahr 2025 aggregiert, ergibt sich ein Jahresdurchschnittswert von 0,470 kg CO₂-Äquiv./kWh Stromverbrauch. Das Treibhauspotential der P&B2G-Anlagen wird durch die Kombination der in der Marktsimulation berechneten stündlich aufgelösten Betriebsdaten und der in Abbildung 33 dargestellten Treibhauspotentiale der P&B2G-Anlagen ermittelt. Das Versauerungspotential wird in analoger Weise ermittelt.

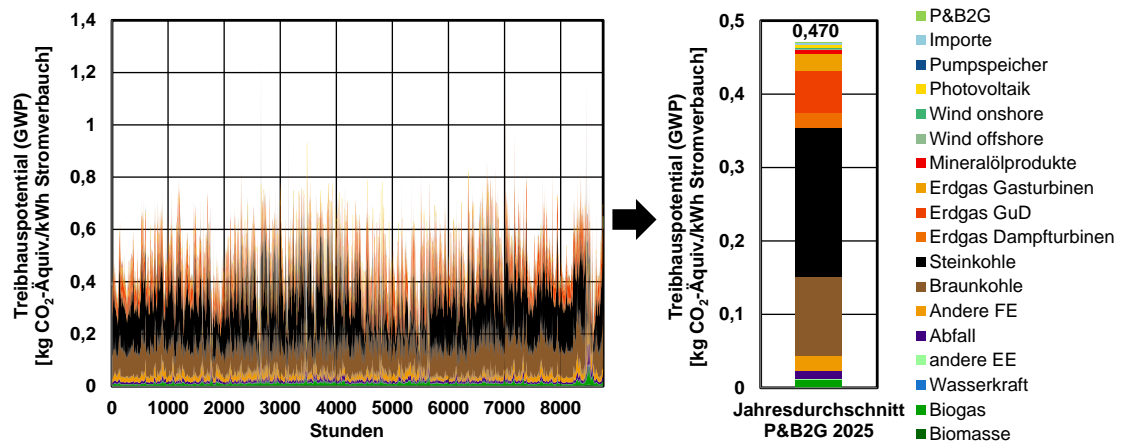


Abbildung 37: Treibhausgasemissionen der deutschen Stromversorgung in stündlicher Auflösung und Aggregation zu Jahresdurchschnittswerten

Nachfolgend wird durch den Vergleich der Szenarien mit und ohne P&B2G für die Jahre 2015, 2020 und 2025 der ökologische Nutzen der P&B2G-Anlagen für die deutsche Stromversorgung beschrieben. Wie in Abbildung 38 dargestellt ist, werden in allen Szenariojahren durch den Einsatz von P&B2G-Anlagen die Treibhausgasemissionen der deutschen Stromversorgung reduziert. Dieses Ergebnis ist auch auf das Versauerungspotential übertragbar: für 2015 sinkt das Versauerungspotential deutschen Stromversorgung um 1,9%, für 2020 um 0,5% und für 2025 um 6,5%. Der Grund für die Reduzierung der Umweltwirkungen ist ein reduzierter Betrieb fossil befeuerter Kraftwerke. Die Jahresnettostromerzeugung der fossil befeuerten Kraftwerke (Braunkohlekraftwerke, Steinkohlekraftwerke, GuD-Kraftwerke, Gasturbinenkraftwerke und



Gas-Dampfkraftwerke) würde beim Einsatz von P&B2G-Anlagen 2015 um 4,8%, 2020 um 0,8% und 2025 um 0,5% sinken. Im Jahr 2025, in dem der größte ökologische Nutzen durch P&B2G-Anlagen erzielt werden kann, wird vor allem der Betrieb von emissionsreichen Braunkohlekraftwerken vermieden, die Nettostromerzeugung aus Braunkohle geht um 9,9% zurück.

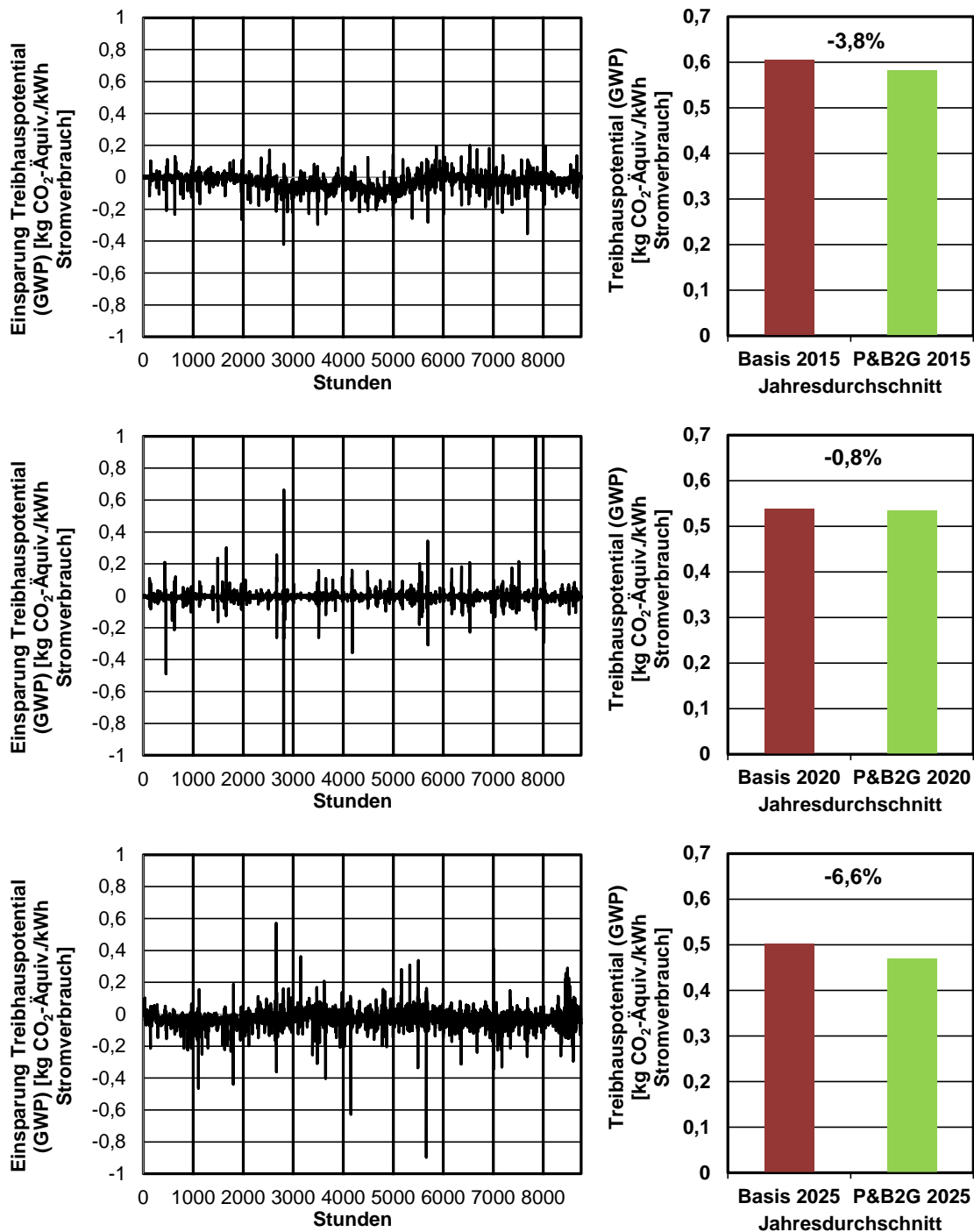


Abbildung 38: Ökologischer Nutzen von P&B2G-Anlagen für die deutsche Stromversorgung am Beispiel des Treibhauspotentials

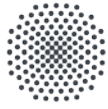


4 Zusammenfassung

Durch eine Standortanalyse unter Berücksichtigung des 220 kV- und des 380 kV-Netzes stromseitig, und des Gasfernleitungsnetzes gasseitig wurden unter der Bedingung eines maximal erlaubten Abstandes zwischen den beiden Infrastrukturen 28 Standorte für P&B2G-Anlagen ermittelt. Für diese wurden aus der prozesstechnischen Analyse installierbare Leistungen hinsichtlich der Strom- und der SNG-Erzeugung festgelegt und somit der Biomassebedarf mit zugehörigem Biomasseaktionsradius berechnet.

Die im Projekt untersuchten, bisher nicht verwendeten Biomassepotenziale Waldrestholz, Stroh und Landschaftspflegematerial weisen große Unterschiede hinsichtlich ihrer Vergasbarkeit auf. Daher wurde eine genaue Betrachtung mittels Prozesssimulationen durchgeführt. Aufgrund der Ähnlichkeit der Biomassevorkommen für Anlagen im Süden bzw. Norden von Deutschland wurden die einzelnen Biomassezusammensetzungen in die Anlagenklassen „Anlage Süd“ und „Anlage Nord“ zusammengefasst. Mit den berechneten Wirkungsgraden und variablen Kosten für die Strom- bzw. SNG-Erzeugung wurden Marktsimulationen mit einer optimierenden Kraftwerkseinsatzberechnung durchgeführt. Diese zeigten, dass die implementierten Anlagen unter den Annahmen einer vollständigen Befreiung von Netzentgelten und Umlagen sowie einer Erlösmöglichkeit des SNG auf dem Niveau von Biogas bereits im Szenariojahr 2015 vergleichsweise hohe Einsatzstunden im SNG-Modus zeigten. Die Stromerzeugung blieb allerdings hinter dem Einsatz im SNG-Betrieb weit zurück. Für die weiter betrachteten Szenariojahre 2020 und 2025 konnte für beide Modi eine deutlich höhere Einsatzstundenzahl berechnet werden. In zusätzlichen Untersuchungen zur Berücksichtigung von Netzrestriktionen wurden die Anlagen im Anschluss an die Fahrplanberechnung aus den Marktsimulationen beim Auftreten unzulässig hoher Leitungsauslastungen als steuerbare Erzeugung bzw. Last eingesetzt. Der Leistungsfluss über überlastete Leitungen konnte so teilweise reduziert werden, ein Redispatch von konventionellen Stromerzeugungsanlagen musste allerdings nach wie vor durchgeführt werden.

Die Ökobilanzierung der P&B2G-Anlagen wurde mit einem neu entwickelten Ökobilanzmodell durchgeführt, das auf Ergebnissen der Prozesssimulation, sowie aus zusätzlichen Literaturangaben und Hintergrunddaten der GaBi-Datenbank [6] basiert. Die Ökobilanz der P&B2G-Anlagen ist zunächst in starkem Maße von der CO₂-Einbindung der Biomasse beeinflusst. Für die Stromerzeugung von P&B2G-Anlagen ergeben sich weit geringere Treibhausgasemissionen als für die Stromerzeugung mit fossilen Brennstoffen. Die Stromerzeugung der P&B2G-Anlagen wurde der Referenztechnologie der Stromerzeugung mit Biomassefeuerungsanlagen gegenübergestellt. Die Stromerzeugung aus P&B2G-Anlagen weist zwar in Summe höhere Treibhausgasemissionen als die Stromerzeugung durch Biomasseverfeuerung auf, da die Ernte und Aufbereitung der eingesetzten Biomasse, insbesondere des Landschaftspflegematerials aufwändiger ist. P&B2G-Anlagen bieten jedoch im Vergleich zu Biomassefeuerungsanlagen den Mehrwert der Stromaufnahme bei der SNG-Erzeugung. Wird das Versauerungspotential betrachtet, weisen P&B2G-Anlagen bessere Werte als Biomassefeuerungsanlagen auf, da aufgrund der kalksteinbasierten Schwefelabscheidung nur minimale SO₂-Emissionen sowohl am Regenerator, als auch am Gasmotor auftreten. Für die SNG-Erzeugung der P&B2G-Anlagen ergibt sich im Vergleich zur Referenztechnologie der konventionellen Erdgasversorgung aufgrund der CO₂-Einbindung der Biomasse ein signifikant niedrigeres Treibhauspotential. Das Versauerungspotential der SNG-Erzeugung übersteigt das



Versauerungspotential der konventionellen Erdgasversorgung. Das im Vergleich höhere Versauerungspotential wird in erster Linie durch die Biomassebereitstellung verursacht.

Zur Ermittlung des ökologischen Nutzens der P&B2G-Anlagen für die deutsche Stromversorgung wurde eine neuartige Methode entwickelt, die die realitätsnahe stündlich aufgelöste Ermittlung des Umweltprofils der durch fluktuierende erneuerbare Energien stark variierenden Stromversorgung ermöglicht. Das auf Basis der Methode entwickelte Berechnungstool verwendet die Kraftwerkseinsatzdaten, die sich aus den Szenarien mit und ohne P&B2G für die Jahre 2015, 2020 und 2025 ergeben, um das Umweltprofil der Stromversorgung stündlich aufgelöst mit und ohne P&B2G darzustellen und so einen Vergleich der Szenarien auf Jahressicht zu ermöglichen. Durch den Einsatz von P&B2G-Anlagen werden in allen Szenariojahren Treibhausgasemissionen im einstelligen Prozentbereich gesenkt, sowie das Versauerungspotential der deutschen Stromversorgung reduziert. Der Grund für die Verringerung der Umweltwirkungen ist ein reduzierter Betrieb fossil befeuerter Kraftwerke. Die P&B2G-Technologie kann also zu einer umweltfreundlicheren Stromversorgung beitragen.

4.1 Diskussion der Ergebnisse

Bei der Suche nach Standorten wurden zum einen lediglich die bisher ungenutzten Biomassepotenziale Waldrestholz, Stroh und Landschaftspflegematerial berücksichtigt, und diese zum anderen auch vollständig erschlossen. Somit wurde keine konkurrierende Nutzung unterstellt. Die Verwendung klassischer Biomassepotenziale aus Nutzpflanzen und Holz wurde für dieses Projekt explizit ausgeschlossen, könnte aber in weiterführenden Untersuchungen zu einem größeren Potenzial für die P&B2G-Technologie führen und weiterhin positiven Einfluss auf die Prozesstechnik haben, durch bessere Voraussetzungen bezüglich der Vergasbarkeit und des spezifischen Energieinhalts. Für die Untersuchungen wurden Daten des 220 kV- und des 380 kV-Netzes verwendet, wobei potenzielle P&B2G-Anlagen aufgrund ihrer Leistungsgröße typischerweise eher an das Mittelspannungsnetz angeschlossen würden. Die Verwendung von Daten zu Stromnetzen niedrigerer Spannungsebene würde außerdem dazu führen, dass durch die Verfeinerung der Daten mehrere Standorte berechnet werden könnten. Allerdings müssten entweder die Anlagenleistungen in gleichem Maße herabgesetzt werden, oder weitere Biomassearten herangezogen werden, da der Biomassebedarf der Anlagen die einschränkende Komponente für die Standortanalyse darstellt, und somit trotzdem keine zusätzlichen Anlagen installiert werden könnten. Analog zum Stromnetz gilt ebenso, dass die Verfeinerung der Daten bezüglich des Gasnetzes zu weiteren potenziellen Standorten führt. Dies konnte explizit für das Netzgebiet Baden-Württemberg gezeigt werden, wo detaillierte geografische Informationen zum Fernleitungsgasnetz vorlagen. Des Weiteren wurde als maximal erlaubter Abstand zwischen Strom- und Gasnetz, und damit einschränkend für die Standortanalyse, eine Distanz von 10 km gewählt. Diese sollte allerdings nicht weiter erhöht werden, da darüber hinaus keine Kostenbeteiligung am Anschluss einer gaseinspeisenden Anlage durch den Gasnetzbetreiber erfolgt.

Anhand von Prozesssimulationen zum Vergasungsprozess konnten optimale Betriebsweisen zur SNG- und Stromerzeugung für typische Anlagenstandorte in Nord- und Süddeutschland gefunden werden. Neben einer optimalen Wärmeintegration zwischen den einzelnen Komponenten im Vergasungsprozess lag der Fokus besonders auf der Identifikation des Methanisierungsprozesses. Hierzu wurde ein kinetischer Ansatz gewählt, um Gasverweilzeiten des Synthesegases in dem Wirbelschicht-Methanisierungsreaktor zu berücksichtigen und dadurch detailliertere Aussagen zu einer für die Methanisierung optimalen

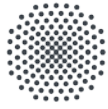


Synthesegaszusammensetzung zu erhalten. Mit dieser Methode konnte gezeigt werden, dass, wenn keine sehr langen Synthesegasverweilzeiten vorliegen, Restkonzentrationen von Wasserstoff im SNG zu erwarten sind und je nach lokalen Einspeiserichtlinien von SNG in das Erdgasnetz ein weiterer apparatetechnischer Aufwand nötig ist. Durch die Verwendung von Kalkstein als Wirbelbettmaterial lässt sich CO₂ aus dem Synthesegas abscheiden, wodurch sich höhere Heizwerte einstellen und hohe Wasserstoffkonzentrationen erreicht werden. Darüber hinaus bietet die Verwendung eines kalksteinbasierten Wirbelbettmaterials die Möglichkeit, Schwefelkomponenten bereits direkt im Vergasungsreaktor aus dem Synthesegas abzuscheiden, wodurch nachgeschaltete Abgasreinigungsstufen kleiner dimensioniert werden können.

Die durchgeführten Marktsimulationen basieren auf der Verwendung variabler Kosten und minimieren diese für das Gesamtsystem. Demzufolge wurden lediglich die variablen Kosten der Strom- und SNG-Erzeugung berücksichtigt und die Investitionskosten von biomassebasierten Vergasungsanlagen konnten nicht berücksichtigt und somit keine Aussagen zur Wirtschaftlichkeit einer Investition getroffen werden. Die erhaltenen Ergebnisse lassen durch die hohe Anzahl an Betriebsstunden im SNG-Modus jedoch darauf schließen, dass unter den in den Untersuchungen implementierten, jedoch noch nicht umgesetzten regulatorischen Rahmenbedingungen für Power-to-Gas-Anlagen, diese gegebenenfalls in einigen Jahren wirtschaftlich betrieben werden könnten. Eine hohe Anzahl an Betriebsstunden könnte weiterhin schneller erreicht werden, wenn die Anlagen zusätzlich für eine netzdienliche Betriebsweise, beispielsweise zur Auflösung von Netzengpässen entlohnt würden und so Arbeitspunktwechsel und zusätzliche Emissionen konventioneller Anlagen reduzieren könnten.

Der Beitrag zur Reduktion von Netzengpässen konnte nachgewiesen werden, sollte aber in weiteren Untersuchungen, insbesondere unter der Berücksichtigung der Wirtschaftlichkeit des Arbeitspunktwechsels von P&B2G- und konventionellen Anlagen weiter untersucht werden. Die fluktuierendere Fahrweise der Anlagen könnte auf prozesstechnischer Ebene zu Problemen führen, oder die Speichergrößen müssten entsprechend größer dimensioniert werden. Des Weiteren wurden keine Restriktionen im Gasnetz unterstellt, was insbesondere in niedrigeren Druckebenen des Gasnetzes und in den Sommermonaten zu Problemen führen kann. Weiterhin existieren auch im Gasnetz Restriktionen und Bedarfe an Regelenergie, die im Projekt nicht berücksichtigt wurden. Außerdem traten beim Redispatch der P&B2G-Anlagen zur Entlastung des höchstausgelasteten Flowgates zwischen zwei Regionen teilweise Erhöhungen der Auslastungen der umliegenden Flowgates auf.

Die Ökobilanzierung konzentrierte sich auf den Betrieb der P&B2G-Anlagen mit den bisher ungenutzten Biomassepotenzialen Waldrestholz, Stroh und Landschaftspflegematerial. Aus der Gegenüberstellung mit der Biomasseverfeuerung lässt sich ableiten, dass die Verwendung klassischer Biomassen zu einer weiteren Verbesserung des Umweltprofils von P&B2G-Anlagen im Vergleich zu den Referenztechnologien der Biomasseverfeuerung und der konventionellen Erdgasversorgung führen würde. Für das Szenariojahr 2025 ergibt sich der größte ökologische Nutzen durch den Einsatz von P&B2G für die deutsche Stromversorgung. In diesem Szenariojahr weisen die P&B2G-Anlagen die höchste Anzahl an Betriebsstunden im Stromerzeugungsmodus auf. Durch Rahmenbedingungen, die den Stromerzeugungsbetrieb begünstigen, kann daher davon ausgegangen werden, dass der ökologische Nutzen von P&B2G für die Stromversorgung weiter erhöht werden kann.



4.2 Ausblick und Handlungsempfehlungen

Weitere Untersuchungen hinsichtlich der Power-to-Gas-Technologie im Allgemeinen und von P&B2G im Speziellen sollten sich auf wirtschaftliche Gesichtspunkte konzentrieren und zusätzliche technische Parameter berücksichtigen. Insbesondere die regulatorischen Rahmenbedingungen unter denen eine solche Anlage betrieben wird, müssen geklärt und Strombezugskosten reduziert werden, um einen wirtschaftlichen Betrieb und damit eine Umsetzung von Power-to-Gas-Anlagen überhaupt zu ermöglichen. Beispielsweise könnten Instrumente geschaffen werden, die nicht nur in der mengenbasierten Stromerzeugung Anreize für EE-Anlagen schaffen, sondern auch für netzdienliche Einsätze. Außerdem sollten in weiterführenden Analysen iterierende Netzberechnungen oder Optimierungen umgesetzt werden, um den gegebenenfalls negativen Einfluss engpassentlastender Maßnahmen auf benachbarte Flowgates bzw. Leitungen reduzieren oder ausschließen zu können.

Eine Beschreibung des Vergasungsprozesses mit kinetischen Ansätzen und mit über die Reaktorhöhe aufgelösten Variablen würde eine weitere Optimierung des Prozesses ermöglichen, wodurch auch Aussagen zu realen Anlagengeometrien abgeleitet werden könnten.

Die Ökobilanzierung der P&B2G-Anlagen wurde auf Basis von Prozesssimulationsdaten vorgenommen. Die Anwendung der Ökobilanzierung auf Grundlage von realen Betriebsdaten würde daher zu einer Verbesserung der Qualität der Ökobilanzergebnisse führen.

Die im Rahmen des Projekts entwickelte Methode zur Ermittlung des ökologischen Nutzens der P&B2G-Anlagen für die deutsche Stromversorgung, die eine realitätsnahe stündliche aufgelöste Ermittlung des Umweltprofils der Stromversorgung erlaubt, und das darauf basierende Berechnungstool können mit nur geringfügigen Anpassungen mit aktualisierten Kraftwerkseinsatzdaten angewandt werden. Grundsätzlich erlaubt die Methode auch die Betrachtung weiterer Zukunftstechnologien (z. B. Stromspeicher, intelligent steuerbare Stromverbraucher etc.) und könnte somit einen Beitrag zur ökologischen Gestaltung der zukünftigen Stromversorgung leisten.

Power-to-Gas und biomassegestützte Power-to-Gas-Verfahren können unter der Bedingung, dass Anpassungen regulatorischer und gesetzlicher Art für diese Technologien umgesetzt werden, Teil der Lösung einiger Problemstellungen bei der Energiewende sein. Die vorliegende Untersuchung hat gezeigt, dass Strom, aber auch SNG klimaschonend und im aktuellen und zukünftigen marktwirtschaftlichen Rahmen erzeugt werden können und Power-to-Gas als steuerbare erneuerbare Erzeugung bzw. Last beim strombedingten Redispatch angewandt werden kann.

4.3 Veröffentlichungen und Wissenstransfer

Im Zeitraum der Projektbearbeitung wurden zwei Workshops durchgeführt, um die erzielten (Teil-) Ergebnisse im fachlichen Expertenkreis zur Diskussion zu stellen. Der erste der Workshops fand zur Projekthalbzeit im Mai 2015 in Stuttgart statt. Durch die feedbackorientierte Gestaltung konnten hilfreiche Informationen und Vorschläge für den weiteren Projektverlauf gewonnen werden. Der zweite Workshop fand im November 2016 ebenfalls in Stuttgart statt, um vorläufige Endergebnisse des Projekts vorzustellen. Die umfangreichen Diskussionen, auch allgemein zur Power-to-Gas Technologie, unterstützten den Wissens- und Erfahrungsaustausch zwischen den Akteuren verschiedener Fachrichtungen und Branchen und trugen dazu bei, die Projektergebnisse in die aktuelle Situation des Gebiets Power-to-Gas einzuordnen.



Zusätzlich zu den durchgeführten Workshops wurden die Zwischenergebnisse auf den jährlichen Statuskolloquien des Fördermittelgebers im Rahmen eines Zwischenberichts und einer Präsentation vorgestellt.

Um die Ergebnisse und die Technologie auch der erweiterten Fachwelt und der breiten Öffentlichkeit zugänglich zu machen, wurde eine Projekthomepage eingerichtet [53]. Hier können auch nach Projektabschluss Inhalte wie Veröffentlichungen und Berichte abgerufen werden.

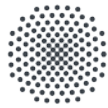
Im Rahmen der Projektbearbeitung wurde auf der Konferenz für Nachhaltige Energieversorgung und Integration von Speichern (NEIS) im Jahr 2015 eine Veröffentlichung erstellt [54], eine weitere ist für die NEIS Konferenz 2017 in Arbeit. Außerdem wurde auf der Mitteleuropäischen Biomassekonferenz 2017 das Projekt und Simulationsergebnisse zum flexiblen Vergasungsbetrieb für die SNG- und Stromerzeugung vorgestellt. Die bei der Ökobilanzierung entwickelte Methode zur stündlichen Auflösung des Umweltprofils der Stromversorgung wurde auf dem 22nd SETAC Europe LCA Case Study Symposium 2016 vorgestellt [55].

Des Weiteren fließen die im Projekt entwickelten Methoden in eine Dissertation an der Abteilung GaBi ein. Teile der entwickelten Modelle werden am IFK für zwei weitere Dissertationen Verwendung finden.



Literaturverzeichnis

- [1] Bundesrepublik Deutschland, *Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz)*, 2014.
- [2] Forschungsgemeinschaft für Elektrische Anlagen und Stromwirtschaft (FGH), *Studie zur Ermittlung der technischen Mindesterzeugung des konventionellen Kraftwerksparks zur Gewährleistung der Systemstabilität in den deutschen Übertragungsnetzen bei hoher Einspeisung erneuerbarer Energien*, 2012.
- [3] M. Specht, F. Baumgart, B. Feigl, V. Frick, B. Stürmer, U. Zuberbühler, M. Sterner und G. Waldstein, *Speicherung von Bioenergie und erneuerbarem Strom im Erdgasnetz*, Bd. Themen 2009, Forschungsverbund Erneuerbare Energien, 2009, pp. 69-78.
- [4] 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TransnetBW GmbH, TenneT TSO GmbH, *Informationsplattform der deutschen Übertragungsnetzbetreiber*.
- [5] Bundesrepublik Deutschland, „Verordnung über den Zugang zu Gasversorgungsnetzen (GasNZV)“, 2014.
- [6] thinkstep AG, GaBi Software System and Databases for Life Cycle Engineering, Leinfelden-Echterdingen: thinkstep, 1992-2017.
- [7] Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V., *Technische Regel - Arbeitsblatt DVGW G 260 (A)*, 2013.
- [8] Müller-Syring, Gert; Henel, Marco, *Abschlussbericht, D. D. V. d. G. u. W. e.V.*, Hrsg., 2014.
- [9] Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES), 2011.
- [10] L. Grond und J. Holstein, *gas for energy*, 2014, pp. 20-25.
- [11] Hitachi Zosen INOVA, „Power-to-Gas“, 2017. [Online]. Available: http://www.hz-inova.com/cms/en/home?page_id=4896&lang=de#ptsng.
- [12] dena, „Strategieplattform Power to Gas“, 2017. [Online]. Available: <http://www.powertogas.info/power-to-gas/pilotprojekte-im-ueberblick>.
- [13] Bailera, Manuel; Lisbona, Pilar; Romeo, Luis; Espatolero, Sergio, *Power to Gas projects review: Lab, pilot and demo plants for storing renewable energy and CO2*, Bd. 69, R. a. S. E. Reviews, Hrsg., 2017, pp. 292-312.
- [14] J. Ruiz, M. Juárez, M. Morales, P. Munoz und M. Mendivil, „Biomass gasification for electricity generation: Review of current technology barriers“, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, pp. 174-183, 2013.



- [15] I. Obernberger, „Thermische Nutzung fester biogener Brennstoffe,“ in *VDI Schriftenreihe "Regenerative Energien in Ungarn und in Deutschland"*, Düsseldorf, VDI Verlag, 2000, pp. 59-101.
- [16] M. Kaltschmitt und W. Streicher, *Regenerative Energien in Österreich - Grundlagen, Systemtechnik, Umweltaspekte, Kostenanalysen, Potenziale, Nutzung*, Wiesbaden: Vieweg+Teubner, 2009.
- [17] Poboß N., Zieba M., Scheffknecht G, „FuE-Plattform „BtG“ Energetische Nutzung biogener Reststoffe mit AER-Technologie zur Poly-Generation von Strom, Wasserstoff, Erdgassubstitut und Wärme,“ Technische Informationsbibliothek Hannover, 2013.
- [18] M. Hedenskog, „Gasification of forest residues - IEA - Task 33,“ <http://www.ieatask33.org/app/webroot/files/file/2014/WS2/Hedenskog.pdf>, 2014.
- [19] D. Schweitzer, M. Beirow, A. Gredinger, N. Armbrust, G. Waizmann, H. Dieter und G. Scheffknecht, „Pilot-Scale Demonstration of Oxy-SER steam Gasification: Production of syngas with Pre-combustion CO2 capture,“ *Energy Procedia* , Bd. 86, pp. 56-68, 2016.
- [20] B2G, Schlussbericht Verbundvorhaben, „Innovative Erzeugung von gasförmigen Brennstoffen aus Biomasse,“ http://www.b-2-g.de/download/B2G_Schlussbericht.pdf, 2014.
- [21] R. Beining, M. Adelt und A. Vogel, „Stand und Perspektiven der Biomassevergasung,“ *Chemie Ingenieur Technik*, Bd. 82, Nr. 2, pp. 1941-1954, 2010.
- [22] R. Berger und K. Hein, „Verfahrensübersicht: Synthesegaserzeugung aus Biomasse,“ in *FVS Fachtagung*, 2003.
- [23] O. Schuller, *LCA of Electricity Supply*, Stuttgart: thinkstep AG, 2015.
- [24] European Network of Transmission System Operators for Gas, (ENTSO-G), „entso-g transparency platform,“ 2014.
- [25] GASCADE Gastransport GmbH, „Gasfernleitungsnetz mit Ein- und Ausspeisepunkten,“ 2013.
- [26] Gasunie Deutschland GmbH & Co. KG, „Kopplungspunkte zum europäischen Pipelinesystem,“ 2014.
- [27] GRTgaz Deutschland GmbH, „Pipelinesystem,“ 2014.
- [28] ONTRAS Gastransport GmbH, „ONTRAS-Netzkarte,“ 2014.
- [29] Open Grid Europe GmbH, „Transparency Dashboard,“ 2014.
- [30] Katja Bunzel, Daniela Thrän, Ulrike Seyfert, Vanessa Zeller, Marcel Buchhorn, „Forstwirtschaftliche Biomassepotenziale und Reststoffpotenziale in Deutschland,“ *Informationen zur Raumentwicklung, Heft 5/6.2011*, pp. 297-308.
- [31] Deutsches Biomasseforschungszentrum (DBFZ), „DBFZ Report Nr. 8 - kompakt -,“ 2011.



- [32] Poboß N., Zieba M., Steiert S., Brellochs J., Specht M., „Experimentelle Untersuchung der Einsetzbarkeit mineralstoffreicher Biomassesorten bei der AER-Biomassevergasung,“ 2012.
- [33] J. Kopyscinski, T. Schildhauer, F. Vogel, S. Biollaz und A. Wokaun, „Applying spatially resolved concentration and temperature measurements in a catalytic plate reactor for the kinetic study of CO methanation,“ *Journal of Catalysis*, 2010.
- [34] Umweltbundesamt, *Kraftwerke in Deutschland (ab 100 Megawatt elektrischer Leistung)*, Dessau-Roßlau, 2015.
- [35] Bundesnetzagentur, *Kraftwerksliste Bundesnetzagentur (bundesweit; alle Netz- und Umspannebenen)*, 2015.
- [36] Bundesnetzagentur, *Biogas- Monitoringbericht*, Bonn, 2014.
- [37] Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), *dena-Netzstudie II. Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015 – 2020 mit Ausblick auf 2025.*, Berlin, 2010.
- [38] 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH, „Netzentwicklungsplan 2022,“ 2013.
- [39] ZSW, *Technik und Ziele der 250 kWel-Power-to-Gas-Forschungsanlage. Einweihung der 250 kWel-Power-to-Gas-Anlage*, Stuttgart: ZSW, 2012.
- [40] BioEnergieDat-Projekt, „Vergaser (FICFB) 8 MW, Waldrestholz (Fichte, Wassergehalt 35%), Holzgas ab Anlage,“ [Online]. Available: <http://www.bioenergiestat.de>.
- [41] Fernwärme Ulm GmbH, *Persönliche Auskunft*, 2015.
- [42] Wirtschaftsministerium Baden-Württemberg, „Biomasse-Aktionsplan, Erste Fortschreibung,“ Stuttgart, 2010.
- [43] EnBW Energie Baden-Württemberg AG, „Rheinhafen-Dampfkraftwerk Karlsruhe,“ [Online]. Available: <https://www.enbw.com/unternehmen/konzern/energieerzeugung/neubau-und-projekte/rheinhafen-dampfkraftwerk-karlsruhe/index.html>.
- [44] Kather, A. et al., „Innovative Techniken - Beste verfügbare Technik in ausgewählten Sektoren – Teilvorhaben 01: Großfeuerungsanlagen (Revision des BVT Merkblattes ab 2010),“ Institut für Energietechnik, Technische Universität Hamburg-Harburg, Hamburg, 2013.
- [45] Siemens AG, „Siemens übergibt 750 MW-Dampfkraftwerk Lünen mit Rekord-Wirkungsgrad,“ [Online]. Available: [http://www.siemens.com/press/de/pressemitteilungen/?press=/de/pressemitteilungen/2013/energy/power-generation/ep201312013.htm&content\[\]=EP&content\[\]=PG](http://www.siemens.com/press/de/pressemitteilungen/?press=/de/pressemitteilungen/2013/energy/power-generation/ep201312013.htm&content[]=EP&content[]=PG).



- [46] STEAG AG Essen (Hrsg.), Strom aus Steinkohle: Stand der Kraftwerkstechnik, Berlin Heidelberg: Springer-Verlag, 1988.
- [47] Vattenfall AB, „Heizkraftwerk Moorburg – eines der modernsten und effizientesten Kraftwerke in Europa,“ [Online]. Available: <http://kraftwerke.vattenfall.de/moorburg>.
- [48] United States Environmental Protection Agency (EPA), „Air Markets Program Data,“ [Online]. Available: <https://ampd.epa.gov/ampd/>.
- [49] ENTSO-E, „Detailed Electricity Exchange (in GWh),“ [Online]. Available: <https://www.entsoe.eu/db-query/exchange/detailed-electricity-exchange>.
- [50] Statistisches Bundesamt, „GENESIS-Online Datenbank,“ 2013.
- [51] European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E), *entso-e transparency platform*, 2013.
- [52] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), „Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland unter Verwendung von Daten der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien - Statistik (AGEE-Stat),“ 2013.
- [53] Lehrstuhl für Bauphysik der Universität Stuttgart, Abteilung Ganzheitliche Bilanzierung, „<http://www.pb2g.de>,“ Stuttgart, 2017.
- [54] B. Schober, F. Gutekunst und G. Scheffknecht, „Analysen zu Markteinsatz und Standortauswahl von Power-&Biomass-to-Gas-Anlagen zur Speicherung von Strom im Erdgasnetz,“ *Tagungsband: Nachhaltige Energieversorgung und Integration von Speichern*, pp. 181-186, 2015.
- [55] Baumann, M. et al., LCA of varying electricity supply with relevant shares of intermittent renewable generation based on highly time-resolved electricity market data, Montpellier: 22nd SETAC Europe LCA Case Study Symposium, 21.09.2016.