

**Speicherung und flexible Betriebsmodi zur Schonung
wertvoller Ressourcen und zum Ausgleich von
Stromschwankungen bei hohen Anteilen erneuerbarer
Energien in Baden-Württemberg
(BioenergieFlex BW)**

Autoren:

Ludger Eltrop ¹, Benjamin Fleischer ¹, Marlies Härdtlein ¹, Olga Panic ², Claudia Maurer ², R. Daiber ², Heiko Dieter ³, Marcel Beirow ³, Reinhold Spörl ³

Universität Stuttgart

¹ Institut für Energiewirtschaft und rationelle Energieanwendung (IER)

² Institut für Feuerungs- und Kraftwerkstechnik (IFK)

³ Institut für Siedlungswasserbau, Wassergüte- und Abfallwirtschaft (ISWA)

Förderkennzeichen: BWE 13006 - 13008

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

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis	1
Abbildungsverzeichnis	4
Tabellenverzeichnis	8
Kurzfassung.....	10
2 Einleitung	12
2.1 Zielsetzung des Projektes und Vorgehensweise	12
2.2 Aufbau des Berichts.....	15
3 Energetische Biomassenutzung in BW und Anforderungen für einen flexiblen Anlagenbetrieb	17
3.1 Stand der energetischen Biomassenutzung und des flexiblen Anlagenbetriebs in BW	17
3.1.1 Landwirtschaftlicher Biogasanlagenpark	17
3.1.2 Abfall- und Speiserestvergärungsanlagen.....	19
3.1.3 Anlagenpark zur Nutzung fester Biomasse	22
3.2 Generelle technische Anforderungen und Nachrüstmöglichkeiten für flexibel betriebene Biomasseanlagen.....	23
3.2.1 Biogasanlagen.....	24
3.2.2 Biomasse-Vergaseranlagen	26
3.2.3 Biomasseheizkraftwerke.....	28
4 Technische Analyse des flexiblen Anlagenbetriebs auf Basis experimenteller Untersuchungen und Simulationen	29
4.1 Flexible Betriebsweise Biogasanlagen - bedarfsorientierte Fermenterbeschickung.....	29
4.2 Flexible Betriebsweise Biomasse-Vergaser	32
4.2.1 Experimentelle Untersuchungen zur Anwendungsflexibilisierung	33
4.2.2 Experimentelle Untersuchung zur Leistungsflexibilisierung.....	34
4.2.3 Simulationen zum Teillastverhalten.....	37
4.2.4 Simulationen zum dynamischen Verhalten.....	41
4.3 Flexible Betriebsweise Biomasseheizkraftwerke.....	44

5	Gestehungskosten und Kosten-Nutzen-Analyse für den flexiblen Betrieb von Biomasseanlagen	49
5.1	Biogasanlagen.....	49
5.1.1	Stromgestehungskosten flexibel betriebener Biogasanlagen	49
5.1.2	BioenergieFlex-Tool – Simulationstool für Anlagenkonfiguration und Wirtschaftlichkeitsberechnung bei der Flexibilisierung bestehender Biogasanlagen.....	51
5.1.3	Ermittlung exemplarischer Anlagenkonfigurationen auf Basis des BioenergieFlex-Tools.....	57
5.1.4	Exemplarische Kosten-Nutzen-Analysen und Parametervariationen auf Basis des BioenergieFlex-Tools	65
5.1.5	Einfluss der Speicherung in Biogasnetzen auf die Wirtschaftlichkeit der Anlagenflexibilisierung bei Anlagenbetrieb im Verbund.....	72
5.2	Biomasse-Vergaser.....	77
5.3	Biomasseheizkraftwerke	80
5.3.1	Heizkraftwerke mit Hochtemperaturwärmespeicher: Wärmegestehungskosten bei Teilnahme an Regelleistungsmärkten.....	81
5.3.2	Heizkraftwerke mit Beton-Wärmespeicher: Wärmegestehungskosten bei strom- bzw. wärmegeführter Betriebsweise	85
5.4	Technisch-ökonomische Analyse einer flexiblen Betriebsweise von Biomasseanlagen unter Berücksichtigung einer bestehenden Wärmeversorgungsaufgabe	87
5.4.1	Biomasseheizkraftwerk mit Wärmeversorgungsaufgabe	87
5.4.2	Biomasse-Vergaseranlage mit Wärmeversorgungsaufgabe.....	91
6	Elektrizitätsmarktanalyse - Flexible Biomasse in Deutschland und Baden-Württemberg.....	94
6.1	European Electricity Market Model E2M2s.....	94
6.1.1	Modellbeschreibung.....	94
6.1.2	Berücksichtigte Integrations- und Flexibilitätsoptionen	95
6.1.3	Abbildung flexibler Biomasseanlagen	97
6.2	Rahmenbedingungen und Szenarien	98
6.2.1	Entwicklung von Last und Residuallast.....	99
6.2.2	Konventioneller Kraftwerkspark	100

6.2.3 Szenarien	101
6.3 Ergebnisse der Elektrizitätsmarktanalyse	101
6.3.1 Entwicklung der Kraftwerks- und Speicherkapazitäten.....	101
6.3.2 Nutzung und Einsatz flexibler Biomasseanlagen im Wettbewerb.....	103
6.3.3 Auswirkungen flexibler Biomasse auf die Systemkosten.....	106
6.3.4 Ausbaupfade und Betriebsweise für die Referenz- Biogasanlagenklassen	107
7 Schlussfolgerungen und Handlungsempfehlungen	110
Literaturverzeichnis	117
Anhang A: Publikationen und Tagungsbeiträge	
Anhang B: Zusammenarbeit mit Praxispartnern	
Anhang C: Erweiterte Tabellen und Ergebnisse	

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1-1: Projektaufbau und Arbeitsplan	14
Abbildung 2-1: Der Biogasanlagenpark in Baden-Württemberg; links die räumliche Verteilung und rechts, die Entwicklung des Anlagenparks von 2004-2015 (nach <i>MUKE 2015</i>) (Stand Dez. 2015).	18
Abbildung 2-2: Entwicklung der Anlagenleistung und Anzahl von Biomasseanlagen in Baden-Württemberg die die Flexibilitätsprämie nach § 33 i EEG 2012 und § 54 EEG 2014 beanspruchen (Datengrundlage: BNetzA 2016).	19
Abbildung 2-3: Anzahl der Bioabfallvergärungsanlagen in Deutschland von 1990 bis 2014 (nach Kern 2014)	19
Abbildung 2-4: Bioabfallvergärungsanlagenstandorte in Baden-Württemberg (grün: Bio-und Grüngut; blau: Gewerbeabfälle) (Kern 2014)	20
Abbildung 2-5: Vergärungskapazität von Vergärungsanlagen für Bioabfälle in den Bundesländern (nach Kern 2014)	22
Abbildung 2-6: Anlagenstandorte in Baden-Württemberg zur Verwendung fester Biomasse, unterteilt nach Technologien Vergasung, Verbrennung mit Dampfkreislauf, Stirling oder ORC-Kreislauf (eigene Darstellung).....	23
Abbildung 2-7: 200 kW _{th} dual-zirkulierende Wirbelschichtvergasungsanlage, eigene Darstellung.....	28
Abbildung 3-1: Rohbiogaserzeugung bei flexibler Beschickung der Versuchsbiogasanlage „Unterer Lindenhof“.	30
Abbildung 3-2: Wochenausschnitt aus synthetischem Biogaserzeugungsprofil 1 (tägliche bedarfsorientierte Fütterung mit Maissilage).	31
Abbildung 3-3: Wochenausschnitt aus synthetischem Biogaserzeugungsprofil 2 (bedarfsorientierte Fütterung mit Maissilage von Montag bis Freitag und Aussetzen der Fütterung übers Wochenende).	31
Abbildung 3-4: Wochenausschnitt aus synthetischem Biogaserzeugungsprofil 3 (tägliche bedarfsorientierte Fütterung mit Getreide).	31
Abbildung 3-5: Wochenausschnitt aus synthetischem Biogaserzeugungsprofil 4 (bedarfsorientierte Fütterung mit Getreide von Montag bis Freitag und Aussetzen der Fütterung übers Wochenende).	32
Abbildung 3-6: Gaszusammensetzung als Funktion der Temperaturänderung aus SER-Vergasungsversuchen an einer 200 kW _{th} -Pilotvergasungsanlage	34
Abbildung 3-7: Leistungsänderungsverhalten des Vergasers und Einfluss auf Synthesegasvolumenstrom durch Veränderung der Brennstoffdosierung	36
Abbildung 3-8: Stöchiometriefaktor $(y_{H_2}-y_{CO_2})/(y_{CO}+y_{CO_2})$ für die Methanisierung bei Reduktion der Leistung (links) und Erhöhung der Leistung (rechts) an der Vergaseranlage	37

Abbildung 3-9: Beschreibung des Simulationsmodells zur orts aufgelösten Berechnung des Vergasungsprozesses, nach (Beirow 2015).....	38
Abbildung 3-10: Gemessene und im Modell berechnete Synthesegaskonzentrationen und -ausbeuten, aus (Beirow 2015)	39
Abbildung 3-11: Simulierte Gasgeschwindigkeitsprofile und Wirbelbetthöhen für unterschiedliche Biomassedosierungen (Lastpunkte) und Vergasertemperaturen, nach (Beirow 2015)	40
Abbildung 3-12: Gesamtwirkungsgrad der Vergasungsanlage für SNG-Erzeugung (710°C) und Stromerzeugung (750°C) im ermittelten Leistungsbereich	41
Abbildung 3-13: Modellierung des Biomassevergasungsprozesses über neuronale Netze	42
Abbildung 3-14: Vergleich der Ergebnisse des DNN mit realen Messwerten	43
Abbildung 3-15: Simulationsergebnisse zum Brennstoff- (links) und Synthesegasstrom (rechts) für unterschiedliche Gradienten bei der Leistungserhöhung im Vergaser	44
Abbildung 3-16: Dampfkreismodell in EBSILON® mit Gegendruckturbine und Prozesserweiterung durch Wärmeübertrager (WÜ) nach Dampfumleitstation (DU)	44
Abbildung 3-17: Gegendrucklinie und mögliche Teillastpunkte eines Biomasse-Rostfeuerungs-systems vor und nach einer Optimierung zur Flexibilisierung bzw. weiteren Leistungsreduktion	46
Abbildung 3-18: Aus Frischdampf in Hochtemperaturspeicher übertragbare Wärmeleistung in Abhängigkeit des Temperaturniveaus für vollständige Turbinenumfahrung und für Reduktion der Nennleistung um 2 MW _{el} . MRL: Minuten Reserveleistung.....	47
Abbildung 4-1: Stromgestehungskosten für fünf Referenzbiogasanlagen in Abhängigkeit der Jahresvolllaststunden.....	50
Abbildung 4-2: Schematische Darstellung der Eingangsparameter, des Berechnungsablaufes und der Ergebnisse des BioenergieFlex-Tools.....	52
Abbildung 4-3: beispielhafte Ergebnissdarstellung aus der Fahrplansimulation im BioenergieFlex-Tool, Referenzanlage 2	60
Abbildung 4-4: Ergebnisse zum BHKW-Betrieb und ökonomischen Parametern aus der Auswertung der Fahrpläne im Simulationstool für die Referenzanlage 2.....	62
Abbildung 4-5: Ergebnisse zum Biogasspeicherbetrieb, zur Energiebilanz und zu ökonomischen Parametern aus der Fahrplansimulation bei flexiblem BHKW-Betrieb und flexibler Biogaserzeugung, Referenzanlage 3.....	64

Abbildung 4-6: Spezifische Kosten, Erlöse und Gewinne (Werte über den Balken) bei flexibler Betriebsweise für verschiedene EEG-Restförderdauern auf Grundlage der Annahmen für die Referenzanlage 2.	65
Abbildung 4-7: Spezifische Kosten, Erlöse und Gewinne (Werte über den Balken) bei flexibler Betriebsweise für verschiedene Anlagengrößen auf Grundlage der Annahmen für die Referenzanlage 2.	66
Abbildung 4-8: Spezifische Kosten, Erlöse und Gewinne (Werte über den Balken) bei flexibler Betriebsweise in Abhängigkeit der Erweiterung der elektrischen Erzeugungskapazitäten auf Grundlage der Annahmen für die Referenzanlage 2.	67
Abbildung 4-9: Spezifische Kosten Erlöse und Gewinne (Werte über den Balken) bei flexibler Betriebsweise für verschiedene Gasspeicherkapazitäten auf Grundlage der Annahmen für die Referenzanlage 2.	68
Abbildung 4-10: Spezifische Kosten, Erlöse und Gewinne (Werte über den Balken) bei flexibler Betriebsweise für verschiedene Wärmenutzungsgrade auf Grundlage der Annahmen für die Referenzanlage 2.	69
Abbildung 4-11: Mehrerlöse durch ergänzende flexible Rohbiogaserzeugung der Referenzanlage 2 (FlexPower+Gas) gegenüber der Referenzanlage 1 (FlexPower) bei verschiedenen Biogasspeicherkapazitäten.....	70
Abbildung 4-12: Relative Speicherersparnis durch Einsatz einer flexiblen Beschickungsstrategie der Referenzanlage 3 (FlexPower+Gas) gegenüber der Referenzanlage 2 (FlexPower)	71
Abbildung 4-13: Vergleich der Spezifischen Kosten, Erlöse und Gewinne (Werte über den Balken) bei flexibler Betriebsweise mit flexiblem BHKW-Betrieb (FlexPower) und bei flexibler Betriebsweise mit zusätzlich flexibler Rohbiogaserzeugung (FlexPower+Gas).....	72
Abbildung 4-14: Biogasnetzstrukturen	73
Abbildung 4-15: Einfluss der Parametervariation (Durchmesser, Druck, Netzlänge) auf die Speicherdauer (links) und auf die Speicherkosten (rechts) für die Basiskonfiguration.	74
Abbildung 4-16: Einfluss des Betriebsdrucks auf den Energiebedarf der Kompression von Biogas	74
Abbildung 4-17: Vergleich der spezifischen Speicherkosten in Biogasnetzen und externen Niederdruckspeichern	75
Abbildung 4-18: Kosten-Nutzen Vergleich für die Biogas-Speicherung im Biogasnetz im Vergleich zur Speicherung in externen Speichern bei flexibler Betriebsweise.	77

Abbildung 4-19: Gestehungskosten für Strom und SNG in Abhängigkeit der Betriebszeiten von Gasmotor bzw. Methanisierung (bei insgesamt 8000 Vbh, Wärmeerlöse mit 4 ct/kWh für erzeugte Wärme berücksichtigt).....	80
Abbildung 4-20: Einfluss unterschiedlicher betriebswirtschaftlicher Größen (Stromerlöse an Strombörse, Brennstoffkosten und Erlöse durch Teilnahme an Regelenergiemärkten) auf die spezifischen Wärmekosten für eine wärmegeführte Betriebsweise (7.500 Vbh) und eine stromgeführte Betriebsweise (5.000 Vbh)	86
Abbildung 4-21: Jahreswärmebedarf und Wärmeerzeugung des untersuchten Biomasseheizkraftwerks mit Angabe der Nennleistung (rote Linie), 60% (gelbe Linie) und 30% (grüne Linie) der Nennleistung	88
Abbildung 4-22: Wärmebedarf in einer exemplarischen Sommerwoche und Wärmeerzeugung mit Biomasseheizkraftwerk für Nennleistung (rote Linie), 60% Nennleistung (gelbe Linie) und 30% Nennleistung (grüne Linie).....	89
Abbildung 4-23: Nutzwärmebedarf und -erzeugung bei einer Strom- und SNG-Erzeugung in einer Vergasungsanlage bei Nennleistung (rote Linie), 60% Nennleistung (gelbe Linie) und 30% Nennleistung (grüne Linie) für eine exemplarische Sommerwoche	91
Abbildung 5-1: Flexibilisierungs- und Integrationsoptionen im Elektrizitätssystem (Quelle: Bothor 2015).....	95
Abbildung 5-2: Angenommene energiebezogene Verteilung der Biomasse-Energieträger auf die genutzte Primärenergiemenge von Biomasse in Deutschland (links) und Baden-Württemberg (rechts) (nach Härdtlein 2013, Scheftelowitz 2014, MUKE 2015 und eigene Berechnungen) Bezeichnungen BGA siehe Tabelle 5-1.	98
Abbildung 5-3: Installierte Kraftwerks-, Speicher- und Biomasseleistung in den betrachteten Szenarien.	102
Abbildung 5-4: Einsatz flexibler Biomasseanlagen unter Berücksichtigung anderer Flexibilitäts- und Integrationsoptionen in einer ausgewählten Frühjahrswoche im Szenario „80% EE Flex“	103
Abbildung 5-5: Importierte und exportierte elektrische Jahresarbeit in Deutschland und das daraus resultierende Exportsaldo für die betrachteten Szenarien.	106
Abbildung 5-6: Mögliche Einsparung an Gesamtsystemkosten durch die Flexibilisierung von Biomasseanlagen in den betrachteten Szenarien.....	107
Abbildung 5-7: Kapazitätsausbau des Biogasanlagenparks in Baden-Württemberg bei gleichbleibendem Biomasseeinsatz in den betrachteten Szenarien.	108

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1-1: Zuordnung der Arbeitspakete des Projektes zu den Berichtskapiteln	16
Tabelle 2-1: Bioabfallvergärungsstandorte in Baden-Württemberg (Kern 2014) ...	21
Tabelle 3-1: Kennwerte der Versuchsdurchführung.	29
Tabelle 3-2: Lastbereiche des Vergasers für SNG- und Stromerzeugung	40
Tabelle 3-3: Eingangs- und Ausgangsgrößen der dynamischen neuronalen Netze (DNN)	42
Tabelle 4-1: Charakteristische Parameter für fünf Referenzbiogasanlagen	50
Tabelle 4-2: Angenommene Betriebscharakteristik der Referenzanlagen im Simulationstool	55
Tabelle 4-3: Technische Kennwerte der Referenzanlagen im Simulationstool (Eingegebene Werte in Fetter Schriftstärke, Berechnete Werte in normaler Schriftstärke)	55
Tabelle 4-4: Charakteristik der Biogasnetzausgangskonfiguration.....	72
Tabelle 4-5: Betrachtete Fallbeispiele für die Analyse des Einflusses der Speicherung in Biogasnetzen auf die Wirtschaftlichkeit der Anlagenflexibilisierung bei Anlagenbetrieb im Verbund.....	76
Tabelle 4-6: Betriebswirtschaftliche Annahmen und Kosten eines Biomassevergasers, bestehend aus Vergasungsreaktor (inkl. Gasreinigung), Gasmotor und Methanisierung.....	78
Tabelle 4-7: Erzeugte Wärmemengen, Erlöse aus Wärmeverkauf und Gestehungskosten (inkl. Wärmegutschrift) für die Grenzfälle einer reinen Stromerzeugung (8000 Vbh, erzeugte Wärmemenge) oder einer reinen SNG-Erzeugung (8000 Vbh) mit einer Biomassevergaseranlage.....	79
Tabelle 4-8: Eigenschaften ausgewählter Wärmespeichermedien, Angaben nach (Ebert 2006, Laing 2011, Sigma-Aldrich 2016, Fragol 2016, BINE 2013) sowie eigenen Berechnungen	82
Tabelle 4-9: Auslegung und Kostenberechnung für verschiedene Wärmespeichermedien für die Zwischenspeicherung von Wärme aus HHKW	
83	
Tabelle 4-10: Wärmegestehungskosten (inkl. Gutschrift aus Stromerlösen) von Biomasseheizkraftwerken mit Erweiterung durch Hochtemperaturwärmespeicher.....	84
Tabelle 4-11: Vergleich der Wärmeversorgung über einen teilflexiblen Betrieb des Biomasseheizkraftwerks und im Vergleich ein Betrieb nur mit Gaskessel ..	90
Tabelle 4-12: Kostenberechnung eines Biomasse-Vergasers auf Basis der Brennstoffkosten einer exemplarischen Sommerwoche für einen nicht an den	

Strompreis angepassten („geringe Stromerlöse“) und einen angepassten Betrieb („hohe Stromerlöse“)	92
Tabelle 5-1: Substratzusammensetzung, Rohbiogasertrag und spezifische Gasgestehungskosten für die untersuchten Konfigurationen konventioneller Biogasanlagen. Abkürzungen: BGA: Biogasanlage; RB: Rohbiogas; GGK: Gasgestehungskosten; Nm ³ : Normkubikmeter; MWh _{HS} : Megawattstunde, bezogen auf den Brennwert.	97
Tabelle 5-2: Investitionsoptionen für Biomasseanlagen. Abkürzungen: BGA: Biogasanlage; RB: Rohbiogas; GGK: Gasgestehungskosten.	98
Tabelle 5-3: Installierte Erzeugungsleistung und angenommene Jahresvolllaststunden für Windkraft- und Photovoltaikanlagen in Deutschland.	99
Tabelle 5-4: Annahmen zur Entwicklung der Preise für fossile Brennstoffe und für CO ₂ -Zertifikate.	100
Tabelle 5-5: Szenario-Matrix zur Analyse des Kapazitätsausbaubedarfs und der Betriebsweise flexibler Biomasseanlagen zur Integration hoher Anteile EE....	101
Tabelle 0-1: Optimierte Anlagenparameter für die Anlagenklasse BGA 75 in den Szenarien 40% EE, 60% EE und 80% EE.	i
Tabelle 0-2: Optimierte Anlagenparameter für die Anlagenklasse BGA 250 in den Szenarien 40% EE, 60% EE und 80% EE.	i
Tabelle 0-3: Optimierte Anlagenparameter für die Anlagenklasse BGA 500 in den Szenarien 40% EE, 60% EE und 80% EE.	i
Tabelle 0-4: Optimierte Anlagenparameter für die Anlagenklasse BGA 1000 in den Szenarien 40% EE, 60% EE und 80% EE.	ii
Tabelle 0-5: Optimierte Anlagenparameter für die Anlagenklasse BGA 2000 in den Szenarien 40% EE, 60% EE und 80% EE.	ii
Tabelle 0-6: Optimierte Anlagenparameter für Biomethan-BHKW in den Szenarien 40% EE, 60% EE und 80% EE.	iii

Kurzfassung

Die ambitionierten Ziele auf Bundes- und Länderebene zur Nutzung erneuerbarer Energien im Elektrizitätssektor prägen die Entwicklung des Elektrizitätsversorgungssystems in zunehmendem Maße. Demnach sollen in Deutschland langfristig 80 Prozent des Bruttostromverbrauchs aus erneuerbaren Energien gedeckt werden, in Baden-Württemberg wird ein Anteil von 90 Prozent angestrebt. Zur Zielerreichung wird im Wesentlichen der Ausbau dargebotsabhängiger Technologien wie Windkraft- und Photovoltaikanlagen vorangetrieben. Dabei steigt der Bedarf an komplementären Flexibilitätsoptionen, um die Lücke zwischen volatiler Erzeugung und Nachfrage auszugleichen. Die Nutzung der Biomasse zur Elektrizitätserzeugung spielt dabei schon heute eine wichtige Rolle, da relevante Potenziale zur Verfügung stehen, Biomasseanlagen regelbar sind und durch Kraft-Wärme-Kopplung ein zusätzlicher Beitrag zur Substitution fossiler Energieträger im Wärmesektor geleistet werden kann. Die technologische Bandbreite von Biomasseanlagen reicht von fermentativen Konversionspfaden in Biogasanlagen (BGA) über die thermochemische Umwandlung in Vergasungsanlagen (BMVA) bis hin zur direkten Feuerung in Holzheizkraftwerken (HHKW).

Um die Nutzung wertvoller Biomasseressourcen hinsichtlich ihrer zukünftigen Einsatzmöglichkeiten zur Elektrizitätserzeugung in Baden-Württemberg zu bewerten, wurden im Rahmen des Projektes für die oben genannte technologische Bandbreite prozesstechnische, ökonomische und systemische Analysen durchgeführt. Zielsetzung war es, den Beitrag von Biomasseanlagen zum Ausgleich fluktuierender Energieerzeugung für Baden-Württemberg bzw. im Rahmen des Energiesystems Deutschland genauer zu ermitteln und auch für zukünftige Szenarien aufzuzeigen. Versuche zu flexiblem Fütterungsmanagement an Biogasanlagen zeigen, dass eine Anpassung der Rohbiogaserzeugung an eine bedarfsorientierte Verwertung im BHKW grundsätzlich möglich ist. Technisch-ökonomische Simulationen von Referenzanlagen mit angepasstem flexiblem Fütterungsmanagement zeigen eine mögliche Reduktion des Biogasspeicherbedarfs um bis zu 50 % und eine Erlössteigerung bei flexiblem Anlagenbetrieb im Vergleich zu Anlagen mit kontinuierlicher Rohbiogasproduktion.

Experimentelle Untersuchungen zur Anwendungs- und Leistungsflexibilisierung von Biomasse-Vergasern an einer Versuchsanlage sowie darauf aufbauende prozesstechnische Simulationen zum Teillastverhalten und zum dynamischen Verhalten des Vergasungsprozesses ergaben eine mögliche Leistungsänderung von ca. 10 % pro Minute bei variablem Brennstoffeintrag und einen minimalen Teillastbetrieb von ca. 53 % der Nennlast.

Die Ergebnisse aus der Elektrizitätsmarktanalyse zeigen, dass Biomasseanlagen den zukünftig zunehmenden Bedarf an Flexibilität mit bis zu 10 GW elektrischer Leistung in Deutschland und ca. 550 MW in Baden-Württemberg bei gleichbleibender Nutzung der eingesetzten Biomasse abdecken können. Unter Berücksichtigung anderer Flexibilitätsoptionen wie Speichern, Einspeisemanagement, Im- und Export und Lastmanagement konnte in einer technologievergleichenden Systemoptimierung (Kraftwerkseinsatzplanung und Kapazitätsausbau) ermittelt werden, dass deutschlandweit durch die Flexibilisierung von Biomasseanlagen die betrachteten Systemgesamtkosten bei einem Anteil von 40 % erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch um ca. 143 Mio. Euro pro Jahr reduziert werden können. Bei einem Anteil von 60 % erneuerbarer Energien steigt die Einsparung auf ca. 230 Mio. Euro und bei einem Anteil von 80 % erneuerbarer Energien auf ca. 419 Mio. Euro pro Jahr.

Insgesamt zeigen sich sowohl aus technischer als auch aus ökonomischer Sicht erhebliche Flexibilisierungspotenziale des bestehenden Parks an Biomasseanlagen in Deutschland und Baden-Württemberg. Die Herausforderungen liegen vor allem in der technischen Umsetzung und der Integration einzelner Anlagenkonzepte in das Gesamtsystem. Dabei spielt die flexible bedarfsorientierte Betriebsführung von Biomasse-Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen eine zentrale Rolle. Die Ergebnisse legen nahe, dass die Einbindung von intelligenten und flexiblen Wärmeversorgungskonzepten in die flexible Stromproduktion weiter analysiert werden sollte, um die Gesamtpotenziale einer flexiblen Betriebsführung von Biomasseanlagen vollständig zu erfassen.

1 Einleitung

1.1 Zielsetzung des Projektes und Vorgehensweise

Bei einer angestrebten Energieversorgung in Baden-Württemberg (BW) mit hohen Anteilen erneuerbarer Energien (50-80-90 Energiewende BW) ist es notwendig, die fluktuierende Stromerzeugung aus Windenergie und Photovoltaik bedarfsgerecht zu integrieren. In diesem Kontext ist die Bioenergie ein wichtiger Baustein, da sie einen weiteren Anteil zur regenerativen Stromerzeugung beitragen, flexibel eingesetzt werden, und in Kraft-Wärmekopplung auch zur regenerativen Wärmeversorgung beitragen kann.

Angesichts des stetig wachsenden Anteils fluktuierender erneuerbarer Energien (Wind, Photovoltaik) an der Stromerzeugung und den daraus resultierenden Ansprüchen zur Erhaltung der Systemstabilität und Versorgungssicherheit sind flexibel steuerbare Erzeugungseinheiten notwendig. Derzeit werden Systemdienstleistungen hauptsächlich von konventionellen Kraftwerken mit fossilen Energieträgern Kohle und Gas bereitgestellt und die Nachfrage über im Lastfolgebetrieb fahrende Anlagen gedeckt. Zudem findet ein Stromaustausch zwischen angrenzenden Übertragungsnetzen statt, um fehlende Kapazitäten und Überkapazitäten auszugleichen. Mit einem wachsenden Anteil erneuerbarer Energien müssen diese Aufgaben sukzessive an steuerbare erneuerbare Energien übergeben werden. Der Bedarf an flexiblen Kapazitäten steigt mit dem Anteil fluktuierender Energieträger und den damit verbundenen höheren Lastgradienten in der Residuallast und der abnehmenden Prognosegüte. In einem Energiesystem mit hohen Anteilen an Sonnen- und Windenergie sind zudem Technologien notwendig, um Überkapazitäten zu speichern. Mittels Demand-Side-Management (Nachfragemanagement) kann die nachgefragte Strommenge der Residuallast angenähert und dadurch das System stabilisiert werden. Nur in Kombination aller dieser sogenannten ‚Flexibilisierungsoptionen‘ ist die Versorgungssicherheit und Netzstabilität (zu jeder Stunde) gewährleistet.

In den letzten Jahren hat sich in der Bioenergie insbesondere die Biogastechnologie rasant entwickelt. In Baden-Württemberg waren 2015 insgesamt 898 Anlagen mit 321 MW elektrischer Leistung installiert (MUKE 2015). In Deutschland waren es Ende 2015 nach Angaben des Fachverbandes Biogas über 8.900 Biogasanlagen mit einer Gesamtleistung von fast 4,2 GW_{el}. Hierauf aufbauend stellt sich die Frage, wie die Kapazitäten aus der Bioenergie für die flexible Nutzung technisch und ökonomisch mobilisiert und im Energiesystem Baden-Württemberg (und Deutschland) sinnvoll integriert werden können. Im Projekt „BioenergieFlex BW“ wurde diese Fragestellung bearbeitet. Methoden, Ergebnisse und Schlussfolgerungen hieraus werden im vorliegenden Bericht dargestellt.

Zielsetzung. Vor diesem Hintergrund verfolgte das Vorhaben folgende Zielsetzungen:

- Technisch-ökonomische Analyse bestehender und möglicher zukünftiger Bioenergieanlagen in Baden-Württemberg im Hinblick auf die Eignung zum flexiblen Betrieb
- Analyse der Möglichkeiten und Restriktionen zur Installation und Nutzung von Gas- bzw. Energiespeichern
- Technisch-ökonomische Analyse der Potenziale zur flexiblen Beschickung von Bioenergieanlagen mit Substrat bzw. Brennstoff zur Entlastung bestehender Speicher
- Analyse der Möglichkeiten und Grenzen des flexiblen Einsatzes von Strom aus biogenen Ressourcen im Energiesystem und zur Abdeckung von Aufgaben im Bereich der Systemstabilität (Modellanalysen)

Im Ergebnis sollten Empfehlungen für den weiteren Einsatz von Biomasse für die nachhaltige Energieversorgung und u.a. auch Hinweise für ein (ggf. neues) Förderregime für die Bioenergie, inklusive Speicheroptionen, erarbeitet werden. Weiterhin sollen die Möglichkeiten zur Schonung und „Streckung“ der begrenzten Biomasse-Ressourcen durch eine flexible und stärker bedarfsorientierte Nutzung für Baden-Württemberg erfasst und bewertet werden.

Methodik und Vorgehensweise Projekt. Das Gesamtvorhaben wurde durch drei Institute der Universität Stuttgart, das ISWA (Institut für Siedlungswasserbau, Wassergüte- und Abfallwirtschaft), das IFK (Institut für Feuerungs- und Kraftwerkstechnik) und das IER (Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung) fachübergreifend in acht Arbeitspaketen bearbeitet.

Der grundsätzliche Projektaufbau und die Aufgabenverteilung zwischen den Partnern sind in Abbildung 1-1 dargestellt.

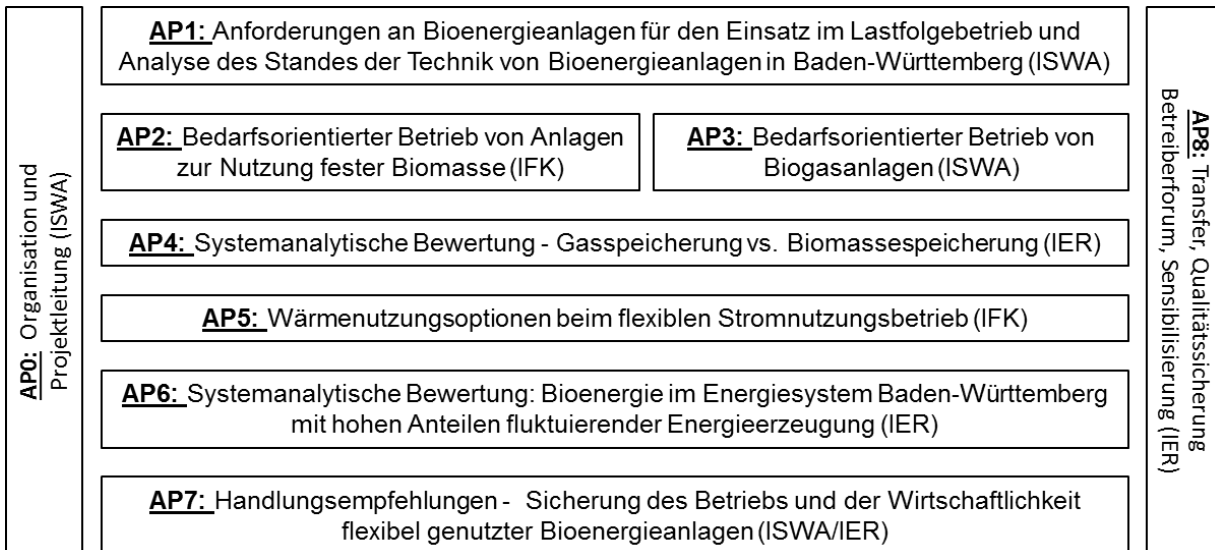


Abbildung 1-1: Projektaufbau und Arbeitsplan.

Koordiniert wurde das Vorhaben in der Anfangsphase (1 Jahr) vom ISWA, das IER hat seit Sommer 2014 die Projektkoordination übernommen. Für die Bearbeitung konnten alle Partner gemeinsam auf die Versuchsdurchführungen und -ergebnisse der Projektverbundpartner zurückgreifen. So wurden für die Technologiebewertung u. a. Messreihen und Daten aktueller Versuche vom ISWA und IFK, die im Rahmen des vorliegenden Vorhabens durchgeführt wurden, herangezogen.

Im **Bereich der technisch-ökonomischen Analysen** lag der Fokus auf der Erzeugung und Nutzung biogener Gase aus Biogasanlagen (ISWA) und aus der Vergasung fester Biomasse (IFK). Auf dieser Grundlage wurde die Eignung bestehender und zukünftiger Bioenergieanlagen in Baden-Württemberg zur Energiespeicherung und zum Speicherausbau ermittelt. Dabei wurden die relevanten technischen und ökonomischen Anforderungen, die an Bioenergieanlagen zu stellen sind, wenn diese an Systemdienstleistungen und im Lastfolgebetrieb teilnehmen, beschrieben und analysiert. Es wurde u. a. erfasst, welche Veränderungen in der Betriebsführung, dem Management und in der Wirtschaftlichkeit solcher Anlagen resultieren. Weiterhin wurden für verschiedene Konzepte der flexiblen Bereitstellung und Nutzung von biogenen Gasen aus Biogasanlagen und der Vergasung die mit einer Umstellung auf einen flexiblen Betrieb entstehenden Kosten ermittelt (u. a. für Zusatz-BHKW, Gasspeicherung, Trafo) und den erzielbaren Erlösen der flexiblen Vermarktung gegenüber gestellt.

Bei der **Systembetrachtung flexibel betriebener Bioenergieanlagen** in BW (IER) wurden basierend auf historischen Wetter- und Kraftwerksdaten und einem Referenzenergiesystem verschiedene Ausbauszenarien des Kraftwerksparks in BW mit besonderem Fokus auf die flexible Stromerzeugung aus Biomasse und die Energiespeicherung in Kombination mit Biomassekraftwerken simuliert. Die

gewonnenen Daten geben Auskunft über die Potenziale der Bioenergieerzeugung in einem zukünftigen Energiesystem. Zudem wurden in einem Szenarien-Vergleich die einzelnen Technologiepfade hinsichtlich ihres Nutzens für das Energiesystem bewertet und daraus notwendige Empfehlungen zur Anpassung von Fördermechanismen abgeleitet.

1.2 Aufbau des Berichts

Der vorliegende Bericht fasst die Ergebnisse des Vorhabens zusammen. Tabelle 1-1 gibt einen Überblick über die Zuordnung der in Abbildung 1-1 aufgezeigten Arbeitspakete des Projektes zu den jeweiligen Berichtskapiteln. Der Stand der energetischen Biomassenutzung in BW sowie die Anforderungen an Bioenergieanlagen für einen flexiblen Betrieb sind in Kapitel 2 zusammengefasst. In Kapitel 3 werden die Ergebnisse der experimentellen Untersuchungen und ergänzenden Simulationen zur flexiblen Beschickung und zum flexiblen Betrieb bei Biogasanlagen, Biomasse-Vergasern und Biomasseheiz(kraft-)werken dargestellt. Die mit einem flexiblen Betrieb einhergehenden Änderungen der Energiegestehungskosten sowie beispielhafte Kosten-Nutzen Analysen, auch mit Blick auf Wärmenutzungsoptionen, sind in Kapitel 4 dokumentiert. Hier wird auch das Simulationstool vorgestellt, das für die Kosten-Nutzen Analyse bei der Flexibilisierung bestehender Biogasanlagen erarbeitet wurde. Ausbaupfade und künftige flexible Betriebsweisen für Biomasseanlagen in BW werden in Kapitel 5 aufbauend auf einer umfassenden Elektrizitätsmarktanalyse zusammenfassend dargestellt. In Kapitel 6 werden Schlussfolgerungen aus den Projektergebnissen gezogen und in Handlungsempfehlungen zusammengefasst. Im Anhang A findet sich zudem eine Zusammenstellung der Publikationen, Tagungsbeiträge und weiterer Veröffentlichungen, die im Rahmen der Projektbearbeitung entstanden sind, und die u.a. Hinweis auf den Transfer der Projektergebnisse geben.

Tabelle 1-1: Zuordnung der Arbeitspakete des Projektes zu den Berichtskapiteln.

Arbeitspakete des Projektes	Berichtskapitel
AP1 Anforderungen an Bioenergieanlagen für den Einsatz im Lastfolgebetrieb und Analyse des Standes der Technik von Bioenergieanlagen in BW	Kapitel 2
AP2 Bedarfsorientierter Betrieb von Anlagen zur Nutzung fester Biomasse	Kapitel 3.2 und Kapitel 3.3
AP3 Bedarfsorientierter Betrieb von Biogasanlagen	Kapitel 3.1
AP4 Systemanalytische Bewertung - Gasspeicherung versus Biomassespeicherung	Kapitel 4.1
AP5 Wärmenutzungsoptionen beim flexiblen Stromnutzungsbetrieb	Kapitel 4.3 und Kapitel 4.4
AP6 Systemanalytische Bewertung: Bioenergie im Energiesystem BW mit hohen Anteilen fluktuierender Energieerzeugung	Kapitel 5
AP7 Handlungsempfehlungen - Sicherung des Betriebs und der Wirtschaftlichkeit flexibel genutzter Bioenergieanlagen	Kapitel 6
AP8 Transfer und Qualitätssicherung, Betreiberforum, Sensibilisierung	Anhang A und Anhang B

2 Energetische Biomassenutzung in BW und Anforderungen für einen flexiblen Anlagenbetrieb

Biomasse wird in BW bereits umfangreich für eine energetische Nutzung eingesetzt. In Kapitel 2.1 wird ein Überblick über den Bestand an landwirtschaftlichen Biogasanlagen, Anlagen zur Abfall- und Speiserestvergärung sowie Anlagen zur Nutzung fester Biomasse gegeben und der aktuelle Stand der Anlagenflexibilisierung aufgezeigt. Verschiedenste Anforderungen des Energiesystems, insbesondere der Stromversorgung sind zu erfüllen, wenn eine Umstellung bestehender Biomasseanlagen auf einen flexiblen Anlagenbetrieb erfolgen soll. In Kapitel 2.2 werden diese Anforderungen und die daraus resultierenden technischen Nachrüstungen, Erweiterungen etc. der Biomasseanlagen analysiert.

2.1 Stand der energetischen Biomassenutzung und des flexiblen Anlagenbetriebs in BW

Als Grundlage für die Studie wurde der Anlagenbestand für Biogasanlagen (2.1.1), Abfall- und Speiserestvergärungsanlagen (2.1.2) und Anlagen zur Nutzung fester Biomasse (2.1.3) numerisch und geografisch lokalisiert erfasst.

2.1.1 Landwirtschaftlicher Biogasanlagenpark

Im Jahr 2015 waren in Baden-Württemberg 898 Biogasanlagen mit einer elektrischen Leistung von ca. 321 MW und mit einer durchschnittlichen Anlagenleistung von 358 kW installiert (MUKE 2015). Bei der räumlichen Verteilung ist ein konzentrierter Anlagenbestand im Südosten Baden-Württembergs ersichtlich, während im Norden und Westen nur ein geringer Anlagenbestand vorhanden ist. Abbildung 2-1 zeigt die Entwicklung des Anlagenbestands von 2004 bis 2015 und die räumliche Verteilung der Biogasanlagen in Baden-Württemberg.

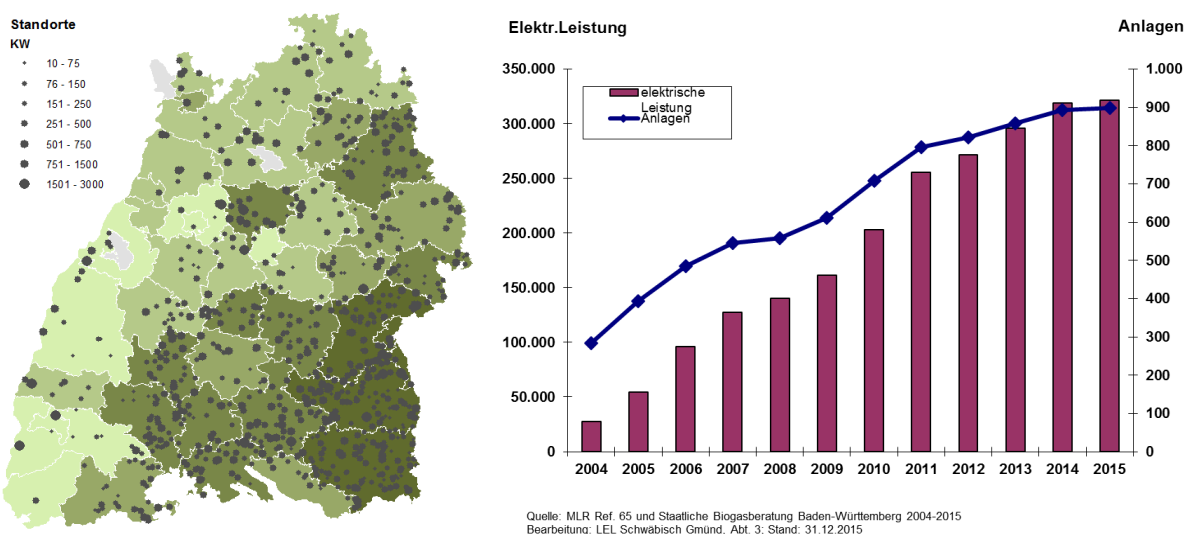


Abbildung 2-1: Der Biogasanlagenpark in Baden-Württemberg: links die räumliche Verteilung und rechts die Entwicklung des Anlagenparks von 2004-2015 (nach MUKE 2015) (Stand Dez. 2015).

Im Juni 2016 nahmen bereits 139 Biomasseanlagen die Flexibilitätsprämie nach § 33 i EEG 2012 oder § 54 EEG 2014 mit einer Anlagenleistung von ca. 90 MW in Anspruch (BNetzA 2016). Das entspricht ca. 15 Prozent der Anlagen und ca. 30 Prozent der installierten Leistung in Baden-Württemberg (BW). Hierbei ist zu beachten, dass die von der BNetzA zur Verfügung gestellten Datensätze teilweise zu Unstimmigkeiten führen. So sind in der Datenbank des Anlagenregisters neben Biogasanlagen (Biogas vor Ort verstromt) und Biomethananlagen (Biomethanaufbereitung und Verstromung in Satellitenanlagen) auch Anlagen zur Nutzung fester und flüssiger Biomasse aufgelistet, obwohl eine Inanspruchnahme der Flexibilitätsprämie für diese Anlagenkategorien nicht vorgesehen ist (§ 54 EEG 2014). Die Gründe für diese Unstimmigkeiten konnten von Seiten der BNetzA bislang nicht geklärt werden und erfordern weiteren Klärungsbedarf (Schäfer-Stradowsky et. al. 2015).

Abbildung 2-2 zeigt die Entwicklung der im Anlagenregister der BNetzA (BNetzA 2016) aufgeführten Anlagenzahl und installierten Leistung von Biomasseanlagen in BW, die die Flexibilitätsprämie in Anspruch nehmen.

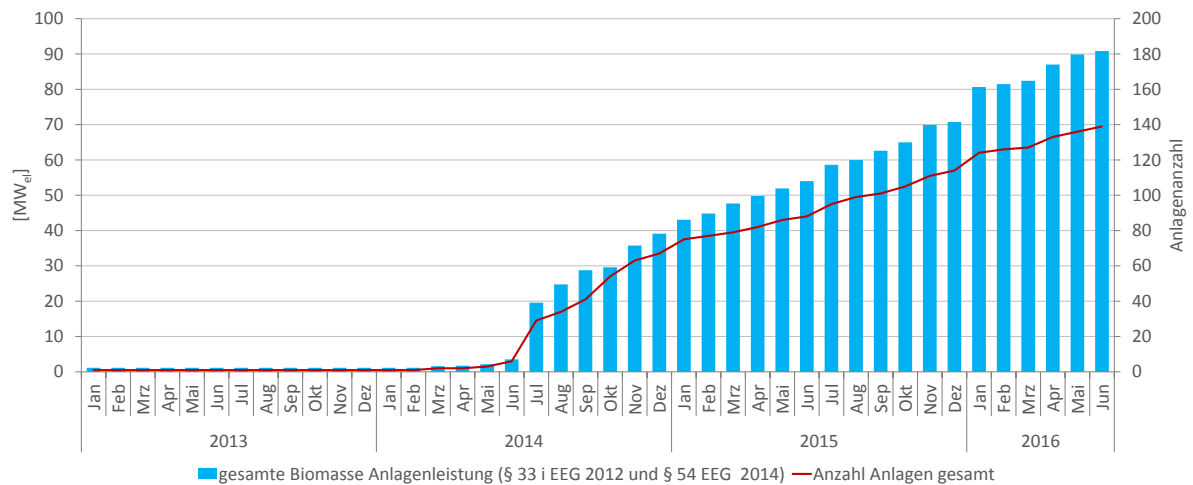


Abbildung 2-2: Entwicklung der Anlagenleistung und Anzahl von Biomasseanlagen in Baden-Württemberg, die die Flexibilitätsprämie nach § 33 i EEG 2012 und § 54 EEG 2014 beanspruchen (Datengrundlage: BNetzA 2016).

2.1.2 Abfall- und Speiserestvergärungsanlagen

Während der Ausbau der landwirtschaftlichen Biogasanlagen in Deutschland seit 2014 stagniert, ist die Entwicklung des Bestandes an Bioabfallvergärungsanlagen besonders im Bereich der Bio- und Grüngutbehandlung durch hohes Wachstumspotential gekennzeichnet (Abbildung 2-3).

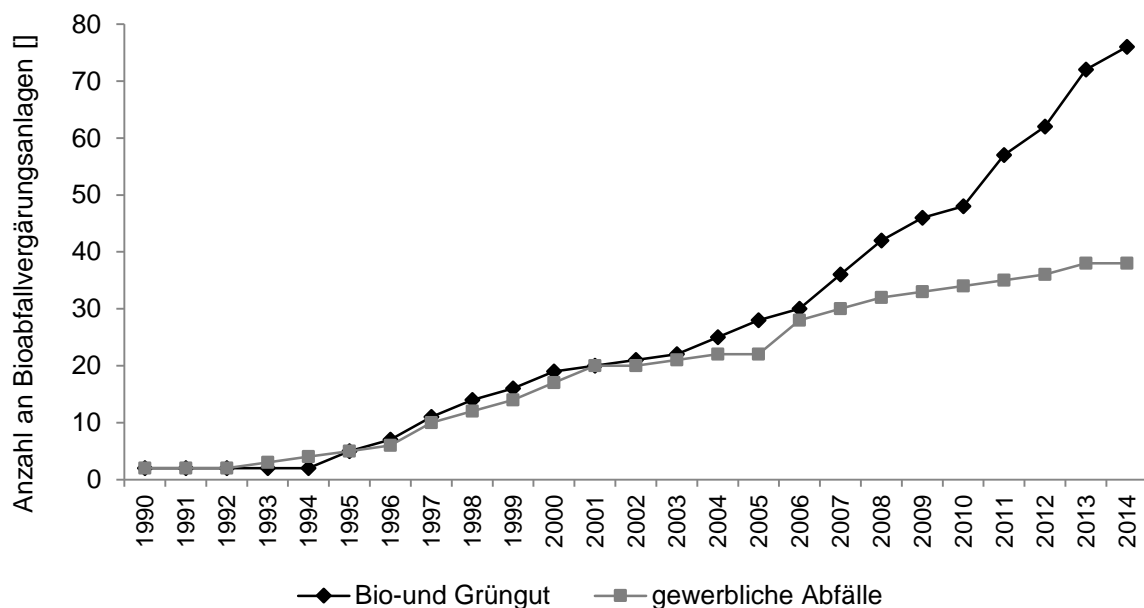


Abbildung 2-3: Anzahl der Bioabfallvergärungsanlagen in Deutschland von 1990 bis 2014 (nach Kern 2014).

Derzeit sind in Deutschland etwa 113 Bioabfallvergärungsanlagen (Kern 2014) (Abbildung 2-3) im Betrieb. Die Mehrzahl der Bioabfallvergärungsanlagen (75 Betriebe) vergärt Bio- und Grüngut. Dieser Anlagentyp hat eine durchschnittliche Leistung von 693 kW_{el} (Kern 2014) während die Anlagen, die gewerbliche Abfälle behandeln (38 Betriebe) mit einer durchschnittlichen Anlagenleistung von 1,3 MW_{el}, deutlich größer ausfallen. Zusätzlich existieren ca. 180 Ko-Vergärungsanlagen mit einer installierten Gesamtleistung von etwa 100 MW_{el} in Deutschland.

In Baden Württemberg sind insgesamt 15 Bioabfallvergärungsanlagen in Betrieb mit einer installierten elektrischen Gesamtleistung von etwa 10,9 MW_{el} und einer durchschnittlichen installierten Anlagenleistung von 844 kW_{el} (Kern 2014). Die mittlere Vergärungskapazität der Anlagen beträgt dabei ca. 21.780 Mg/a Bioabfall. Abbildung 2-4 zeigt die Standorte in BW, Tabelle 2-1 charakterisiert die Anlagen hinsichtlich ihrer technischen Eigenschaften.

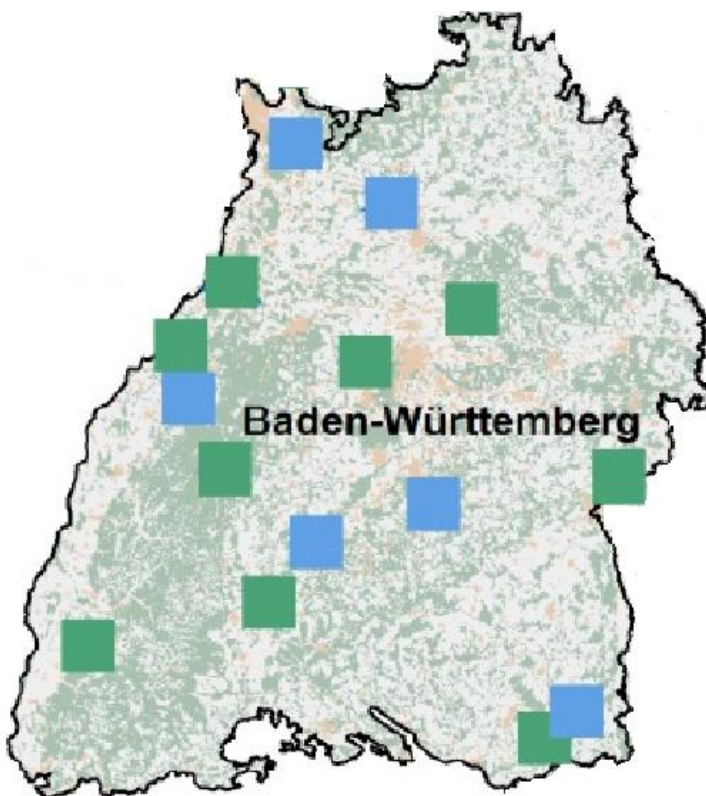


Abbildung 2-4: Bioabfallvergärungsanlagenstandorte in Baden-Württemberg (grün: Bio- und Grüngut; blau: Gewerbeabfälle) (Kern 2014).

Tabelle 2-1: Bioabfallvergärungsanlagen in Baden-Württemberg (Kern 2014).

Inbetriebnahme	Standort	Jahresdurchsatz (Mg/a)	Ausführung	BHKW (kW _{el})
2008	Amtzell	20.000	Pfropfenstrom	875
2011	Backnang	41.000	Pfropfenstrom	1.600
1993	Baden-Baden	n.V.	Nassvergärung	n.V.
1994	Bad Rappenau	7.500	Pfropfenstrom	400
2003/2005	Deißlingen	25.000	Nassvergärung	1.030
2008	Engstingen	18.000	Nassvergärung	890
1989	Freiburg	45.000	Pfropfenstrom	1.800
2012	Freudenstadt- Sulzhau	18.000	Pfropfenstrom	550
2012	Geislingen	40.000	Nassvergärung	1.400
2013	Iffezheim	18.000	Boxen	527
1997	Karlsruhe	16.000	Nassvergärung	380
1993	Kißlegg-Rahmhaus	17.500	Nassvergärung	960
2006	Langenau	17.100	Boxen	540

Bezüglich der Gesamtvergärungskapazität befindet sich der Anlagenstandort Baden-Württemberg mit etwa 350.000 Mg/a im oberen Mittelfeld. Nur die Bundesländer Bayern, Hessen und Nordrhein-Westfalen haben größere Vergärungskapazitäten (Abbildung 2-5).

Aufgrund der Einführung der getrennten Sammlung durch das Kreislaufwirtschaftsgesetz (§11 KrWG) und durch das Weiterbestehen der Einspeisevergütung im EEG 2016 für Bioabfälle, ist davon auszugehen, dass der Bestand an Bioabfallvergärungsanlagen in BW zukünftig wachsen wird. Forciert durch das EEG sollen Bioabfallvergärungsanlagen in der Zukunft nicht nur vorrangig das Entsorgungsziel (max. Durchsatz) erfüllen, sondern unter dieser Bedingung auch maximale Biogaserzeugungskapazitäten realisieren. Vor diesem Hintergrund und aufgrund hoher durchschnittlicher Leistungskapazitäten kann eine Flexibilisierung von Bioabfallvergärungsanlagen einen sinnvollen Ansatz darstellen.

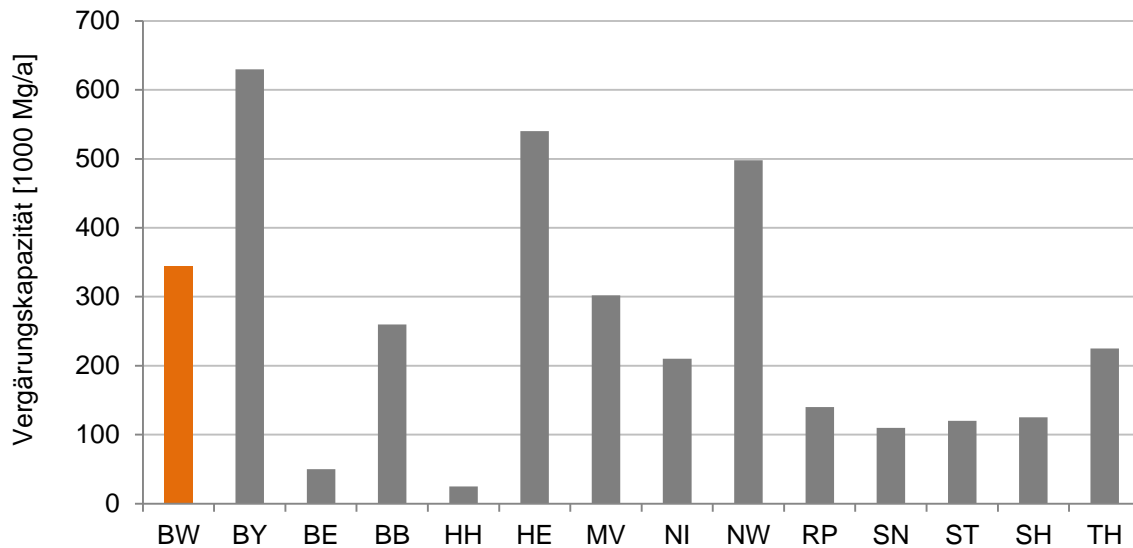


Abbildung 2-5: Vergärungskapazität von Vergärungsanlagen für Bioabfälle in den Bundesländern (nach Kern 2014).

2.1.3 Anlagenpark zur Nutzung fester Biomasse

Anhand von Anlagenstammdaten aus der Regelzone TransnetBW (Anlagenstammdaten 2014) wurde eine kategorisierte Datenbank von EEG geförderten Biomasseanlagen erstellt. Um daraus Anlagen zur Verwendung von fester Biomasse hinsichtlich Standort (in Baden-Württemberg), elektrischer-/thermischer Leistung und Art der Anlagentechnik (Technologie) eindeutig zu identifizieren, wurden entsprechende EEG-Vergütungskategorien und EEG-Anlagenschlüssel berücksichtigt sowie weitere Recherchen durchgeführt. In Abbildung 2-6 sind Standorte von Stromerzeugungsanlagen bei Nutzung fester Biomasse in Baden-Württemberg eingetragen. Auf Basis verfügbarer Recherchedaten konnten 31 Anlagenstandorte in Baden-Württemberg ermittelt werden. Dabei wird zwischen den Technologien der Vergasung, Verbrennung (Dampfkraftwerke), Stirling-Motoren und ORC-Anlagen (engl. „Organic Rankine Cycle“) sowie ihrer installierten elektrischen Leistung unterschieden.

Anlagengrößen nach elektrischer Leistung

Vergasungsanlagen

- < 50 kW
- 50 kW < P < 100 kW
- > 100 kW

Verbrennungsanlagen

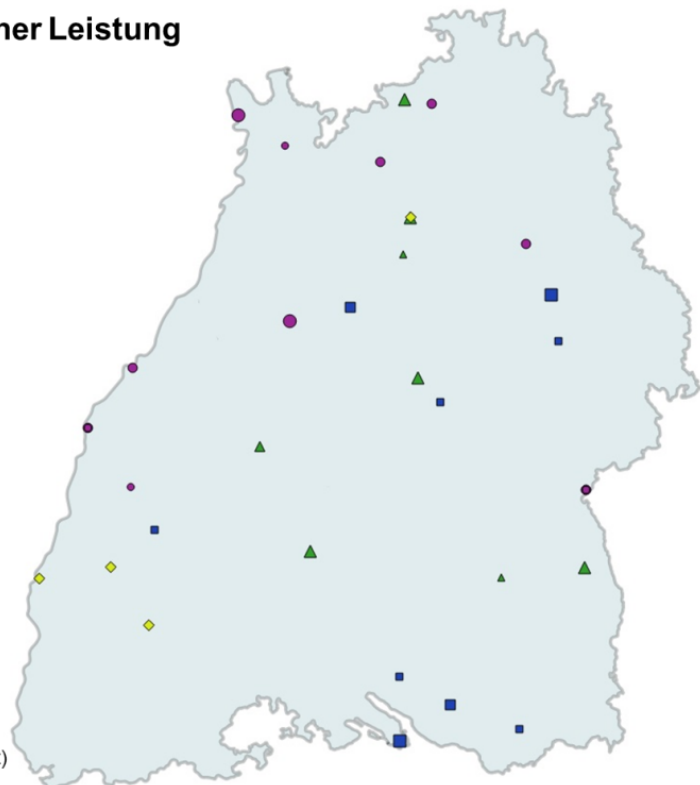
- < 5 MW
- 5 MW < P < 10 MW
- > 10 MW

Stirling-Motoren

- ◆ < 5 kW

ORC-Anlagen

- ▲ < 500 kW
- ▲ 500 kW < P < 1000 kW
- ▲ > 1000 kW



(Stand: 01.05.2014, ohne Anspruch auf Vollständigkeit)

Abbildung 2-6: Anlagenstandorte in Baden-Württemberg zur Verwendung fester Biomasse, unterteilt nach Technologien Vergasung, Verbrennung mit Dampfkreislauf, Stirling und ORC-Kreislauf (eigene Darstellung).

Es wird ersichtlich, dass die Anlagen mit der höchsten Stromerzeugungsleistung auf Verbrennungstechnologien basieren. Vorrangig werden Dampfkraftprozesse eingesetzt, gefolgt von ORC-Anlagen. Vergasungsanlagen existieren in deutlich kleineren Leistungsklassen. Für Stirling-Motoren ergab die Recherche eine maximale Stromerzeugungsleistung von 5 kW.

Vor dem Hintergrund einer begrenzten Biomasseverfügbarkeit könnten kleine Anlagen Vorteile bieten, indem spezifische und lokale Anwendungen (bspw. zur Nutzung anfallender Abfallströme aus Industrieprozessen oder Kläranlagen) realisiert werden könnten. Durch reduzierte Transportentfernungen der Biomassen können sich weitere ökologische Vorteile ergeben.

2.2 Generelle technische Anforderungen und Nachrüstmöglichkeiten für flexibel betriebene Biomasseanlagen

Es gibt verschiedenste Anforderungen des Energiesystems, insbesondere der Stromversorgung, die an flexible Erzeugungsanlagen gestellt werden: Bereitstellung von Primärregelenergie, Bereitstellung von Sekundärregelenergie, Bereitstellung von Minutenreserveleistung (Tertiärregelenergie), Einspeisung von Kurzschluss- und

Blindleistung, Teilnahme am Netzwiederaufbau oder Reserveleistung zum Erfüllen des N-1 Kriteriums (Grundsatz der Netzplanung zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit beim Ausfall einer Netz- oder Erzeugungskomponente). Die Präqualifikationskriterien (Vorlaufzeit, Leistungsfaktoren, etc.) für eine Teilnahme an den Reservemärkten sind im Transmission Code der deutschen Übertragungsnetzbetreiber (VDN 2007) festgelegt. Die technischen Anforderungen an Bioenergieanlagen für einen flexiblen Betrieb sind vielfältig. Für Biogasanlagen (2.2.1), Biomasse-Vergaser (2.2.2) und Biomassekraftwerke (2.2.3) werden im Folgenden technische Anforderungen und Möglichkeiten der Anlagenerweiterung für einen bedarfsorientierten Betrieb erläutert.

2.2.1 Biogasanlagen

Technische Modifikationen für einen flexiblen Anlagenbetrieb setzen an verschiedensten Komponenten einer Biogasanlage inklusive BHKW an:

Kommunikationsaustausch mit dem Direktvermarkter. Der Abruf von Regelenergie erfolgt, je nachdem ob Primär-, Sekundärregelenergie oder Minutenreserve gefordert ist, binnen 30 Sekunden (Primärregelleistung) bis 7,5 Minuten (Mindestvorlaufzeit Minutenreserve) über einen Fernzugriff auf die installierte Leistung (Weißbach 2009). Zudem können mehrere fernsteuerbare Anlagen zu einer virtuellen Kapazität zusammengefasst werden (Pooling) und dadurch Aufgaben von Großkraftwerken erfüllen. Um einen flexiblen Betrieb zu gewährleisten, sollten daher in Abstimmung mit dem Direktvermarkter Kommunikationsschnittstellen zur Fernsteuerbarkeit an Biogasanlagen installiert werden (Härting et. al. 2013). Da jeder Direktvermarkter mit eigenen Standards arbeitet müssen vor allem BHKW-Hersteller flexible Anbindungsmöglichkeiten bieten (siehe hierzu: Förtig 2014, Wickert et. al. 2012 und Härting et. al. 2013).

Dynamik und Elastizität der Erzeugungseinheiten. Um einen möglichst hohen Leistungsanteil für die Regelleistung bereit zu stellen, sind eine hohe Leistungsänderungsgeschwindigkeit und ein möglichst großer Laständerungs-Gradient der Biogasanlagen notwendig. Generell eignet sich jedes BHKW zum Teillastbetrieb. Dabei sollte auf die vom Hersteller angegebenen Teillastpunkte geachtet werden und die Wartungsintervalle ggf. verkürzt werden.

Ausbau der Gasspeicherung. Sowohl die Dauer der Stromerzeugung zu Spitzenzeiten der Residuallast, als auch die Bereitstellungsdauer von Regelenergie ist durch den vorhandenen Biogasspeicher begrenzt. Die derzeitigen Biogasspeicher

dienen vorrangig als Puffer zwischen Biogasproduktion und -verwertung sowie zur Überbrückung von Wartungsintervallen. Im Falle einer geplanten flexiblen Gasbereitstellung bzw. Stromerzeugung muss daher in zusätzliche Speicherkapazitäten investiert werden. Die Investition in zusätzliche Speicherkapazität beträgt ca. 30-80 €/m³ (dena 2010). Zudem ist bei Überschreiten der Mengenschwelle von 10.000 kg Biogas (12. BImSchV) mit genehmigungsrechtlichen Problemen und dadurch zusätzlich entstehenden Kosten zu rechnen. Für einen flexiblen Anlagenbetrieb ist neben der Erweiterung der Gasspeicherkapazität vor allem bei Anlagen mit mehreren installierten Gasspeichern (Fermenter, Gärrestlager, externer Speicher) ein präzises Gasspeichermanagement notwendig, um das gesamte Gasspeichervolumen nutzen zu können.

Eine weitere Möglichkeit der Biogasspeicherung besteht in der Aufbereitung des Biogases auf Erdgasqualität (Biomethan) und der anschließenden Einspeisung ins Erdgasnetz. Die Speicherkapazität des Erdgasnetzes beträgt ca. 220 TWh_{th}, was bei einer Verstromung in GuD-Kraftwerken einer elektrischen Kapazität von ca. 130 TWh_{el} entspricht (dena 2010). Für eine Langzeitspeicherung mit anschließender dezentraler Nutzung zur Strom- und Wärmeerzeugung ist die Biogasaufbereitung eine sinnvolle Alternative zu stationären Speichern.

Erhöhung der Nennleistung (Zubau von BHKW-Leistung). Um bei gleichbleibender Biogasproduktion mit vorhandener Gasspeicherung flexibel fahren zu können, ist eine Steigerung der installierten Leistung und eine Verringerung der Betriebsstundenzahl notwendig. Gemäß EEG 2014 wird derzeit ein Flexibilisierungsgrad bis zum fünffachen der Bemessungsleistung gefördert.

Mit einer Flexibilisierung von Biogasanlagen ist daher meist ein Zubau an Blockheizkraftwerken verbunden, was entsprechende Investitionserfordernisse mit sich bringt. Blockheizkraftwerke sollten möglichst unter Volllast betrieben werden. Dadurch wird ein maximaler Wirkungsgrad bei minimalen Emissionen erreicht. Ob ein oder mehrere BHKW installiert werden sollen, ist im Einzelfall zu prüfen (LfL 2012).

Konzepte zur flexiblen Wärmespeicherung (Kraft-Wärme-Kopplung). Da sich die Stromnachfrage für flexibel fahrende Anlagen meist nicht mit der Wärmenachfrage am Standort deckt, sind Pufferspeicher zur Wärmespeicherung notwendig. Der aktuelle Stand der Technik und Entwicklung zeigt, dass es verschiedenste technische Optionen gibt, die die Integration der Bioenergie in das Energiesystem unterstützen können. Im Bereich der Wärmespeicherung beispielsweise können im Prinzip die drei Gruppen sensible Wärmespeicher, Latentwärmespeicher und thermochemische Wärmespeicher unterschieden werden. Für den Einsatz in Biogasanlagen werden

derzeit Warm- und Heißwasserspeicher sowie Kies/Wasserspeicher als geeignet angesehen (Güsewell 2013). Für sehr große Biogasanlagen oder die Integration in ein Wärmenetz mit anderen Wärmequellen werden auch Erdwärmesonden-Wärmespeicher als Option genannt.

Weiterhin besteht die Möglichkeit, eine flexible Fahrweise auch über einen flexiblen Substrateinsatz zu erzielen. Entsprechende Versuche hierzu wurden im Rahmen des Projektes durchgeführt und sind in Kapitel 3.1 dokumentiert.

2.2.2 Biomasse-Vergaseranlagen

In Abhängigkeit des gewählten verfahrenstechnischen Reaktionssystems zur Biomassevergasung ist ein flexibler Anlagenbetrieb unterschiedlich gut realisierbar. Während Festbettvergaser aufgrund ihres hohen Brennstoffinventars in den Reaktionszonen zur Trocknung, Pyrolyse, Oxidation und Vergasung nur bedingt flexibel betrieben werden können, ist dies bei Systemen mit einem schnellen Brennstoffumsatz möglich. Hierzu zählen v.a. Flugstrom- und Wirbelschichtvergasungsanlagen, die eine gute Durchmischung des Brennstoffs mit dem Vergasungsmittel (Luft, Wasserdampf) ermöglichen und somit Auswirkungen der Brennstoffdosierung auf die Synthesegasmenge mit nur kurzen Verzögerungen gewährleisten.

Für schnelle Anfahrvorgänge oder zum Wechsel der Betriebstemperatur sind kleine thermische Massen im Reaktionssystem sinnvoll. Bei Wirbelschichtvergasungsanlagen ist allerdings eine große thermische Speichermasse durch das Wirbelbettmaterial (beispielsweise Sand, Olivin oder Kalkstein) gegeben. Hierfür können z.B. externe Behälter zur Zwischenspeicherung des Wirbelbettmaterials für eine bessere Anlagenflexibilität im Prozess integriert werden, wobei hier auch Feststoffwärmeübertrager wie z.B. Fließbettkühler zu nennen sind. Weiterhin ergeben sich große thermische Massen durch ausgemauerte Reaktorinnenwände. Zur Erhöhung der Laständerungsgeschwindigkeiten neuer Anlagen könnte bspw. schon während der Anlagenauslegung eine reduzierte Dicke der Mauerung gewählt werden, um die thermische Trägheit des Vergasungsprozesses zu verringern. Darüber hinaus können im Rahmen einer Anlagenrevision entsprechende Maßnahmen zur Reduktion der thermischen Masse durchgeführt werden.

Hinsichtlich der Anlagenflexibilität ist auch zu beachten, inwieweit unterschiedliche Brennstoffe vergast werden können, bzw. wie sich eine Änderung der Brennstoffzusammensetzung im Betrieb realisieren lässt. Bei einer Vergasung verschiedener Brennstoffe, wie bspw. Waldrestholz, Stroh oder Landschaftspflegematerial müssen zum Beispiel Unterschiede bei der Brennstofffeuchte berücksichtigt werden, die auch saisonal stark variieren können. Für einen zuverlässigen und

effizienten Vergasungsbetrieb ist deshalb zu prüfen, ob eine dem Vergasungsreaktor vorgeschaltete Brennstofftrocknungsanlage die Anlagenflexibilität erhöhen kann, bzw. ob eine existierende Trocknungsanlage die erforderliche Leistung besitzt. Eine solche Trocknungsanlage lässt sich auch gezielt zur Prozessflexibilisierung einsetzen. So kann bei einem geringen Wärmebedarf und gefüllten Wärmespeichern Prozesswärme zur besseren Brennstofftrocknung verwendet, der getrocknete Brennstoff zwischengelagert und so die Wärme auf diese Art „eingespeichert“ werden. Weiterhin sind bei Verwendung unterschiedlicher Brennstoffe deren Mengen und Aschezusammensetzung zu berücksichtigen. Dabei können sich Änderungen zum einen in veränderten Entsorgungskosten widerspiegeln zum anderen aber auch auf den Anlagenbetrieb durch einen niedrigen Ascheschmelzpunkt, welcher in Wirbelschichtvergasungsanlagen zu Bettagglomerationen führen kann, auswirken. Um dies zu vermeiden, muss die Betriebstemperatur so eingestellt werden, dass sie unterhalb einer kritischen Prozesstemperatur liegt. Darüber hinaus zeigte die Zugabe von Kalkstein als Sorbens im Wirbelbett gute Eigenschaften, um Ascheschmelzproblematiken zu vermeiden (B2G 2014).

In Abbildung 2-7 ist ein Vergasungsverfahren in einer 200 kW_{th} dual-zirkulierenden Wirbelschichtanlage mit Kalkstein als Wirbelbettmaterial gezeigt. Dabei wird im Vergaser die zugeführte Biomasse in ein Synthesegas und Koks umgewandelt. Durch Verwendung von Calciumoxid (CaO) als sorptionsaktives Wirbelbettmaterial kann CO₂, welches bei der Vergasung freigesetzt wird, durch die Karbonatisierungsreaktion: $\text{CaO} + \text{CO}_2 \rightarrow \text{CaCO}_3$ eingebunden werden. Somit sind bei dieser sorptionsunterstützten Vergasung (SER, engl. „sorption enhanced reforming“) hohe Synthesegasheizwerte im Bereich von 14 MJ/m³_{i.N.} möglich. Nach der Abscheidung von CO₂ wird das gebildete Calciumcarbonat (CaCO₃) zusammen mit dem Koks dem Regenerator zugeführt. Dabei verbrennt der Koks und durch die freigesetzte Wärme erfolgt die Regeneration des Calciumcarbonats (umgekehrte Kalzinierungsreaktion: $\text{CaCO}_3 \rightarrow \text{CaO} + \text{CO}_2$) wieder zu CaO, welches somit erneut dem Vergasungsprozess zur Verfügung steht. In Abhängigkeit der Vergasungstemperatur und der bereitgestellten Menge an Calciumoxid kann die Zusammensetzung des Synthesegases eingestellt und für unterschiedliche Anwendungen (z.B. Stromerzeugung, Methanisierung) angepasst werden.

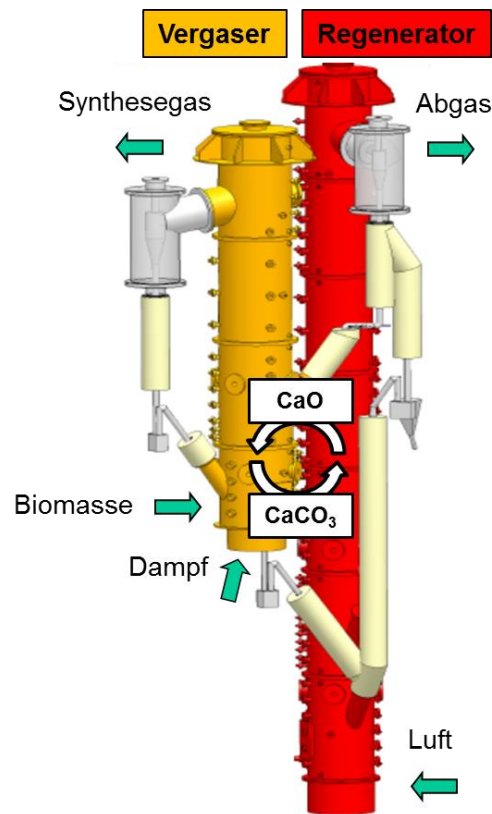


Abbildung 2-7: Dual-zirkulierende Wirbelschichtvergasungsanlage (200 kW_{th}; eigene Darstellung).

2.2.3 Biomasseheizkraftwerke

Aufgrund der bisherigen Fördermechanismen des EEG-Gesetzes von 2014 (und früherer Varianten) wurde der Nennbetrieb von Biomasseheizkraftwerken in der Regel auf Grundlast ausgelegt, um möglichst hohe Gesamtwirkungsgrade bei Vollast zu erreichen. Dies bedeutet, dass solche Heizkraftwerke so ausgelegt sind, dass sie den benötigten Grundbedarf an Wärme bereitstellen. Ihre Wirtschaftlichkeit orientiert sich an dem Vollastbetrieb, wobei aber auch die Teilnahme am Regelenergiemarkt (Sekundärenergieleistung, negative Minutenreserveleistung) möglich ist (Woite 2015). Darüber hinaus werden bestehende Anlagen seit dem EEG 2014 nach einem Marktprämienmodell vergütet. Hierdurch ergeben sich für den Anlagenbetreiber Möglichkeiten einer flexiblen Stromerzeugung, um den erzeugten Strom zu möglichst hohen Marktpreisen zu verkaufen. Auch in solchen Fällen besteht ein Anreiz die Stromerzeugung flexibler zu gestalten. Für die Teilnahme am Marktmodell nach EEG 2014 wird eine Fernsteuerbarkeit der Anlage seitens des Netzbetreibers gefordert, wodurch im Bedarfsfall (Netzstabilität) eine Unterbrechung der Stromerzeugung durch den Netzbetreiber möglich ist.

3 Technische Analyse des flexiblen Anlagenbetriebs auf Basis experimenteller Untersuchungen und Simulationen

Biomasseanlagen zur energetischen Nutzung bzw. Stromerzeugung werden aktuell (noch) vorrangig in Grundlast betrieben. Eine Umstellung auf einen flexiblen Anlagenbetrieb erfordert technische Anpassungen und Nachrüstungen der Anlagen. In diesem Kapitel werden die Ergebnisse aus den durchgeführten experimentellen Untersuchungen und ergänzenden technischen Simulationen zum bedarfsorientierte Betrieb von Biogasanlagen (3.1) und Anlagen zur Nutzung fester Biomasse (3.2 und 3.3) dargestellt und diskutiert.

3.1 Flexible Betriebsweise Biogasanlagen - bedarfsorientierte Fermenterbeschickung

Für eine effiziente Betriebsführung bei bedarfsorientierter Biogasproduktion müssen die erzeugten Biogasmengen im Planungshorizont der Einsatzplanung vorhergesagt werden können. Die Biogasproduktionsmengen hängen dabei in erster Linie von der Beschickungsmenge, den Beschickungszeitpunkten und von der Substratzusammensetzung ab. Die Prognose kann dabei auf Basis von Prognosemodellen (z.B. Anaerobic Digestion Model 1) oder mit Hilfe empirischer Daten erfolgen. Eine Simulation des Vergärungsprozesses in einer Biogasanlage setzt eine hohe Messdatenverfügbarkeit und eine aufwändige Modellkalibrierung voraus. Um dennoch den Verlauf der Biogasmengen bei einer bedarfsorientierten Fermenterbeschickung einschätzen zu können, wurden basierend auf empirischen Daten aus Praxisversuchen am unteren Lindenhof (Versuchsbiogasanlage der Universität Hohenheim), synthetische Erzeugungsprofile der Biogasproduktion erstellt. In der Versuchsphase vom 04.01.2015 bis 23.03.2015 wurden dafür vier Versuchsreihen mit unterschiedlichen Substrattypen, -zusammensetzungen, und -mengen sowie Fütterungszyklen (wochen- und tageszyklisch) durchgeführt (Tabelle 3-1).

Tabelle 3-1: Kennwerte der Versuchsdurchführung.

Versuchsphase	Substrat	Fütterungszeitpunkte ca.	Durchschnittliche Beschickungsmenge	Peak ca.
04.01. - 01.02.	Maissilage / Grassilage	11:00/13:00/15:00	2.881 kg	19:00 - 21:00
11.02. - 22.02.	Maissilage	11:00/13:00/15:00	2.589 kg	19:00 - 21:00
02.03. - 09.03.	Grassilage	11:00/13:00/15:00	2.797 kg	16:00
11.03. - 23.03.	Getreideauswahl	11:00/13:00	1.723 kg	20:00 - 21:00

Bei der tageszyklischen Fütterung wurde die Anlage zu täglich wiederkehrenden Zeitpunkten mit konstanten Beschickungsmengen gefüttert. Durch eine Konzentration

der Beschickung auf einen Zeitraum von 2 bis 4 Stunden konnte erreicht werden, dass sich ein deutlicher Tagespeak bei der Biogaserzeugung einstellt. Bei der wochenzyklischen Fütterung wurden die Beschickungszeitpunkte und -mengen wochentags beibehalten und die Fütterung am Wochenende ganz ausgesetzt. Dies hatte eine deutliche Absenkung der Biogaserzeugung am Wochenende zur Folge (Abbildung 3-3 und Abbildung 3-5).

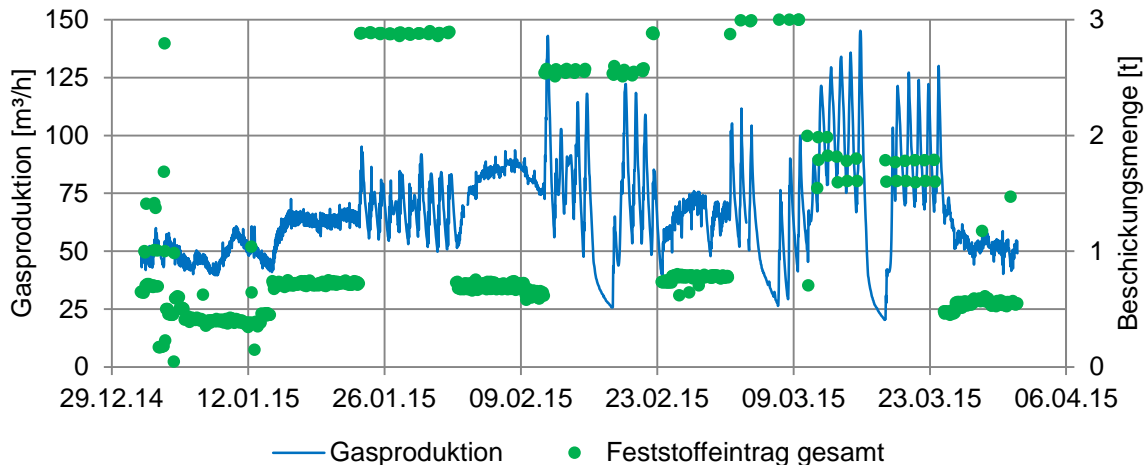


Abbildung 3-1: Rohbiogaserzeugung bei flexibler Beschickung der Versuchsbiogasanlage „Unterer Lindenhof“.

Die Analyse der Biogasproduktionsraten für diskontinuierliche Fütterung mit täglichem Zyklus ergab, dass sich der Biogasproduktionspeak in der Regel 7-10 h nach der ersten Fütterung einstellt. Dabei sind die erzielten täglichen Peaks bei der Fütterung mit Maissilage (ca. 140%-150% der mittleren Biogasproduktionsrate) stärker ausgeprägt als bei der Fütterung mit Getreide (ca. 130%-140% der mittleren Biogasproduktionsrate).

Die Ergebnisse aus der Fütterung im Wochenzyklus zeigen, dass beim Aussetzen der Fütterung am Wochenende, insbesondere mit Getreide sehr niedrige Biogasproduktionsraten erreicht werden (Maissilage: 1/5 von V_{max} ; Getreide: 1/7 von V_{max}). Im Gegensatz zum täglichen Fütterungszyklus sind die Peaks bezogen auf die durchschnittliche Biogasproduktion dadurch bei einer Fütterung mit Getreide höher als bei einer Fütterung mit Maissilage (Maissilage < 190%, Getreide > 200 %).

Abbildung 3-2 bis Abbildung 3-5 zeigen charakteristische Erzeugungsprofile, die sich in Abhängigkeit von den gewählten Fütterungszeitpunkten, Futtermengen und Substraten ergeben. Die Fütterungszeitpunkte wurden so gewählt, dass abhängig vom Fütterungszyklus eine möglichst hohe Übereinstimmung mit den durchschnittlichen Spotpreisen aus 2014 (EPEX Spot SE 2014) erreicht wird.

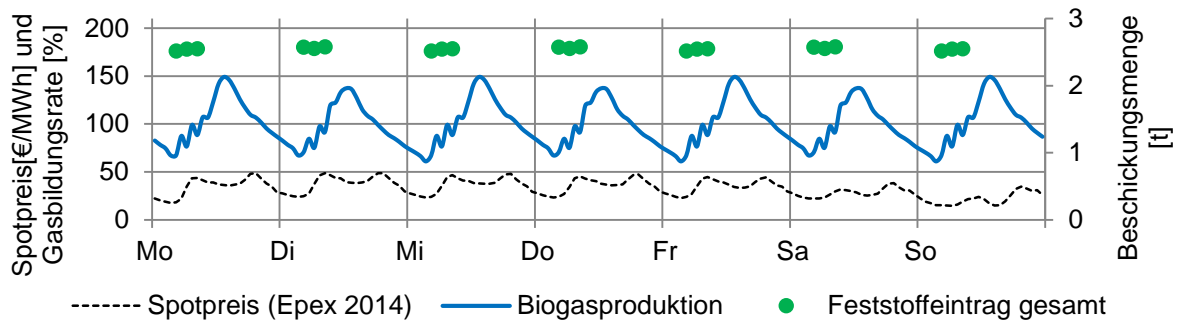


Abbildung 3-2: Wochenausschnitt aus synthetischem Biogaserzeugungsprofil 1 (tägliche bedarfsorientierte Fütterung mit Maissilage).

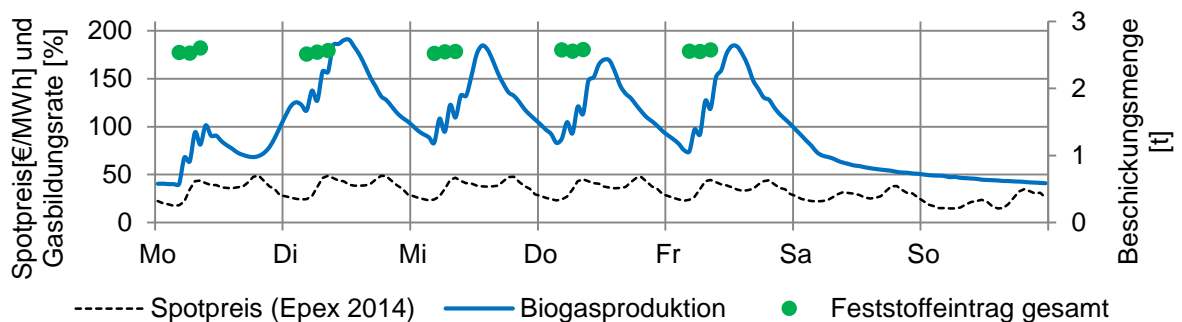


Abbildung 3-3: Wochenausschnitt aus synthetischem Biogaserzeugungsprofil 2 (bedarfsorientierte Fütterung mit Maissilage von Montag bis Freitag und Aussetzen der Fütterung übers Wochenende).

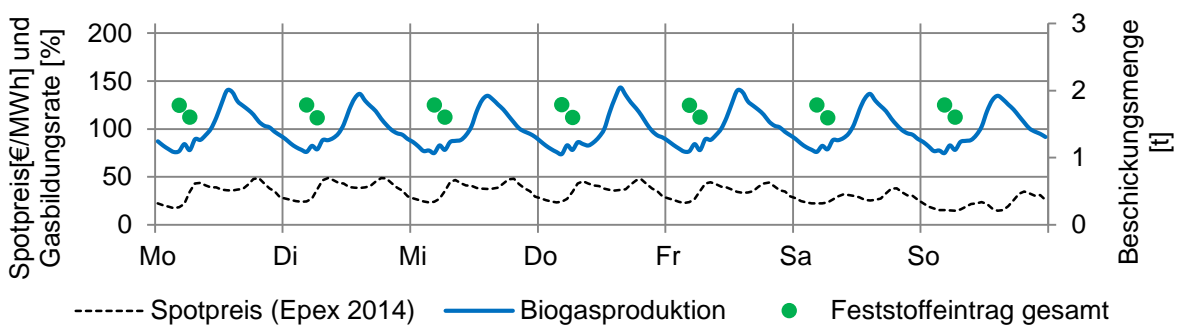


Abbildung 3-4: Wochenausschnitt aus synthetischem Biogaserzeugungsprofil 3 (tägliche bedarfsorientierte Fütterung mit Getreide).

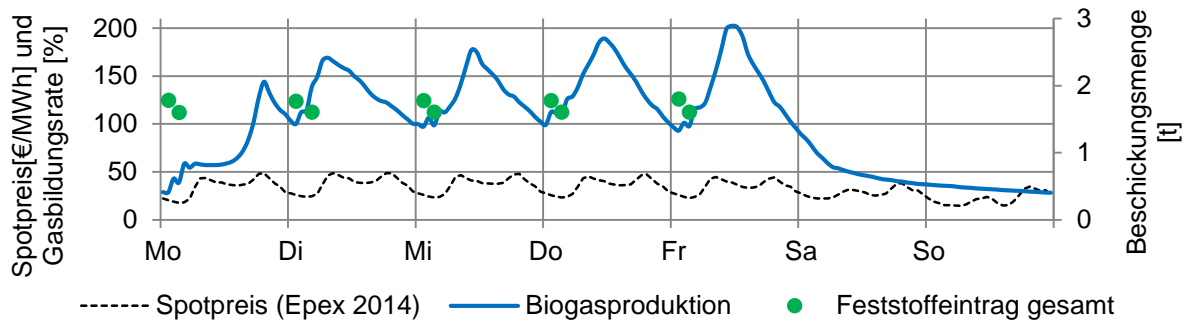


Abbildung 3-5: Wochenausschnitt aus synthetischem Biogaserzeugungsprofil 4 (bedarfsorientierte Fütterung mit Getreide von Montag bis Freitag und Aussetzen der Fütterung übers Wochenende).

Aus den Versuchsergebnissen lässt sich folgern, dass sich neben Getreide auch herkömmliche Substrate wie Maissilage und Grassilage für die flexible Fütterung im Tageszyklus eignen. Für eine Fütterung mit wöchentlichem Zyklus ist Getreide besser geeignet. Es lassen sich aber auch ohne eine Umstellung auf Substrate mit hohen Energiedichten und ohne eine aufwändige Aufbereitung der Substrate gute Ergebnisse erzielen.

Des Weiteren zeigen die Daten, dass die Peaks und die produzierte Biogasmenge nach einer Fütterung bei vorherigem langem Aussetzen der Fütterung insgesamt unterdurchschnittlich ausfallen. Zum Teil lässt sich eine Verlagerung der produzierten Biogasmengen auf die Folgetage beobachten. Allerdings muss auch davon ausgegangen werden, dass die Biogasausbeuten durch lange Hungerphasen sinken.

Die Ergebnisse aus den experimentellen Untersuchungen gingen in die Entwicklung des Simulationstools für Bestandsanlagen ein (siehe Kapitel 4.1.2), um einen flexiblen BHKW-Betrieb bei gleichzeitig flexibler Rohbiogaserzeugung bzgl. Anlagenkonfiguration und Kosten-Nutzen Analyse abzubilden (Kapitel 4.1.3 und 4.1.4).

3.2 Flexible Betriebsweise Biomasse-Vergaser

Nachfolgend werden Ergebnisse zu Versuchen eines flexiblen Vergasungsbetriebs in einer Wirbelschichtvergasungsanlage vorgestellt. Als Einsatzstoffe dienen primär holzartige (ligninreiche) Biomassen. Aufbauend auf diesen Ergebnissen werden verschiedene Simulationsmodelle verwendet, um den Prozess und dessen Dynamik detailliert abzubilden und daraus Aussagen über mögliche flexible Betriebsweisen zu generieren.

3.2.1 Experimentelle Untersuchungen zur Anwendungsflexibilisierung

Grundsätzlich sind Vergasungsanlagen sehr gut für eine flexible Betriebsweise geeignet, da das bei der Vergasung erzeugte Synthesegas für unterschiedliche Anwendungen genutzt werden kann. So lässt sich das Synthesegas beispielsweise je nach Anforderung entweder zur reinen Stromerzeugung in einem Gasmotor oder über eine Kombination aus Gasmotor und Heizkessel zur reduzierten Strom- und erhöhten Wärmeerzeugung einsetzen. Eine weitere Möglichkeit zur Verwendung des Synthesegases ergibt sich über den Prozessschritt der Methansynthese zur Erzeugung von Bio-SNG (SNG, engl. „substitute natural gas“). Diese Art der Verwendung wird eher für größere Vergasungsanlagen als sinnvoll angesehen, da neben den Investitionskosten für den Methanisierungsreaktor eine Synthesegasaufbereitung sowie ein höherer Grad an Steuer- und Regelungstechnik erforderlich sind, um beispielsweise die Zusammensetzung des Synthesegases und des erzeugten Bio-SNG zu überwachen. Auch werden zur Anbindung an ein bestehendes Erdgasnetz weitere Komponenten, z.B. zur Druckerhöhung (Verdichter) benötigt.

Solche hybriden Vergasungsanlagen können in ihrem Betrieb flexibel dem Strombedarf angepasst werden. Hierbei wird der Vergaser konstant mit Nennlast betrieben und nur der Synthesegasnutzungspfad zwischen Strom- und SNG-Erzeugung flexibel umgestellt. Hierbei müssen vor allem die An- und Abfahrzeiten der einzelnen Prozesskomponenten berücksichtigt werden. Zudem kann die Verwendung des Synthesegases nicht beliebig schnell zwischen einem Heizkessel und einem Gasmotor verändert werden, wenn eine Komponente sich in einem kalten Zustand befindet. In diesem Zusammenhang kann ein anlageninternes Wärmemanagement helfen, mit welchem nicht in Betrieb befindliche Komponenten warmgehalten werden. Eine weitere Möglichkeit zur Wärmeerschaltung ergibt sich bei Anlagen, die sowohl einen Gasmotor als auch eine Methanisierungsanlage besitzen, da beide Prozesse zur Wärmebereitstellung genutzt werden können. Für solche Anlagen bietet sich die sorptionsunterstützte Wasserdampfvergasung (SER) an, da mit diesem Vergasungskonzept die für die jeweilige Anwendung erforderliche Synthesegaszusammensetzung über die Vergasungstemperatur optimal eingestellt werden kann (Poboß 2013).

Zur Untersuchung des Verhaltens des SER-Vergasungsverfahrens für einen solchen flexiblen Anlagenbetrieb wurden an einer 200 kW_{th} Pilot-Wirbelschichtvergasungsanlage Versuche durchgeführt. Abbildung 3-6 zeigt die Synthesegaszusammensetzung in Abhängigkeit von der Vergasungstemperatur. Bei einer niedrigen Vergasungstemperatur liegen im Synthesegas hohe H₂-Konzentrationen vor. Aufgrund der Reaktionskinetik ist jedoch der Brennstoffumsatz

im Vergaser reduziert, wodurch sich eine geringere Synthesegasleistung (im Versuch: 84 kW) ergibt. Bei höheren Vergasungstemperaturen steigt die Synthesegasleistung (im Versuch: 105 kW), allerdings ist die Zusammensetzung (C/H Stöchiometrie) des Synthesegases nicht mehr für eine effiziente Methanisierung geeignet. Die dargestellten Zeiten für die Änderung der Vergasungstemperatur (0,25-1,5 Std.) entsprechen den an einer solchen Versuchsanlage möglichen Werten. Dies liegt an der sehr hohen thermischen Trägheit der Versuchsanlage bezogen auf die Vergasungsleistung. In größeren und bzgl. Betriebsflexibilität optimierten Anlagen sollten sich schnellere Temperaturänderungsgeschwindigkeiten realisieren lassen.

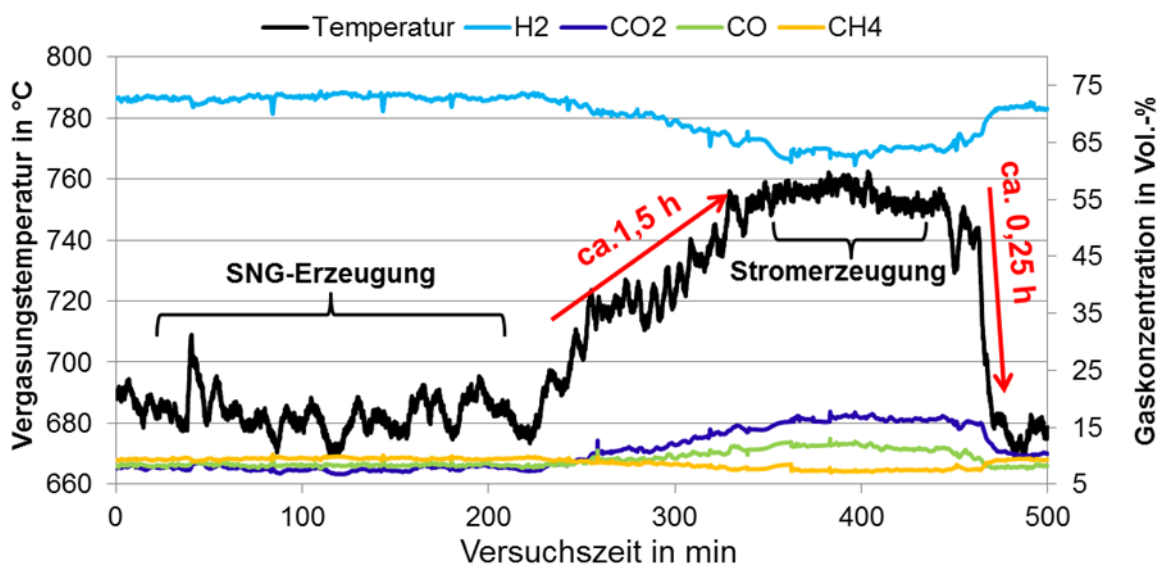


Abbildung 3-6: Gaszusammensetzung als Funktion der Temperaturänderung aus SER-Vergasungsversuchen an einer 200 kW_{th}-Pilotvergasungsanlage.

Im Rahmen der durchgeführten Versuche an der Wirbelschicht-Vergasungsanlage konnten durch die interne Feststoffzirkulation (Sorbensumlauf) problemlos Wechselgradienten zu neuen Betriebszuständen angefahren werden, sodass ein Wechselbetrieb zwischen einer Stromerzeugung in einem Gasmotor und der SNG-Erzeugung in einer Methanisierung grundsätzlich möglich ist. Da die Abwärmeströme aus einem Gasmotor und einer Methanisierung unterschiedlich groß sind, ergeben sich Möglichkeiten auf Veränderungen beim Wärmebedarf eines Wärmenetzes zu reagieren.

3.2.2 Experimentelle Untersuchung zur Leistungsflexibilisierung

Ein Teillastbetrieb des Vergasungsreaktors stellt eine weitere Möglichkeit der Flexibilisierung dar. Diese Option lässt sich in verschiedenen Vergasungskonzepten unterschiedlich gut umsetzen. Festbettvergaser besitzen aufgrund ihrer

Verfahrenstechnik mit den Reaktionszonen zur Trocknung, Pyrolyse, Oxidation und der Vergasung ein recht großes Brennstoffinventar. Daraus resultieren bei flexibler Betriebsweise Laständerungszeiten bis hin zu mehreren Stunden (Klemm 2014). Andere Vergasungssysteme wie Flugstromreaktoren oder Wirbelschichtanlagen ermöglichen Laständerungen innerhalb von einigen Minuten.

Wichtig für einen flexiblen Anlagenbetrieb ist, dass die dem Vergaser nachgeschalteten Komponenten (Gasmotor, Heizkessel, Synthesegasaufbereitung, Methanisierung) ebenfalls in der Lage sind, dem Lastgradienten im Synthesegasvolumenstrom zu folgen. Hierbei müssen bei der Dimensionierung die Lastbereichsgrenzen der einzelnen Komponenten genau aufeinander abgestimmt werden, um einen zuverlässigen Betrieb der Gesamtanlage zu gewährleisten.

Auch zur Untersuchung der Leistungsflexibilität wurden an der 200 kW_{th}-Pilot-Wirbelschichtvergasungsanlage SER-Vergasungsversuche durchgeführt. Dabei wurde ausgehend von einem stationären Reaktorbetrieb die Dosierung der Rohbiomasse (BM) von 36 auf 30 kg/h reduziert und das Zeitverhalten ermittelt, bis sich ein neuer stationärer Zustand im Synthesegasvolumenstrom eingestellt hat (siehe Abbildung 3-7, links). Im Anschluss wurde die Biomassedosierung wieder von 30 auf 36 kg/h erhöht (siehe Abbildung 3-7, rechts). Man erkennt, dass eine Änderung des Brennstoffmassenstromes um etwa 20% zu einer Änderung der Synthesegasmenge in gleicher Größenordnung führt. Über den gesamten Leistungsänderungsbereich konnte das Wasserdampf zu Kohlenstoffverhältnis (S/C, engl. „Steam to Carbon“) in einem Bereich zwischen 1,5 und 1,7 mol_{H₂O}/mol_C gehalten werden. Dadurch wird der Einfluss auf den Vergasungsprozess minimiert.

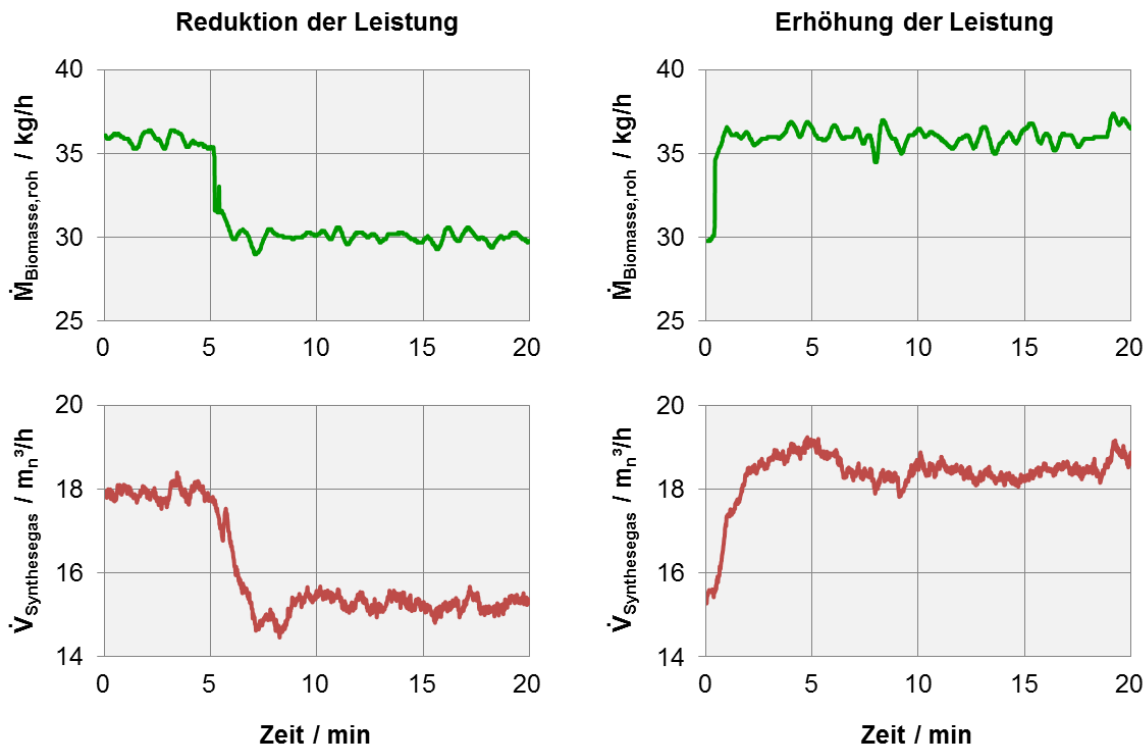


Abbildung 3-7: Leistungsänderungsverhalten des Vergasers und Einfluss auf Synthesegasvolumenstrom durch Veränderung der Brennstoffdosierung.

Auch die Synthesegaszusammensetzung wurde dabei untersucht. Es zeigte sich, dass sich durch den Lastwechsel keine nennenswerten Veränderungen in der Gaszusammensetzung ergeben und eine nahezu konstante Gasqualität gehalten werden kann. Dies ist beispielsweise für nachgeschaltete Synthesen wichtig, welche auf eine bestimmte Synthesegasqualität angewiesen ist. In Abbildung 3-8 ist während der Leistungsänderung der aus den Gaszusammensetzungen abgeleitete dimensionslose Stöchiometriekoeffizient $\sigma = (y_{\text{H}_2} - y_{\text{CO}_2}) / (y_{\text{CO}} + y_{\text{CO}_2})$ mit y_i (Vol.-%) für die Methanisierung aufgetragen (links: Reduktion der Leistung, rechts: Erhöhung der Leistung). Liegt der Stöchiometriekoeffizient bei drei, findet ein vollständiger Reaktionsumsatz des Synthesegases zu SNG statt. Bei Werten oberhalb von drei liegen Restmengen an Wasserstoff und bei Werten unterhalb von drei liegen Restmengen an CO und CO₂ im SNG vor. In Abbildung 3-8 unterschreitet der Verlauf des Stöchiometriekoeffizienten nicht den Wert drei und demnach ist über den gesamten Leistungsänderungsbereich ein vollständiger Kohlenstoffumsatz aus dem Synthesegas hin zu SNG möglich.

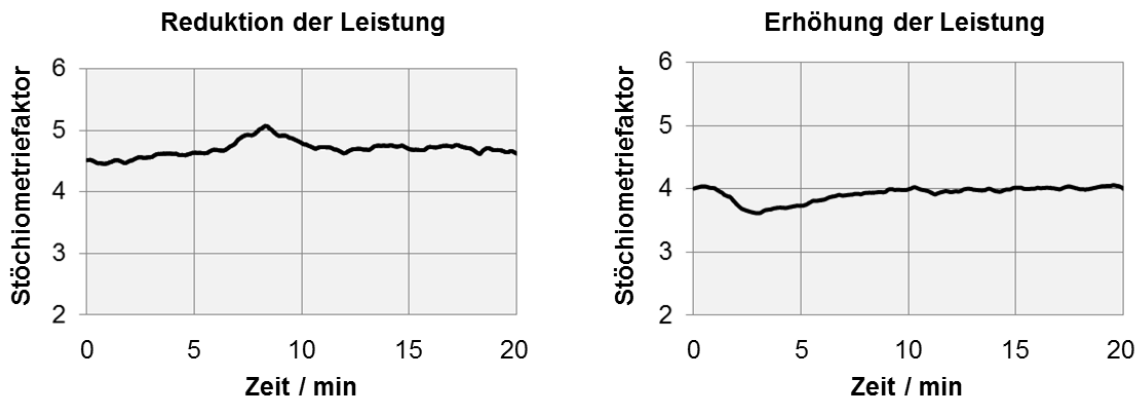


Abbildung 3-8: Stöchiometriekoeffizient $(y_{H_2}-y_{CO_2})/(y_{CO}+y_{CO_2})$ für die Methanisierung bei Reduktion der Leistung (links) und Erhöhung der Leistung (rechts) an der Vergaseranlage.

Für die gezeigten Änderungen der Vergaserleistung wurde innerhalb weniger Minuten ein neuer stationärer Betriebspunkt für den Synthesegasvolumenstrom als auch für die Gasqualität erreicht. Somit wurde die Möglichkeit demonstriert, gezielt hohe Laständerungsgeschwindigkeiten mit einer Wirbelschicht-SER-Vergaseranlage zu fahren. Die Technologie eignet sich somit gut, um auf stromseitige Über- und Unterdeckungen zu reagieren.

3.2.3 Simulationen zum Teillastverhalten

Als Erweiterung zu den experimentellen Untersuchungen wurde in einer Reaktorsimulation der mögliche Lastbereich bei der Wasserdampfvergasung in einer blasenbildenden Wirbelschicht untersucht. Basierend auf den experimentellen Daten und der Reaktorgeometrie der Pilotvergasungsanlage wurde in Aspen Custom Modeler® ein Simulationsmodell des Reaktors aufgebaut, welches die Prozessgrößen in Richtung der vertikalen Reaktorachse auflöst (siehe Abbildung 3-9). Als wichtige Größe in einer Wirbelschicht zählt die Fluidisierungsgeschwindigkeit im Wirbelbett, welche durch den Lastbereich in weiten Teilen vorgegeben ist. Für die folgenden Untersuchungen zum flexiblen Vergaserbetrieb wurde als untere Grenze die Mindestfluidisierung gewählt, bei der das Wirbelbett aufgrund des Fluidisierungsmediums (Wasserdampf) und der aus der Biomasse freiwerdenden flüchtigen Bestandteile im gesamten Wirbelbett homogen durchmischt wird. Als obere Grenze gilt der Übergang zur zirkulierenden Wirbelschicht, bei der die Partikel zunehmend aus dem Wirbelbett ausgetragen werden. Im umgesetzten Modell wird im Wirbelbettbereich ein Gastransport über die „Blasenphase b“ und die „Suspensionsphase d“ sowie ein orthogonaler Austausch zwischen den Phasen berücksichtigt. Der Transport von heißem zirkulierendem Bettmaterial (CaO aus dem

SER-Regenerator) erfolgt aufgrund der Zugabe oberhalb des Wirbelbetts und der Entnahme über den Siphon im unteren Bereich des Wirbelbetts entgegen dem Transport der Gasphase (im Gegenstrom in Richtung der aufsteigenden Gasblasen). Ferner basiert das vorgestellte Modell auf kinetischen Ansätzen der verschiedenen Vergasungsreaktionen, so dass der Einfluss der Vergasertemperatur auf die Synthesegaszusammensetzung und die Gasausbeute berücksichtigt werden kann.

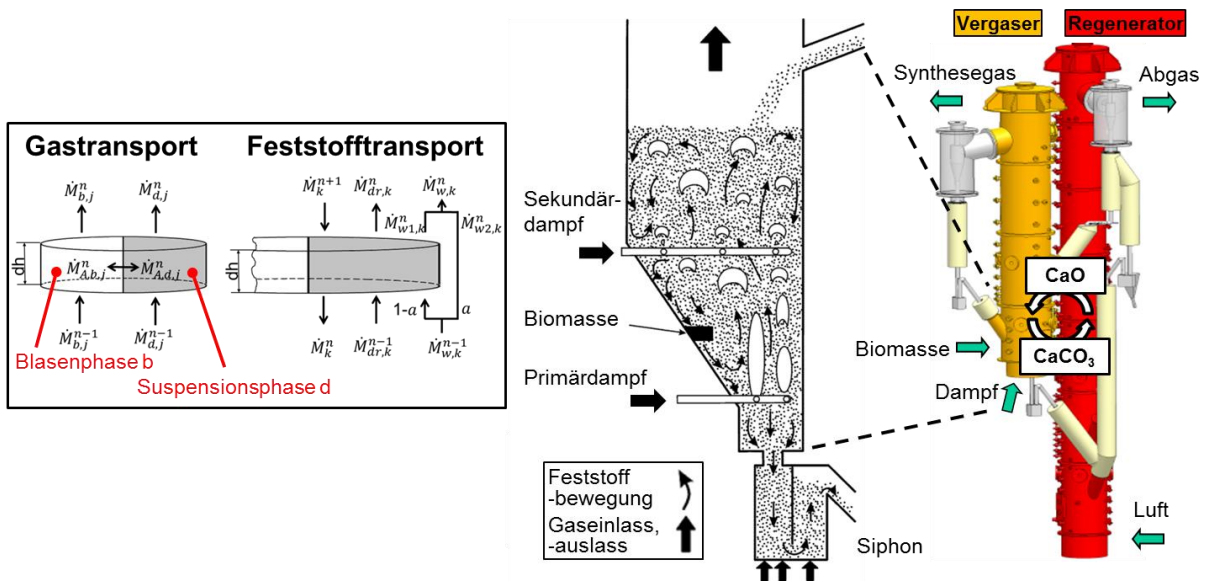


Abbildung 3-9: Beschreibung des Simulationsmodells zur ortsaufgelösten Berechnung des Vergasungsprozesses, nach (Beirow 2015).

Die Simulationsergebnisse wurden anhand der experimentellen Daten bestätigt und es konnte für den Betriebsmodus zur SNG-Erzeugung eine optimale Vergasungstemperatur im Bereich von 710°C abgeleitet werden (Abbildung 3-10). Bei dieser Temperatur entspricht die Zusammensetzung des Synthesegases der erforderlichen Zusammensetzung für einen stöchiometrischen Umsatz in der Methanisierung.

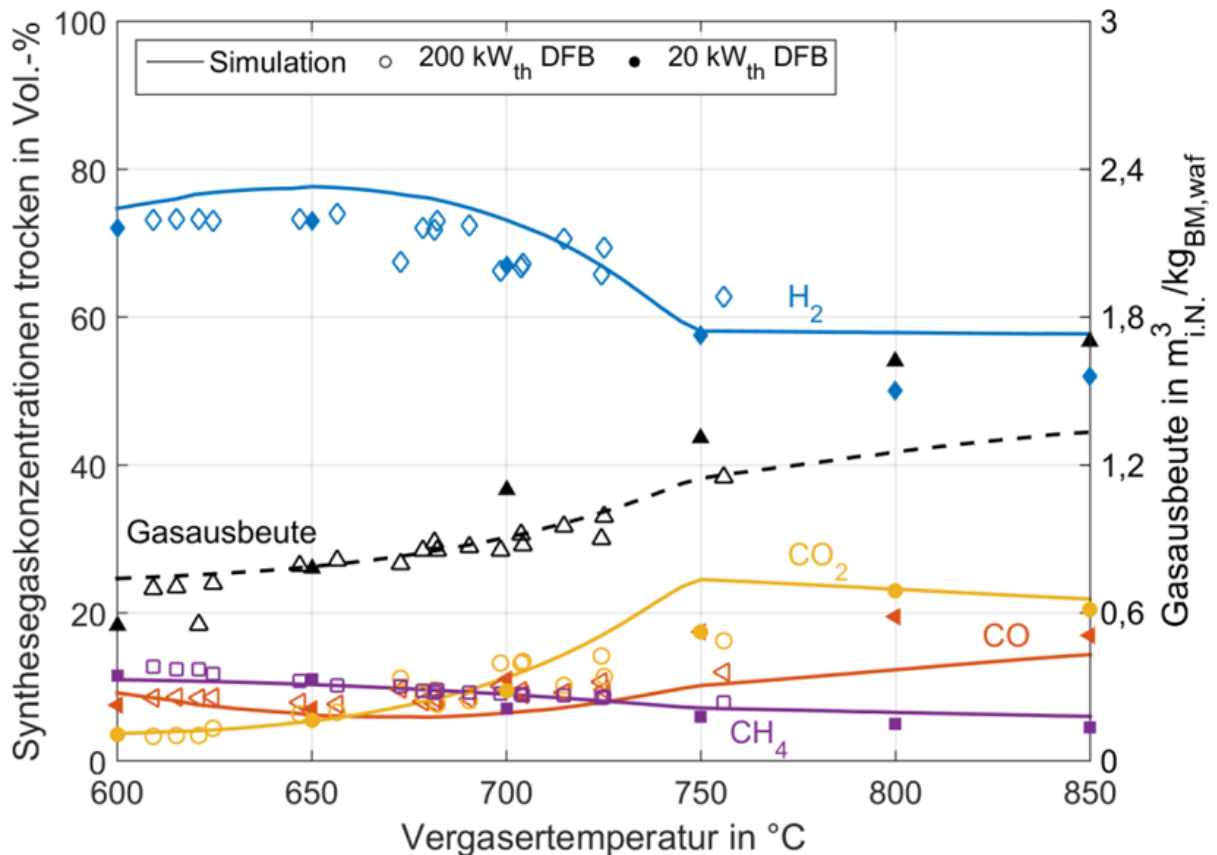


Abbildung 3-10: Gemessene und im Modell berechnete Synthesegaskonzentrationen und -ausbeuten, aus (Beirow 2015).

Die Stromerzeugung über einen Gasmotor erfolgt tendenziell bei höheren Vergasungstemperaturen. Als Kompromiss zwischen zunehmender Gasausbeute und dem für die höhere Temperatur notwendigen, höheren zirkulierenden Feststoffmassenstrom zwischen den Reaktoren, wurde für den Betrieb der Stromerzeugung eine Vergasungstemperatur von 750°C bestimmt.

In einem nächsten Schritt wurde für die ermittelten Vergasungstemperaturen das jeweilige Teillastverhalten anhand der Fluidisierungsgeschwindigkeiten über die Wirbelbetthöhe ermittelt (siehe Abbildung 3-11). Dabei berücksichtigt das vorgestellte Simulationsmodell neben dem Lastpunkt (Biomassedosierung als Kurvenparameter) auch den Einfluss der Reaktortemperatur auf das Gasvolumen. Als möglicher Betriebsbereich des Reaktors wurde eine Fluidisierung zwischen $0,5$ und 1 m/s gewählt (Mindest- und Maximalfluidisierung). Somit ergibt sich als untere Grenze ein Lastpunkt, bei dem noch im gesamten Wirbelbettbereich (Reaktorhöhe $< h_{\text{Bett}}$) eine Geschwindigkeit von $0,5 \text{ m/s}$ erreicht wird. Der obere Lastpunkt ergibt sich aus demjenigen Biomassestrom, bei dem an der Wirbelbettoberfläche (h_{Bett}) die Fluidisierungsgeschwindigkeit kleiner als 1 m/s ist.

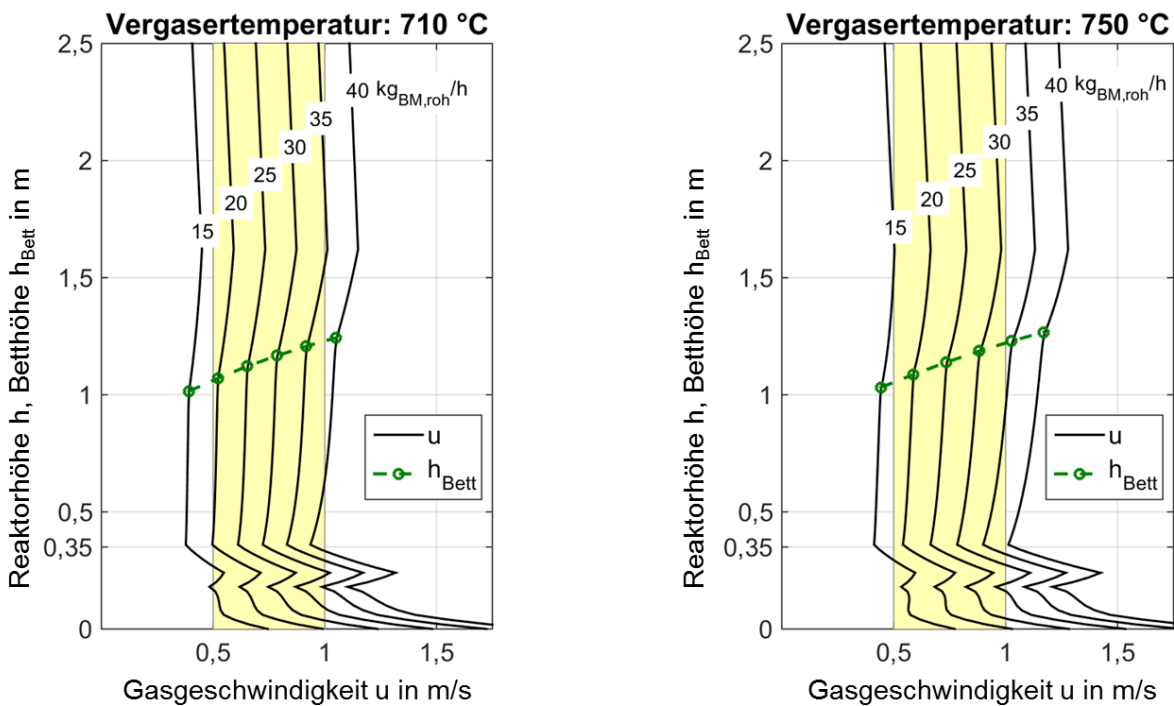


Abbildung 3-11: Simulierte Gasgeschwindigkeitsprofile und Wirbelbetthöhen für unterschiedliche Biomassedosierungen (Lastpunkte) und Vergasertemperaturen, nach (Beirrow 2015).

Aus den Erkenntnissen der orts aufgelösten Simulationen wurde ein allgemeiner Betriebsbereich für die flexible Biomassevergasung abgeleitet (siehe Tabelle 3-2). Als Nennlastbetrieb wurde die Stromerzeugung (bei 750 °C; Biomasseeintrag: 34 kg/h, Lastpunkt: 100%) gewählt. Bei hohem Stromangebot und Anlagenbetrieb zur Stromerzeugung kann so die Vergaserleistung bis auf 53% (Biomasseeintrag: 18 kg/h) reduziert werden. Soll die Stromerzeugung weiter abgesenkt werden, kann der Vergaser in den SNG-Betrieb gefahren (Vergasertemperatur 710 °C; Biomasseeintrag: 34 kg/h, Lastpunkt: 100%) und das Synthesegas für die Methanisierung verwendet werden. Im SNG-Synthesebetrieb lässt sich die Leistung noch bis auf 59% der Nennleistung (Biomasseeintrag: 20 kg/h) reduzieren.

Tabelle 3-2: Lastbereiche des Vergasers für SNG- und Stromerzeugung.

	SNG-Erzeugung (710 °C)	Stromerzeugung (750 °C)
Nennlast (bzgl. Biomasseeintrag)	100% ^a	100%
Mögliche Teillast	59%	53%

^a maximal mögliche Leistung aufgrund der gewählten Nennleistung für den Stromerzeugungsbetrieb

Aus weitergehenden Simulationen des gesamten Vergasungsprozesses (inkl. der SNG- und Stromerzeugung) in Aspen Plus® konnten Gesamtwirkungsgrade für die

Stromerzeugung und die SNG-Erzeugung bestimmt werden. Diese sind in Abbildung 3-12 für die ermittelten Lastbereiche gezeigt. Aufgrund der geringeren Wirkungsgrade im Teillastbetrieb der Stromerzeugung sollte ein realer Anlagenbetrieb möglichst häufig in Volllastbetrieb erfolgen. Für die Methanisierung ist zu beachten, dass aufgrund mangelnder Daten zum Teillastverhalten keine genaueren Aussagen für den Gesamtprozess gemacht werden können. Der Wirkungsgrad zur SNG-Erzeugung beträgt konstant 53,7% aus dem Volllastbetrieb.

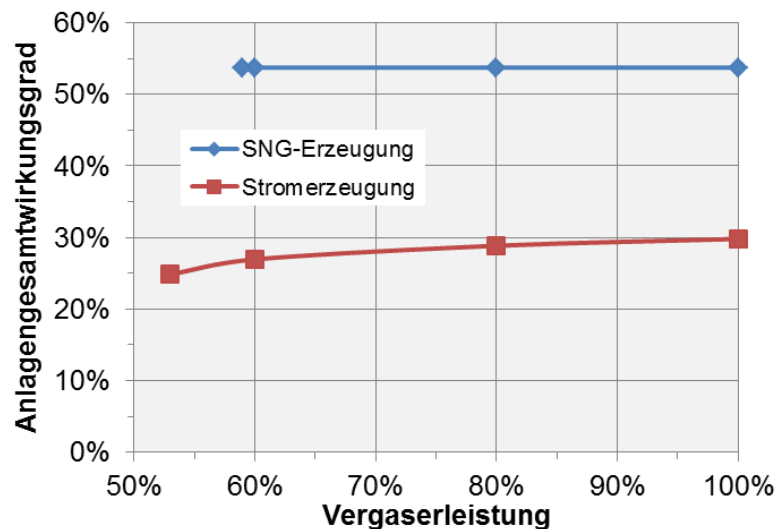


Abbildung 3-12: Gesamtwirkungsgrad der Vergasungsanlage für SNG-Erzeugung (710°C) und Stromerzeugung (750°C) im ermittelten Leistungsbereich.

3.2.4 Simulationen zum dynamischen Verhalten

Um das dynamische Verhalten des Vergasungsprozesses besser zu verstehen und die experimentellen Untersuchungen zu ergänzen, wurde ein dynamisches Modell für den Biomassevergasungsprozess in der 200 kW_{th}-Pilotvergasungsanlage aufgebaut. Dafür wurden dynamische neuronale Netze (DNN) verwendet und mittels Messdaten aus der Pilotanlage trainiert (siehe Abbildung 3-13).

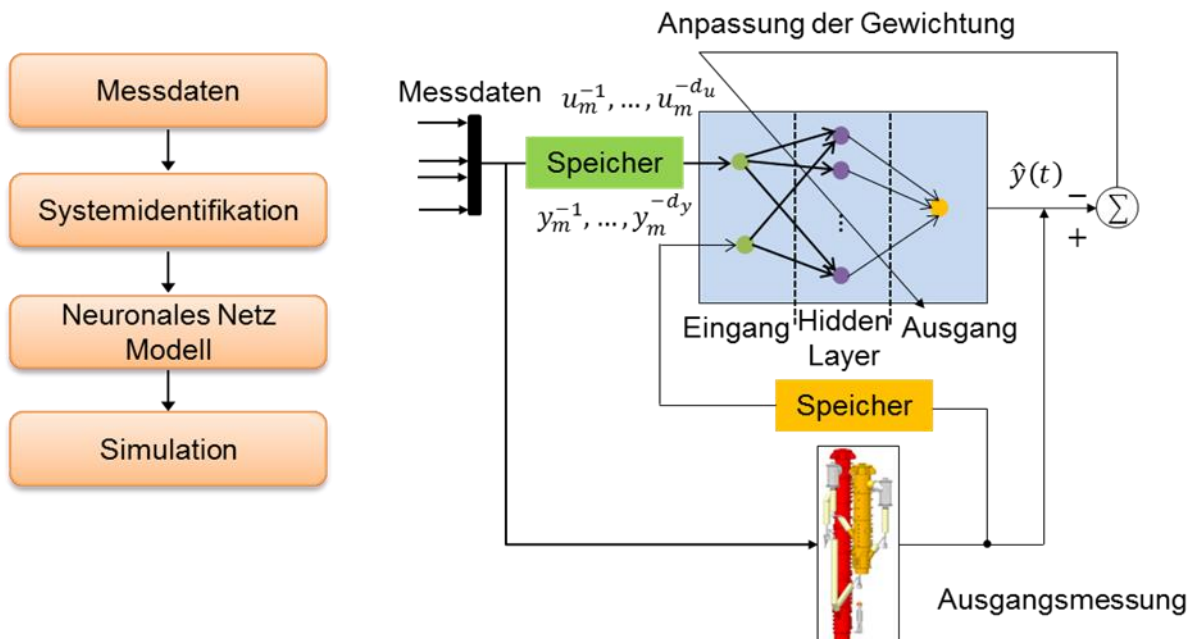


Abbildung 3-13: Modellierung des Biomassevergassungsprozesses über neuronale Netze.

Dabei wurden Gewichtungparameter der DNN auf Basis von Optimierungsalgorithmen angepasst, um die berechneten Größen an die Messdaten anzupassen. Anschließend konnten die trainierten DNN zur dynamischen Simulation der Anlage und Vorhersage des Betriebszustands verwendet werden. Die im Modell verwendeten Eingangsgrößen bzw. die berechneten Ausgangsgrößen sind in Tabelle 3-3 dargestellt.

Tabelle 3-3: Eingangs- und Ausgangsgrößen der dynamischen neuronalen Netze (DNN).

	Vergaser R_1	Regenerator R_3
Ausgänge	y_1 Produktgasvolumenstrom in $\text{m}^3_{\text{i.N.}}/\text{h}$	y_4 Abgasvolumenstrom in $\text{m}^3_{\text{i.N.}}/\text{h}$
	y_2 Wirbelbetttemperatur in $^{\circ}\text{C}$	y_5 Wirbelbetttemperatur in $^{\circ}\text{C}$
	y_3 Druck an Reaktorausgang in mbar	y_6 Druck an Reaktorausgang in mbar
Eingänge	u_1 Brennstoffmassenstrom in kg/h	u_3 Brennstoffmassenstrom in kg/h
	u_2 Dampfmassenstrom in kg/h	u_4 Luft & O_2 Volumenstrom in $\text{m}^3_{\text{i.N.}}/\text{h}$
	u_5 Massenstrom von Regenerator zu Vergaser in kg/h	

Nachdem die DNN mit Messdaten, die den gewünschten Betriebsbereich der Anlage abdecken, trainiert wurden, erfolgte die Anwendung des Modells zur Schätzung

weiterer Verläufe von Prozessgrößen. In Abbildung 3-14 ist der vom Modell vorhergesagte Verlauf des Synthesegasvolumenstroms im Vergleich zu realen Messwerten aufgetragen, die nicht für die Optimierung verwendet wurden. Insgesamt beträgt die maximale Fehlerabweichung 1,5%, womit das Modell eine sehr gute Abbildung der Prozessgrößen im dynamischen SER-Vergasungsbetrieb ermöglicht. In ähnlicher Weise könnte ein DNN auch an industriellen Vergasungsanlagen genutzt werden, um nach einem Training mit geeigneten Betriebsdaten zur Steuerung/Vorhersage des Anlagenverhaltens zu dienen.

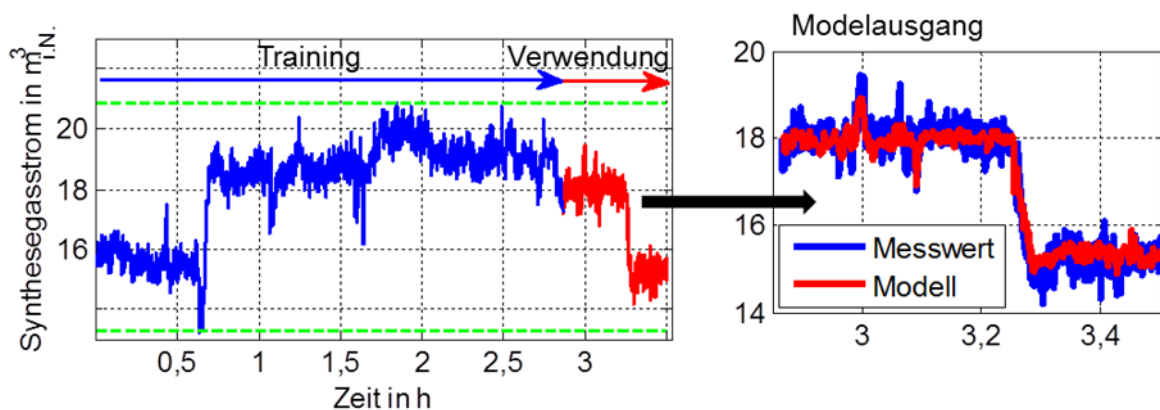


Abbildung 3-14: Vergleich der Ergebnisse des DNN mit realen Messwerten.

Mit dem Modell lässt sich darüber hinaus auch eine Leistungsänderung (über die Biomassedosierung) mit unterschiedlichen Gradienten simulieren. Als Beispiel ist in Abbildung 3-15 das dynamische Verhalten des Vergasers für eine Leistungserhöhung mit unterschiedlichen Gradienten und der Dynamik bei den resultierenden Synthesegasvolumenströmen gezeigt. Im realen Anlagenbetrieb sind die möglichen Gradienten bei der Leistungsänderung sehr stark von der Anlagentechnik zur Biomasseförderung abhängig. Um höhere Gradienten zu realisieren muss unter Umständen eine leistungsstärkere Fördereinrichtung nachgerüstet werden.

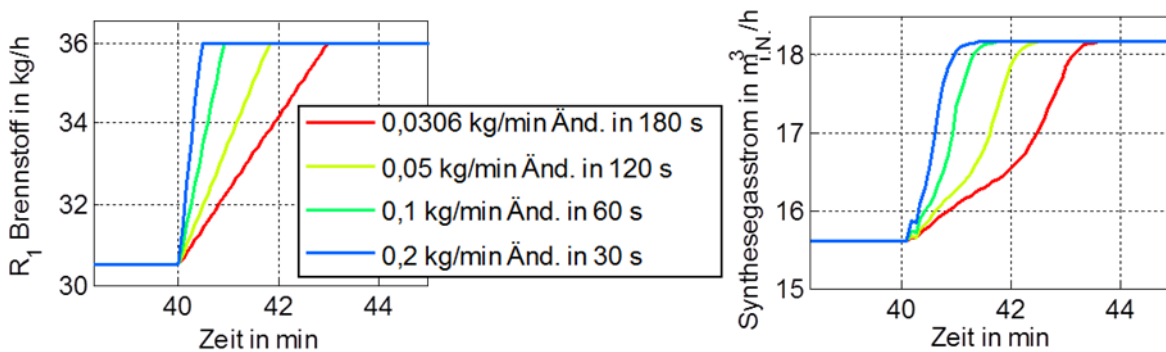


Abbildung 3-15: Simulationsergebnisse zum Brennstoff- (links) und Synthesegasstrom (rechts) für unterschiedliche Gradienten bei der Leistungserhöhung im Vergaser.

3.3 Flexible Betriebsweise Biomasseheizkraftwerke

Ein typisches (Blockheiz-)Dampfkraftwerk besteht aus einer Feuerung (Rostfeuerung oder Wirbelschichtverbrennungsanlage) mit einem Dampferzeuger und einer Dampfturbine, die über eine Welle einen Generator antreibt. In Abbildung 3-16 ist ein vereinfachtes Prozessfließbild des in EBSILON® aufgebauten Simulationsmodells einer 20 MW_{th}-Rostfeuerungsanlage mit Gegendruckturbine gezeigt. Maßgeblich für die Flexibilität eines Dampfkraftwerkes sind das Teillastverhalten und die Dynamik des Dampferzeugers und der Dampfturbine.

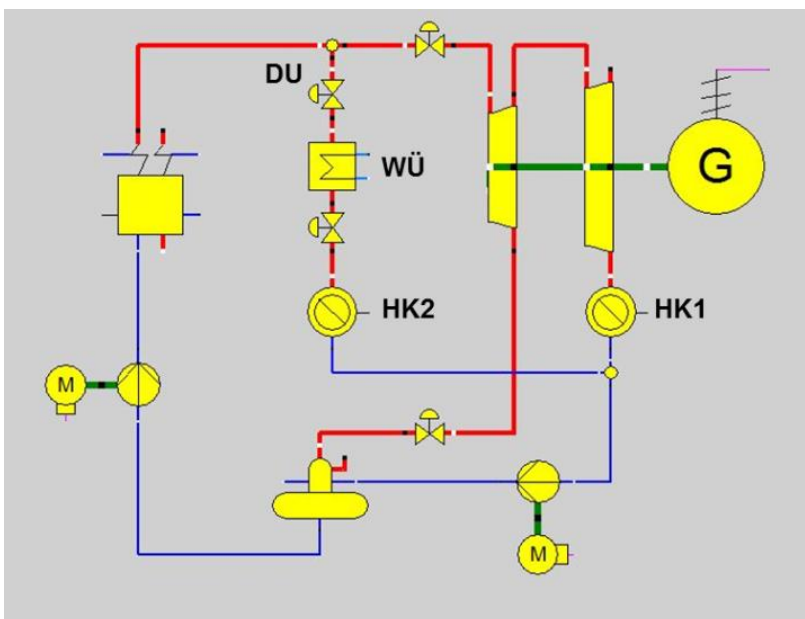


Abbildung 3-16: Dampfkreismodell in EBSILON® mit Gegendruckturbine und Prozesserweiterung durch Wärmeübertrager (WÜ) nach Dampfumleitstation (DU).

Bei den meisten Biomasseheizkraftwerken stellen der geringe Lastbereich und die Trägheit der Rostfeuerung ein großes Hindernis für den flexiblen Betrieb dar. Für die Verbrennung der Biomasse ist eine homogene Luftverteilung im Brennraum von entscheidender Bedeutung. Die Luftverteilung wird, neben der Regelung mit Gebläsen, Luftdüsen und Klappen, auch durch eine hohe gleichmäßige Druckdifferenz zwischen Unterwind und Brennraum gewährleistet (Woite 2015). Im Teillastbetrieb kann eine vollständige Belegung des Rostes nicht mehr sichergestellt werden, woraus unterschiedliche Druckdifferenzen zwischen Unterwind und Brennraum resultieren. Es folgen unkontrollierte Strömungsbedingungen der Verbrennungsluft sowie der Rauchgase im Brennraum und ein Anstieg der CO-Emissionen im Verbrennungsabgas. Daraus folgt, dass ein Teillastbetrieb nur bis ca. 60% der Feuerungsnennleistung realisiert werden kann (Woite 2015). Durch Optimierungen an Gebläsen, Luftdüsen und Klappen könnte eine weitere Leistungsreduktion erreicht werden. Nussbaumer (Nussbaumer 2013) nennt hierfür einen reduzierten Teillastgrad von 30%.

Diese Annahmen zur Flexibilität von Rostfeuerungssystemen wurden nun mit den Möglichkeiten zum Teillastbetrieb des Dampfkreislaufes verglichen. In Abbildung 3-17 sind die aus dem EBSILON®-Dampfkreismodell berechnete Gegendrucklinie der Turbine und die möglichen Teillastpunkte ohne Optimierung (1) und mit einer Optimierung (2) des Rostfeuerungssystems eingezeichnet. Über das Dampfkegelgesetz nach Stodola (aus Grote 2009) wurde der minimale Teillastbetrieb der Dampfturbine bestimmt (3). Dieser Punkt liegt unterhalb der möglichen Lastbereiche von Feuerungen. Deshalb sollten sich Optimierungsmaßnahmen vorwiegend auf das Feuerungssystem konzentrieren.

Oftmals besitzen Rostfeuerungen ausgemauerte Wände im Brennraumbereich, welche durch ihre thermische Trägheit kurzzeitige Änderungen im Heizwert der eingesetzten Brennstoffe ausgleichen sollen. Eine Reduktion dieser thermischen Massen kann ebenfalls zu einem flexibleren Betrieb beitragen, allerdings erfordert dies eine weitergehende Optimierung der Anlagenregelung um negative Auswirkungen durch den reduzierten internen Wärmespeicher zu vermeiden.

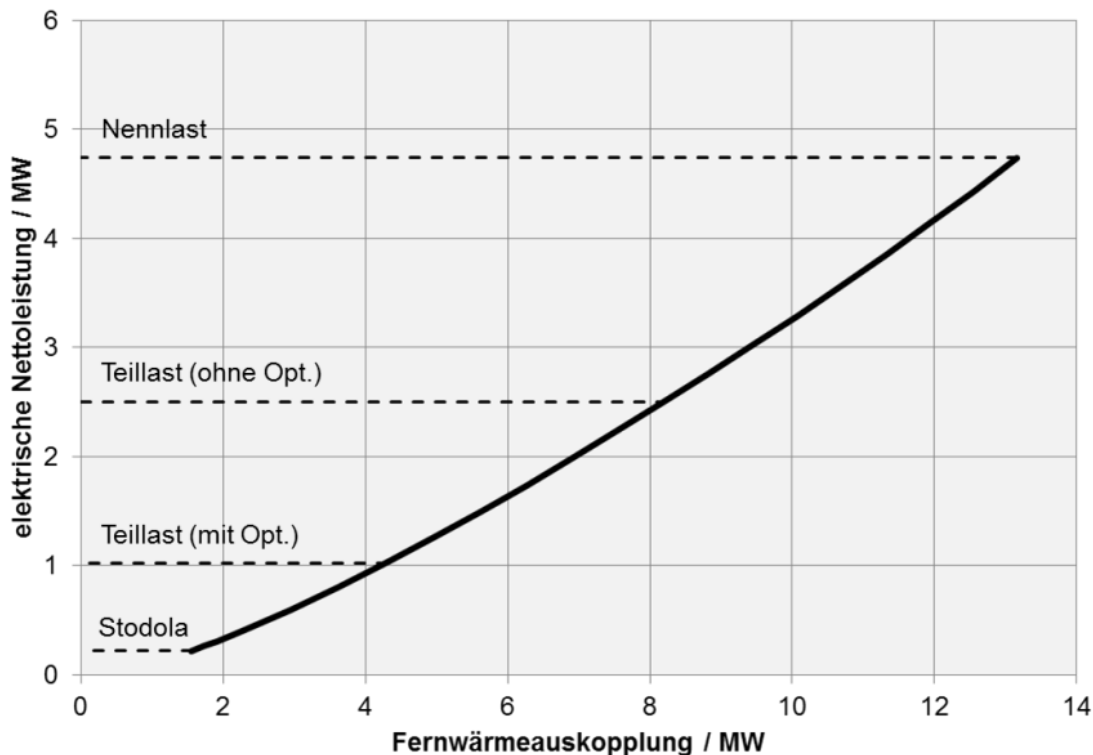


Abbildung 3-17: Gegendrucklinie und mögliche Teillastpunkte eines Biomasse-Rostfeuerungs-systems vor und nach einer Optimierung zur Flexibilisierung bzw. weiteren Leistungsreduktion.

Im Projekt wurde eine weitere Option zur Erhöhung der Anlagenflexibilität untersucht. So lässt sich Heißdampf sehr schnell umleiten, um die Dampfturbine zu umfahren und eine schnelle Leistungsreduktion zu ermöglichen. Die Hochtemperaturwärme aus dem Dampf kann nun zwischengespeichert werden, um zu einem späteren Zeitpunkt beispielsweise zur Vorwärmung der Verbrennungsluft wieder genutzt zu werden. Auf diese Weise könnten Brennstoffe mit niedrigem Heizwert eingesetzt werden oder es ließe sich die Geschwindigkeit für eine Erhöhung der Leistung der Rostfeuerung ebenfalls steigern. Eine Wärmespeicherung, welche über den späteren Einsatz zur Erhöhung der Laständerungsgeschwindigkeit hinausgeht, ist nur bedingt sinnvoll.

Zur Untersuchung der Option wurde im simulierten Dampfkreislauf (Abbildung 3-16) zur Leistungsreduktion an der Turbine die anlagentechnische Erweiterung einer Turbinenumfahrung (DU) für größere Frischdampf-mengen umgesetzt. Während die Feuerung weiterhin konstant betrieben wird, kann durch diese Option die erzeugte elektrische Leistung schnell reduziert werden. Der Frischdampf wird stattdessen über einen Wärmeübertrager (WÜ) geleitet und die übertragene Hochtemperaturwärme gespeichert. Durch diese Maßnahme kann Regelenergie bereitgestellt werden und gleichzeitig können die Exergieverluste im Vergleich zu einem Niedertemperatur-Wasserspeicher reduziert werden. Im

Turbinenumfahrbetrieb erfolgt die Versorgung des Wärmenetzes über den nachgeschalteten Heizkondensator HK2. In Abbildung 3-18 ist die aus dem Frischdampf in den Hochtemperaturwärmespeicher übertragbare Wärmeleistung für eine 20 MW_{th}-Rostfeuerungsanlage bei vollständiger Umfahrung der Gegendruckturbine in Abhängigkeit des gewünschten Temperaturniveaus aufgetragen. Im realen Anlagenbetrieb müssen hierfür die zulässigen Laständerungsgeschwindigkeiten der Dampfturbine berücksichtigt werden. In der nachfolgend durchgeführten Betrachtung wurde eine Dampfumfahrung gewählt, die die elektrische Leistung am Generator um 2 MW, basierend vom Nennbetrieb, reduziert.

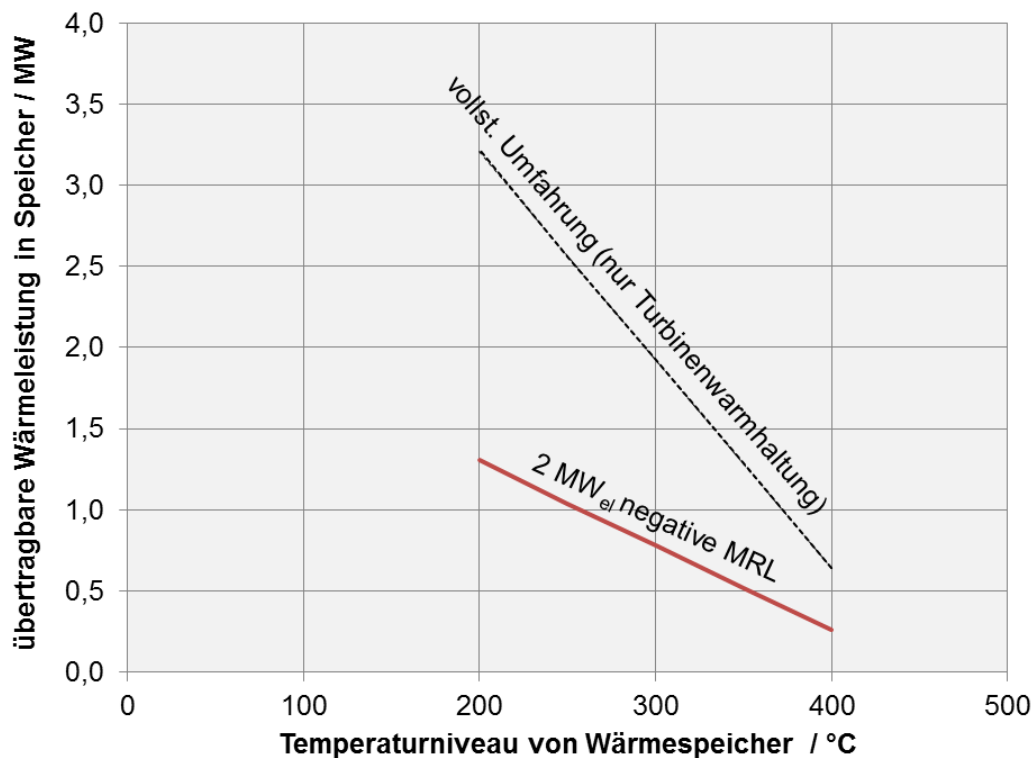


Abbildung 3-18: Aus Frischdampf in Hochtemperaturspeicher übertragbare Wärmeleistung in Abhängigkeit des Temperaturniveaus für vollständige Turbinenumfahrung und für Reduktion der Nennleistung um 2 MW_{el}. MRL: Minuten Reserveleistung.

Ausgehend von der gewählten Beladetemperatur des Wärmespeichers bzw. Prozesstemperatur der Wärmenutzung ergeben sich unterschiedlich große Wärmeströme, die mit dem Wärmeübertrager (WÜ) entnommen werden können. Bei der Wahl eines Wärmespeichers mit einer Beladetemperatur von 400 °C stehen zum Beispiel aus dem Frischdampf nur rund 0,25 MW an thermischer Leistung zur Verfügung, wohin gegen bei 200 °C Beladetemperatur bereits 1,3 MW_{th} für die

Speicherbeladung genutzt werden können (Abbildung 3-18). Die Auswahl des Wärmespeicherungskonzeptes hängt dabei von der beabsichtigten Art der vorgesehenen Wärmenutzung (benötigtes Temperaturniveau) und der wirtschaftlichen Beurteilung ab (siehe hierzu Kapitel 4.3).

4 Gestehungskosten und Kosten-Nutzen-Analyse für den flexiblen Betrieb von Biomasseanlagen

In diesem Kapitel werden Biogasanlagen (4.1), Vergaseranlagen (4.2), Biomasseheizkraftwerke (4.3) und Wärmebereitstellungskonzepte (4.4) hinsichtlich ihrer spezifischen Kosten und ihrer Wirtschaftlichkeit analysiert und bewertet.

4.1 Biogasanlagen

Um flexibel betriebene Biogasanlagen monetär mit anderen Stromerzeugungstypen vergleichen und bewerten zu können, wurden die Stromgestehungskosten für fünf Referenzanlagenklassen mit variierendem Flexibilisierungsgrad berechnet (Kapitel 4.1.1). In Kapitel 4.1.2 wird das im Rahmen des Vorhabens entwickelte Simulationstool vorgestellt, mit dem Bestandsanlagen und mögliche Anlagenkonfigurationen bzw. ihre Wirtschaftlichkeit im Falle eines flexiblen Anlagenbetriebs abgebildet und berechnet werden können. Ergebnisse aus der Analyse von Anlagenkonfigurationen sowie darauf aufbauende Kosten-Nutzen-Analysen sind in Kapitel 4.1.3 und 4.1.4 dargestellt. Die Rolle von Biogasnetzen als Speicher wird in Kapitel 4.1.5 diskutiert.

4.1.1 Stromgestehungskosten flexibel betriebener Biogasanlagen

Für Biogasanlagenkonzepte zur flexiblen Vorort-Verstromung wurden spezifische Kosten in Abhängigkeit der Anlagengröße und der Jahresvolllaststundenzahl ermittelt. Um die Auswirkungen der Anlagengröße und des Flexibilisierungsgrades (Jahresvolllaststunden) auf die Stromgestehungskosten zu untersuchen, wurden fünf Referenzanlagen mit unterschiedlichen Größenklassen und variierendem Flexibilisierungsgrad gebildet. Charakteristische Parameter der Referenzanlagen werden in Tabelle 4-1 gezeigt. Die Gaserzeugung und der Substratinput bleiben für die Referenzanlagen jeweils unverändert, während sich die installierte elektrische Leistung des Blockheizkraftwerks und somit die Jahresvolllaststundenzahl und die Anzahl an jährlichen An- und Abfahrvorgängen unterscheiden.

Tabelle 4-1: Charakteristische Parameter für fünf Referenzbiogasanlagen.

	Einheit	Anlage 1	Anlage 2	Anlage 3	Anlage 4	Anlage 5
Substrat Input	[t FM/a]	4.200	6.090	11.500	16.500	19.500
Gülle/Mais/GPS	[%]	30/35/35	20/40/40	20/40/40	20/40/40	10/45/45
Biogaserzeugung	[Nm ³ a ⁻¹]	659.048	1.059.906	2.012.385	2.887.335	3.764.743
Leistung BHKW	[kW _{el}]					
bei 8.000 h/a		160	270	540	790	1.040
bei 5.500 h/a		240	400	800	1.180	1.560
bei 3.000 h/a		460	770	1.530	2.250	2.990

Die Stromgestehungskosten wurden mit einem realen kalkulatorischen Zinssatz r von 6,4 %, einer ökonomischen Nutzungsdauer der Anlage von 20 Jahren und einer technischen Lebensdauer der Gärbehälter und Gärrestlager von 20 Jahren, des Feststoffeintrags, des Flüssigeinbringensystems und der Pumpeinheiten von 7 Jahren und des Blockheizkraftwerks inkl. Komponenten von 10 Jahren nach IEA 2010 berechnet. Kapital- verbrauchs- und betriebsgebundene Kosten wurden für einzelne Anlagenkomponenten separat berechnet und basieren auf einer Analyse von technischen und ökonomischen Angaben aus eigenen Erhebungen und den Quellen FNR 2014, KTBL 2013, Scheffelowitz 2014. Die angenommenen Substratkosten betragen 37 €/t FM für Maissilage, 35 €/t FM für GPS und 0 €/t FM für Gülle und Festmist.

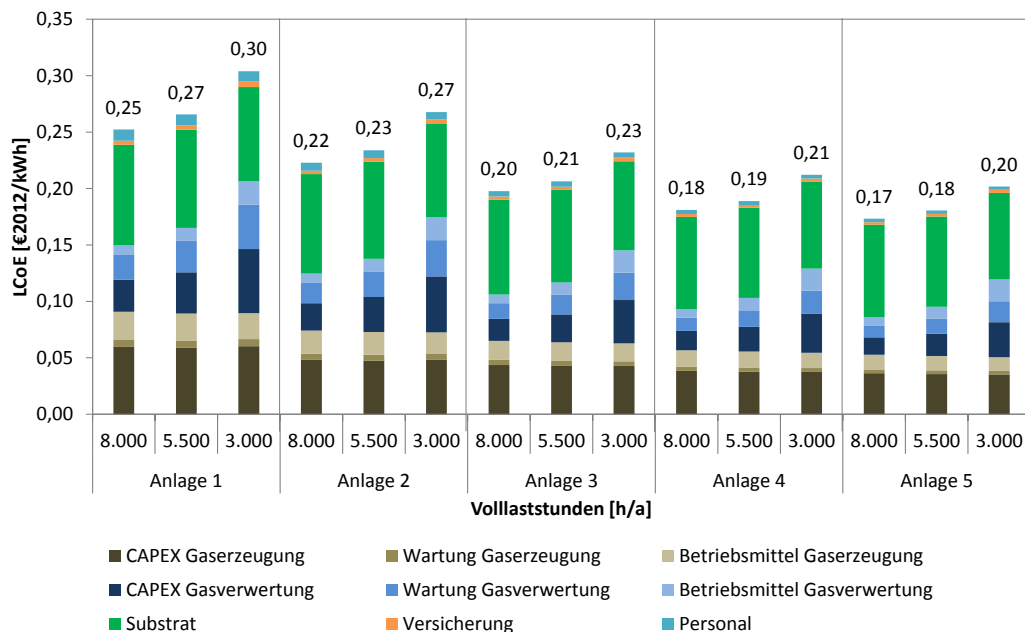


Abbildung 4-1: Stromgestehungskosten für fünf Referenzbiogasanlagen in Abhängigkeit der Jahresvolllaststunden.

Die Stromgestehungskosten (LCoE) für die Referenzbiogasanlagen bei einer Vorort-Flexibilisierung sind in Abbildung 4-1 dargestellt. Die LCoE steigen bei einer Reduzierung der Vollastbetriebsstunden von 8.000 auf 3.000 h/a bei den Referenzanlagen 1 und 2 um ca. 5 €cent/kWh_{el}, bei den Referenzanlagen 3 bis 5 um ca. 3 €cent/kWh_{el}. Zusätzliche Kosten entstehen bei der Flexibilisierung hauptsächlich durch erforderliche Investitionen in zusätzliche installierte BHKW-Leistung, den Ausbau der Gasspeicher, sowie kürzeren Wartungsintervallen der BHKW und einen höheren Verbrauch von Betriebsmitteln durch häufige An- und Abfahrvorgänge.

4.1.2 BioenergieFlex-Tool – Simulationstool für Anlagenkonfiguration und Wirtschaftlichkeitsberechnung bei der Flexibilisierung bestehender Biogasanlagen

Damit Biogasanlagen in Zukunft die mit dem EEG 2012 und EEG 2014 geschaffenen ökonomischen Anreize ausschöpfen und ihr Potential zum Ausgleich fluktuierender Energieerzeugung vollständig entfalten können, bedarf es projektspezifisch optimierter Flexibilisierungskonzepte, die standortangepasste Lösungen anbieten. Ein ökonomisch optimierter Anlagenausbau und ein optimierter flexibler Anlagenbetrieb sind aufgrund einer Vielzahl unsicherer Parameter (Preisstruktur am Spotmarkt, Erlöse aus Regenergie, Kosten durch veränderten Anlagenbetrieb usw.) in der Regel nur durch eine aufwändige Planung und Kalkulation im Vorfeld möglich.

Beschreibung des BioenergieFlex-Tools

Im Rahmen des Projektes wurde ein anwenderfreundliches Planungs- und Analysetool (BioenergieFlex-Tool) zur effizienten Auswertung verschiedener Flexibilisierungsszenarien für bestehende Biogasanlagen entwickelt. Das Excel/VBA basierte Tool liefert auf Grundlage einer optimierten Einsatzplanung, detaillierter Betriebssimulationen und einer integrierten Investitionsrechnung anlagenspezifische Informationen zu einem optimierten Anlagenausbau, zu den Kosten und Erlösen einer optimierten Flexibilisierung sowie zu der veränderten Fahrweise und den daraus resultierenden gestiegenen Anforderungen an die technischen Anlagenkomponenten (Biogasmotoren, Gasstrecke, Biogas- und Wärmespeicher).

Aufgrund der automatisiert erzeugten und übersichtlich aufbereiteten Ergebnisse kann das Tool von Anlagenbetreibern und anderen Entscheidungsträgern als unkomplizierte Orientierungshilfe bei der Konzeption von flexiblen Biogasanlagen und zur Unterstützung bei der Vorplanung einer Anlagenerweiterung genutzt werden. Zusätzliche Anwendungsfelder ergeben sich in der Wissenschaft durch die Nutzung des Tools zur Durchführung von Szenarioanalysen. Hierbei können durch eine

Variation der Eingangsparameter verschiedene Analysen effizient durchgeführt und allgemeine Handlungsempfehlungen und Schlussfolgerungen abgeleitet werden. Das Tool wurde u.a. auch auf dem Stammtisch für Biogasanlagenbetreiber BW vorgestellt.

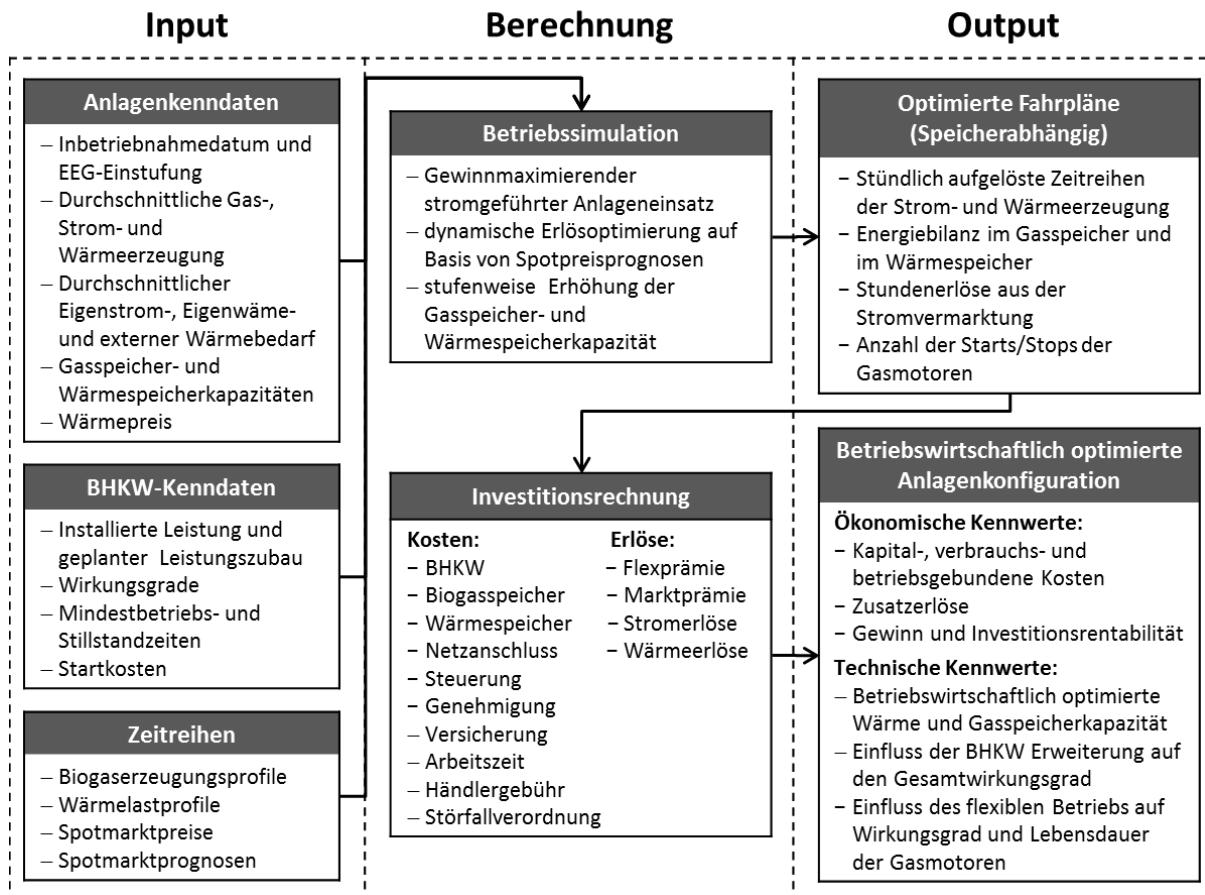


Abbildung 4-2: Schematische Darstellung der Eingangsparameter, des Berechnungsablaufes und der Ergebnisse des BioenergieFlex-Tools.

Die Abbildung 4-2 zeigt den Ablauf der Informationsverarbeitung im BioenergieFlex-Tool. Die Eingabeoberfläche des Tools ermöglicht die Eingabe spezifischer Anlagen- und Betriebsdaten und die Angabe der Kenndaten der installierten BHKWs. Zudem können Angaben zum geplanten Leistungsausbau gemacht werden. Die elektrischen und thermischen Wirkungsgrade der zugebauten BHKWs werden abhängig von der Nennleistung abgeschätzt (ASUE 2011). Die restlichen Parameter (Mindestbetriebs- und Stillstandzeiten, Startkosten) werden vereinfachend von den bestehenden BHKWs übernommen. Neben den Benutzerangaben sind Zeitreihen aus dem Referenzjahr 2015 hinterlegt, die in die Berechnung eingehen (historische Zeitreihen der Spotpreise (EPEX Spot SE 2015) und von Spotpreisprognosen mit mehrtägigem (120h) Prognosehorizont (ProCom GmbH 2015). In den Grundeinstellungen wird von einer konstanten Biogasproduktion und einem konstanten Eigenwärmebedarf und

externen Wärmebedarf ausgegangen. Es ist aber auch möglich, standortspezifische Daten einzugeben wie z.B. jährliche Wärmelastprofile oder Biogaserzeugungsprofile.

Um praxisnahe Daten zu erhalten, wurde ein VBA Modul (Daiber Xarez Rodrigues 2016) für eine optimierte Einsatzplanung der elektrischen Erzeugungsaggregate in das Tool implementiert. Die Einsatzplanung ist so konzipiert, dass sie auf Grundlage von kommerziell erhältlichen Spotpreisprognosen vergleichbare Fahrpläne liefert, wie sie in virtuellen Kraftwerken bei der Tageseinsatzplanung durch den Direktvermarkter eingesetzt werden.

Mit den eingegebenen Daten wird in der Einsatzplanung der stündliche Handel von Strom an der Strombörse für das gesamte Referenzjahr nachgebildet. Als Ergebnis der Einsatzplanung werden neben stündlich aufgelösten Zeitreihen der Stromerzeugung und des Stromhandels, Zeitreihen der Biogasbilanz im Biogasspeicher und der Wärmebilanz im Wärmespeicher erzeugt. Ziel der Einsatzplanung ist eine Maximierung der Vermarktungserlöse am Spotmarkt unter bestmöglicher Ausnutzung der technischen Betriebsparameter, der verfügbaren elektrischen Erzeugungskapazitäten und der Speicherkapazitäten. Mindestbetriebs- und Stillstandzeiten, Startkosten und die veränderten Betriebszustände (Wirkungsgrade) in den Start- und Stopp-Phasen werden berücksichtigt. Eine Vermarktung von Regelleistung und der üblicherweise damit verbundene Teillastbetrieb werden bei der Einsatzplanung dagegen nicht berücksichtigt. Die einzelnen Aggregate werden immer bei Nennlast betrieben.

Um die optimalen Biogasspeicher- und Wärmespeicherkapazitäten näherungsweise abschätzen zu können, werden die Biogasspeicher- und Wärmespeicherkapazitäten um jeweils 10 Stufen erhöht und für jede sich daraus ergebende Anlagenkonfiguration der optimierte Anlagenbetrieb, wie zuvor beschrieben, simuliert. Um sicherzustellen, dass der optimale Speicherbereich abgedeckt wird, werden die Speicherstufen in Abhängigkeit von der Anlagengröße angepasst. Für den Wärmespeicherzubau wird vereinfachend von beliebig dimensionierbaren einfachen Warmwasser-Pufferspeichern (Gebhardt 2002) ausgegangen.

Für den Gasspeicherzubau werden zunächst unter Berücksichtigung von Randbedingungen wie maximale Speichergrößen und Durchmesser der Trägergebäude, interne $\frac{1}{2}$ -Kugel-Doppelmembran-Gasspeicher auf alle nutzbaren Trägergebäude (Fermenter, Gärrestlager) aufgesetzt und anschließend externe $\frac{3}{4}$ -Kugel-Doppelmembran-Gasspeicher mit steigenden Speicherkapazitäten zugebaut (DLG 2014, Sattler AG 2012).

In der anschließenden Investitionsrechnung werden nach VDI 2067-1 die zur Anlagenflexibilisierung anfallenden kapital- verbrauchs- und betriebsgebundenen

Kosten und die Zusatzerlöse berechnet. Dabei werden ein kalkulatorischer Zinssatz von 7% und eine kalkulatorische Betrachtungsdauer von 10 Jahren (Förderdauer der Flexibilitätsprämie) angenommen. Für die technischen Nutzungsdauern wurden 20 Jahre für die Speicher und Netzanschlusstechnik und 10 Jahre für die nötige Steuerungs- und Kommunikationstechnik festgelegt (FNR 2005, HLBS 2010). Für die zugebauten Biogasmotoren wird davon ausgegangen, dass sich die angenommene Lebensdauer in Höhe von 45.000 Betriebsstunden mit jedem Startvorgang um eine Stunde verringert. Die Nutzungsdauer der BHKWs wird demzufolge in abhängig der Auslastung und der Start/Stop-Häufigkeit ermittelt (Daiber Xarez Rodrigues 2014). Schließlich wird für jede Anlagenkonfiguration die jeweilige Annuität der Jahresgesamtzahlungen berechnet und die betriebswirtschaftlich geeignetste Anlagenkonfiguration (Anlagenkonfiguration mit höchster Annuität) ermittelt.

Die Kosten werden über kapazitätsabhängige Kostenfunktionen (ASUE 2011, DLG 2014, Gebhardt 2002, Pfeiffer 2014, Rohrig 2012) für einzelne Anlagenkomponenten separat berechnet. Die Kosten für die Peripherie-Installationen (hydraulische Anbindung des Wärmespeichers, Peripherie und Fundament der externen Biogasspeicher, Peripherie und Installation des Transformators usw.) sind direkt den einzelnen Komponenten zugeordnet.

Die jeweiligen Erlöse (Flexibilitätsprämie, Marktprämie, Stromerlöse, Wärmeerlöse) werden auf Grundlage der Bestimmungen zur Marktprämie und Flexibilitätsprämie (EEG 2014) sowie auf Grundlage der Datenreihen der Strom- und Wärmeerzeugung, des Strompreises und den Angaben zum externen Wärmebedarf und Wärmepreis ermittelt. Zudem werden die veränderten Erlöse aus der Stromvermarktung und der Marktprämie berücksichtigt, die durch einen veränderten elektrischen Gesamtwirkungsgrad durch zugebaute BHKWs und durch den getakteten Betrieb hervorgerufen werden.

Referenzanlagen für die exemplarische Berechnung der Anlagenkonfiguration und der Wirtschaftlichkeitsbeurteilung im flexiblen Betrieb

Für die Auswertungen in Kapitel 4.1.3 und 4.1.4 wurden ausgehend von einer exemplarischen Bestandsanlage (Referenzanlage 1) zwei Referenzanlagen (Referenzanlage 2 und 3) im flexiblen Betrieb definiert und mit Hilfe des Simulationstools technische Kennwerte für die Referenzanlagen bestimmt (Tabelle 4-2 und Tabelle 4-3).

Tabelle 4-2: Angenommene Betriebscharakteristik der Referenzanlagen im Simulationstool.

	Referenzanlage 1	Referenzanlage 2	Referenzanlage 2
Szenario	Grundlast	FlexPower	FlexPower+Gas
Beschickung	kontinuierlich	kontinuierlich	diskontinuierlich
Biogaserzeugung	konstant	konstant	bedarfsgerecht
BHKW-Betrieb	Grundlast	getaktet	getaktet
Substratmix	Maissilage/Gülle	Maissilage/Gülle	Maissilage/Gülle
Strom Veräußerung	EEG-Einspeisevergütung	Direktvermarktung	Direktvermarktung
Prämien	-	Marktprämie/ Flexibilitätsprämie	Marktprämie/ Flexibilitätsprämie

Tabelle 4-3: Technische Kennwerte der Referenzanlagen im Simulationstool (eingegebene Werte in **fetter Schriftstärke**, berechnete Werte in normaler Schriftstärke).

	Einheit	Referenzanlage1	Referenzanlage2	Referenzanlage3
Erstinbetriebnahme		01.01.2006	01.01.2006	01.01.2006
Biogasproduktion	[Nm ³ /h]	245	245	245
Methanproduktion	[Nm ³ /h]	125	125	125
installierte Leistung	[kW _{el}]	550	1.500	1.500
el. Wirkungsgrad	%	40,07	40,48	40,56
th. Wirkungsgrad	%	43,84	42,07	42,07
el. Bemessungsstg.	[kW _{el}]	500	505	506
th. Bemessungsstg.	[kW _{th}]	547	525	525
Vollastbetriebsstunden	[h/a]	7.964	2.949	2.955
Starts/Stops	[1/d]	0	1,50	1,33
Biogasspeicher- kapazität	[Nm ³]	1.470	6.244	6.244
Wärmespeicher- kapazität	[kWh _{th}]	2.000	10.848	13.705
Eigenwärmebedarf	[%]	10	10	10
externer Wärmebedarf	[%]	90	90	90
externer Wärme- nutzungsgrad (nach Abzug des Eigenwärmebedarfs)	[%]	40	60	60
Spezifische Wärmeerlöse	[ct/kWh]	4,00	4,00	4,00

Die Referenzanlage 1 ist eine bestehende Biogasanlage mit 500 kW_{el} Bemessungsleistung, die für den Grundlastbetrieb ausgelegt wurde. Nach der Umrüstung der Anlage für einen flexiblen BHKW-Betrieb (FlexPower, Referenzanlage 2) bzw. der Umrüstung für einen flexiblen BHKW-Betrieb und einer zusätzlichen Flexibilisierung der Rohbiogaserzeugung (FlexPower+Gas, Referenzanlage 3)

ergeben sich die veränderten Betriebscharakteristika und veränderte Anlagenkennwerte der Referenzanlagen 2 und 3 gemäß Tabelle 4-2 und Tabelle 4-3.

In der Referenzanlage 1 sind die Biogasspeicher und das BHKW so ausgelegt, dass die erzeugten Biogasmengen kontinuierlich im BHKW in Grundlastfahrweise genutzt werden können. Gemäß den Bestimmungen zur Berechnung der Flexibilitätsprämie wird von einem Faktor zur Berücksichtigung der Verfügbarkeit von Stromerzeugungseinheiten für Biogasanlagen $f = 1,1$ (EEG 2014) ausgegangen, woraus sich eine installierte Leistung in Höhe von $550 \text{ kW}_{\text{el}}$ und eine BHKW Auslastung von rund 7.964 Volllaststunden im Jahr ergibt. Zudem wird vereinfachend davon ausgegangen, dass die BHKWs im Grundlastbetrieb nie gestoppt und wieder angefahren werden müssen. Die Starts und Stopps infolge von Wartungsarbeiten oder Störungen werden vernachlässigt. Der elektrische- und thermische Wirkungsgrad des BHKWs wird wie im BioenergieFlex-Tool nach (ASUE 2011) berechnet. Für die Abschätzung des erzeugten Biogasvolumenstroms wird von einem durchschnittlichen Methangehalt des Biogases in Höhe von 51% (FNR 2010) ausgegangen. Die erzeugte nutzbare Wärme wird zur Deckung des Eigenwärmebedarfs eingesetzt und einer externen Nutzung zugeführt. Für die Referenzanlage1 wurde von einem Wärmenutzungsgrad in Höhe von 50% (10% intern, 40 % extern) (FNR 2010) der thermischen Bemessungsleistung der Anlage ausgegangen. Der durchschnittliche Wärmebedarf der externen Wärmeabnehmer wird mit 90% der thermischen Bemessungsleistung der Anlage bzw. 100% der nach Abzug des Eigenwärmebedarfs nutzbaren Restwärme festgelegt. Der zeitliche Verlauf des externen Wärmebedarfs wird über einen synthetischen Wärmelastgang für Behausungen (IER 2015) abgeschätzt. Da die Kosten für die Wärmeverteilung stark von den örtlichen Rahmenbedingungen abhängen, wurden vereinfachend, ohne Berücksichtigung der Kosten für die Wärmeverteilung, spezifische Wärmeerlöse in Höhe von 4 ct/kWh (Karl 2012, Ziesing 2011) angenommen.

Um eine flexible Biogasverwertung zu ermöglichen, müssen die Biogasspeicherkapazitäten und die elektrischen Erzeugungskapazitäten (BHKW, Trafo) der Referenzanlagen 2 und 3 erhöht werden. Um praxisnahe Ergebnisse zu erzeugen, wurde von einer Erhöhung der installierten Leistung auf das dreifache der Bemessungsleistung (Zubau eines BHKWs mit einer Nennleistung in Höhe von $950 \text{ kW}_{\text{el}}$) ausgegangen.

Die Biogasspeicherkapazitäten und die Wärmespeicherkapazitäten der Referenzanlagen 2 und 3 sind für einen betriebswirtschaftlich optimierten Anlagenbetrieb ausgelegt und wurden mit Hilfe des BioenergieFlex-Tools ermittelt. Die Wirkungsgrade, Volllaststunden und Start/Stop Häufigkeiten sind ebenfalls Ergebnisse der Betriebssimulationen.

Um eine Flexibilisierung der Rohbiogaserzeugung zu erreichen, werden bei der Referenzanlage 3 zusätzlich die Beschickungszeitpunkte der Anlage dem Bedarf angepasst. Substratmix und die durchschnittlichen Beschickungsmengen der Bestandsanlage werden beibehalten. Es wird davon ausgegangen, dass sich die Biogasausbeuten und damit die erzeugten Biogasmengen durch die veränderte Beschickung nicht verringern. Der zeitliche Verlauf der Biogasproduktion wird über das synthetische Biogaserzeugungsprofil 2 (Abbildung 3-3) abgeschätzt.

Der in Grundlast erzeugte elektrische Strom der Bestandsanlage wird über die EEG Einspeisevergütung veräußert. Der flexibel erzeugte Strom der Referenzanlagen 1 und 2 wird durch einen Direktvermarkter am Spotmarkt vermarktet. Dafür wird die Anlage mit Hilfe von Kommunikations- und Steuerungstechnik in ein virtuelles Kraftwerk eingebunden und durch den Direktvermarkter ferngesteuert. Seit dem EEG 2014 gilt eine verpflichtende Fernsteuerbarkeit von allen Anlagen in der Direktvermarktung (EEG 2014, §35).

Die Mehreinnahmen, die sich durch einen flexiblen BHKW-Betrieb realisieren lassen, setzen sich aus den Erlösen am Spotmarkt, den Erlösen aus der Flexibilitätsprämie und den Erlösen aus der Marktprämie zusammen. Die Förderdauern der Marktprämie und der Flexibilitätsprämie sind mit dem Erstinbetriebnahmedatum der Anlage verbunden. Die Marktprämie wird höchstens für 20 Jahre ab Erstinbetriebnahme der Anlage gewährt. Die Flexibilitätsprämie kann max. 10 Jahre in Anspruch genommen werden. Ist die Restförderdauer der Marktprämie kürzer als 10 Jahre, verringert sich die Förderdauer der Flexibilitätsprämie dementsprechend. Es wird von einer Erstinbetriebnahme am 01.01.2006 ausgegangen womit sich am 01.01.2016 eine Restförderdauer von 10 Jahren ergibt.

4.1.3 Ermittlung exemplarischer Anlagenkonfigurationen auf Basis des BioenergieFlex-Tools

In diesem Kapitel werden mit Hilfe des Tools (Kapitel 4.1.2) detaillierte Simulationen eines flexiblen BHKW-Betriebs bzw. einer ergänzenden flexiblen Beschickung für die Referenzanlagen 2 und 3 (siehe Tabelle 4-2 und Tabelle 4-3) durchgeführt und ausgewertet. Darauf aufbauend werden Aussagen über die technischen Anforderungen durch den veränderten Anlagenbetrieb gemacht und Informationen zu einem optimierten Anlagenausbau gegeben.

Untersuchungen zum flexiblen BHKW-Betrieb

Auf Basis der Anlagenkenndaten der Referenzanlage 1 und den Angaben zu den angenommenen Anlagenerweiterungen wurde in einer Zeitreihensimulation der flexible Anlagenbetrieb der Referenzanlage 2 für das gesamte Referenzjahr 2015 simuliert.

Die Abbildung 4-3 zeigt einen beispielhaften Ausschnitt (Kalenderwoche 39-2015) aus den Ergebnissen der Betriebssimulationen. Die dargestellten Ergebnisse zeigen den Fahrplan bei optimierter Speicherkonfiguration. Man kann erkennen, dass die Preisprognose den tatsächlichen Spotpreisverlauf gut vorhersagt. Unterdurchschnittliche Preisphasen in der Nacht und am Wochenende können durch Biogasspeicher überbrückt werden. Die verfügbare Biogasspeicherkapazität (6.244 Nm³ bzw. 25,44 h) wird zu über 99,98% ausgenutzt.

Die Markterlöse der optimierten Einsatzplanung (4,06 ct/kWh) liegen über dem durchschnittlichen Monatsmittelwert (3,16 ct/kWh) der hinterlegten Börsenpreise (EPEX Spot SE 2015). Durch die bedarfsorientierte Stromproduktion lassen sich damit spezifische Mehrerlöse in Höhe von rund 0,90 ct/kWh erwirtschaften. Die Mehrerlöse liegen damit trotz Prognosefehler und begrenzten Prognosehorizonten der Strompreisprognosen bei rund 94% der spezifischen Mehrerlöse (0,95 ct/kWh) die bei ex-post bekannten Marktpreisen erreichbar wären.

Neben den Prognosefehlern und begrenzten Prognosehorizonten führen Restriktionen durch begrenzte Speicherkapazitäten und Mindestbetriebszeiten der BHKWs dazu, dass durch die optimierte Einsatzplanung nur etwa 68% der spezifischen Mehrerlöse im Vergleich zum theoretischen Optimum (1,33 ct/kWh), erreicht werden. Das theoretische Optimum wurde ohne Berücksichtigung der Restriktionen und unter der Annahme ex-post bekannter Marktpreise aus dem Mittelwert des obersten Drittels (3facher Leistungsüberbau) der tatsächlichen Stundenpreise berechnet.

Durch die dynamische Einsatzplanung auf Basis der Strompreisprognosen sind die spezifischen Mehrerlöse bei vollflexiblen Betrieb im Vergleich mit den spezifischen Mehrerlösen (0,63 ct/kWh), die sich bei starren Peakload Fahrplänen (Daiber Xarez Rodrigues 2014) bei einer Einspeisung von 6.00 Uhr bis 10.00 Uhr und von 17.00 Uhr bis 21.00 Uhr im Referenzjahr 2015 erreichen lassen, deutlich höher (+43%).

Der durchschnittliche Wärmebedarf der externen Wärmeabnehmer wird zu 66,67% gedeckt. In dem in Abbildung 4-3 dargestellten Wochenausschnitt (Ende September) trifft am Wochenende eine geringere Wärmeproduktion auf einen erhöhten Wärmebedarf. Dies wird zum einen durch den Wärmespeicher und zum anderen durch einen temporär erhöhten Restwärmebedarf ausgeglichen. Der

Wärmebedarf ist bei beheizten Gebäuden in erster Linie abhängig von der Außentemperatur, weshalb die Lastspitzen des Restwärmebedarfs (1.124 kW) im Winter erreicht werden. Im Sommer ist der Wärmespeicher ausreichend dimensioniert, um den Wärmebedarf in Phasen von mehreren Wochen vollständig zu decken. Der Restwärmebedarf kann z.B. durch einen externen Heizkessel gedeckt werden. Die Lastspitzen des Restwärmebedarfs (1.124 kW) dienen als Richtwert für die Auslegung des externen Heizkessels.



Abbildung 4-3: Beispielhafte Ergebnisdarstellung aus der Fahrplansimulation im BioenergieFlex-Tool, Referenzanlage 2.

Untersuchungen zum Biogasspeicherausbau

Für einen flexiblen Biogasanlagenbetrieb ist ein (Aus-)bau eines Gasspeichers fast unumgänglich. Für den Speicherausbau und die Optimierung der Speicherkapazitäten

werden im Simulationstool verschiedene Gasspeicherkonfigurationen durchgerechnet (siehe Kapitel 4.1.2).

Die Auswertung der Fahrpläne für die jeweilige Speicherkonfiguration ermöglicht es, die Auswirkungen des Speicherausbaus auf die Flexibilisierung zu beurteilen. Neben den Vermarktungserlösen, die sich abhängig vom Speicherausbau mit dem flexibel erzeugten elektrischen Strom erzielen lassen, können die zunehmenden Anforderungen durch z.B. eine veränderte Start-Stopp-Häufigkeit und einen erhöhten Wärmespeicherbedarf abgeschätzt werden.

Die Abbildung 4-4 zeigt Ergebnisse aus der Auswertung der Fahrpläne für die Referenzanlage 2. Man kann erkennen, dass eine Erweiterung der Biogasspeicherkapazitäten zunächst zu deutlich verbesserten Markterlösen führt. Die Mehrerlöse nähern sich einer Grenze (1,09 ct/kWh), die bei einer Biogasspeicherkapazität im Bereich von etwa 15.700 Nm³ (64h) erreicht wird. Ohne Berücksichtigung der Restriktionen durch begrenzte Speicherkapazitäten erhöhen sich die Mehrerlöse im Vergleich zum theoretischen Optimum (1,33 ct/kWh) somit von rund 68% bei optimierter Speicherkapazität (0,90 ct/kWh) auf rund 81% bei unbegrenzter Speicherkapazität (1,09 ct/kWh).

Neben verbesserten Markterlösen führen hohe Biogasspeicherkapazitäten in der Regel zu einem deutlich erhöhten Wärmespeicherkapazitätsbedarf. Dies lässt sich auf längere BHKW-Betriebszeiten bei ebenfalls längeren BHKW-Stillstandzeiten und einer verbesserten Markt Anpassung zurückführen. Da der Wärmebedarf mitunter in Stillstandzeiten besonders hoch ist, müssen größere Wärmemengen vorgehalten werden.

Die längeren BHKW-Betriebszeiten haben allerdings auch den positiven Effekt, dass die Aggregate seltener gestartet und gestoppt werden müssen. Eine verringerte Start/Stopp-Häufigkeit wirkt sich positiv auf die Standzeiten und Wirkungsgrade der Biogasmotoren aus und hat somit geringere BHKW-Kosten als auch einen positiven Effekt auf den elektrischen Gesamtwirkungsgrad der Anlage zur Folge. In Verbindung mit verbesserten Wirkungsgraden zugebauter BHKWs, kann dies trotz der schlechteren Betriebsbedingungen bei voll flexibilisierter Fahrweise zu einem höheren Gesamtwirkungsgrad führen.

Die Berücksichtigung der verschiedenen Effekte bei der Erweiterung der Biogasspeicherkapazitäten führen dazu, dass sich für die Biogasanlage (Referenzanlage 2) eine optimale Speicherkonfiguration ermitteln lässt. Die optimale Biogasspeicherkapazität liegt bei etwa 6.200 Nm³ (25 Stunden der mittleren Biogasproduktionsrate). Die Mindestspeicherkapazitäten für einen flexiblen BHKW-Betrieb sind abhängig von der Höhe des Ausbaus der elektrischen Erzeugungsleistung und von den Mindestbetriebszeiten der BHKWs. Für die

Referenzanlage 2 liegen die Mindestspeicherkapazitäten im Bereich von etwa 2.200 Nm³ (9 Stunden der mittleren Biogasproduktionsrate).

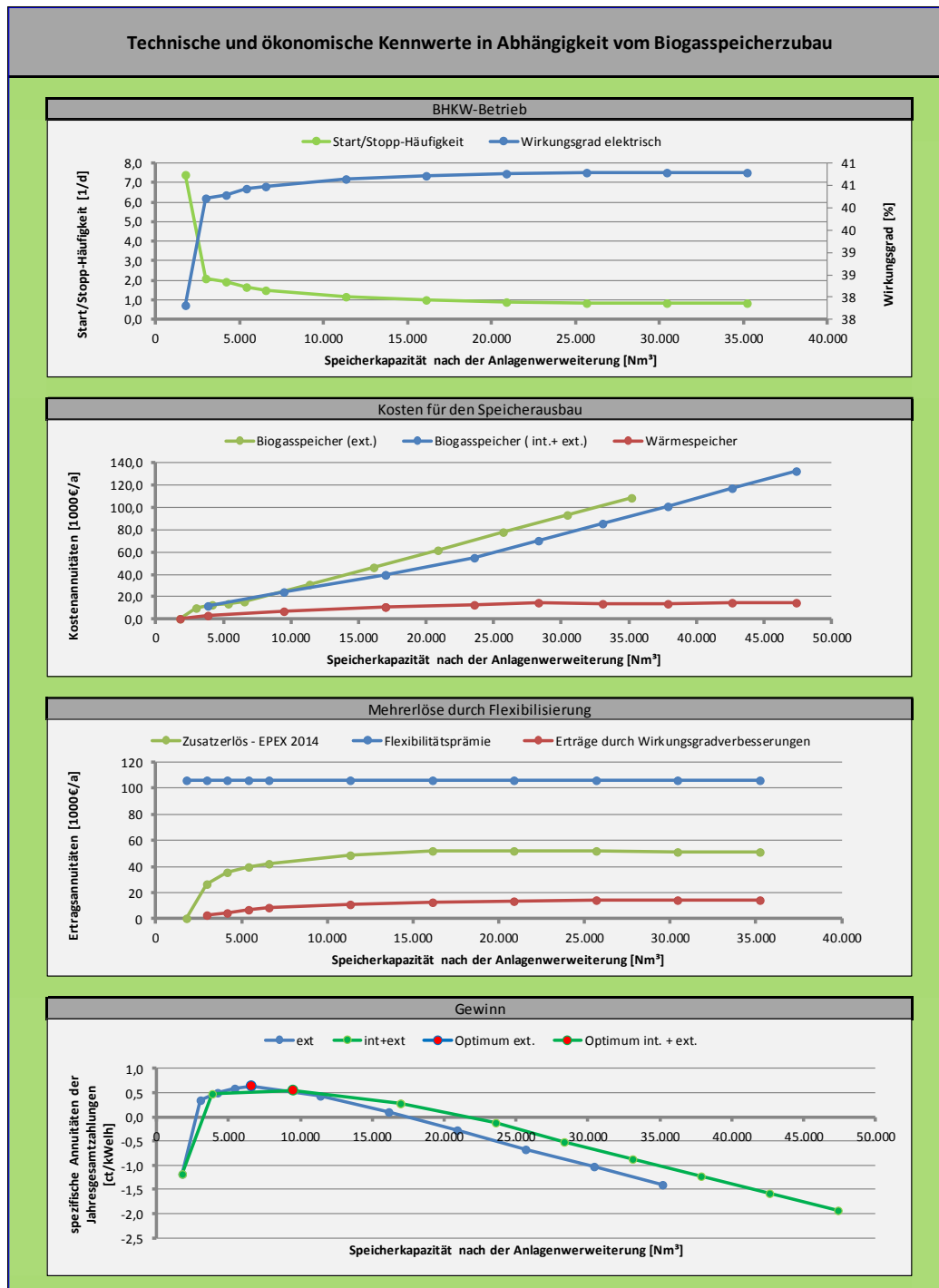


Abbildung 4-4: Ergebnisse zum BHKW-Betrieb und ökonomischen Parametern aus der Auswertung der Fahrpläne im Simulationstool für die Referenzanlage 2.

Untersuchungen zum kombinierten flexiblen BHKW-Betrieb und flexibler Rohbiogaserzeugung

In diesem Kapitel werden die Ergebnisse für die Simulation eines flexiblen BHKW-Betriebes bei gleichzeitig flexibler Rohbiogaserzeugung für die Referenzanlage 3 (Tabelle 4-2 und Tabelle 4-3) dargestellt. Hierzu wurden mit Hilfe flexibler Biogaserzeugungsprofile aus Kapitel 3.1 synthetische Zeitreihen einer flexiblen Rohbiogaserzeugung erstellt und in das Simulationstool (Kapitel 4.1.2) integriert.

Ziel der Auswertungen war es zu untersuchen, welchen Effekt eine bedarfsorientierte Biogasproduktion auf die Betriebsweise der Anlage hat und wie sich die veränderte Betriebsweise auf den Betrieb des Biogasspeichers und den Wärmespeicherbedarf auswirkt. Zudem wurden die Effekte einer veränderten Betriebsweise auf die Stundenerlöse und den Gewinn der Anlage untersucht (Kapitel 4.1.4).

Die Abbildung 4-5 zeigt einen beispielhaften Ausschnitt (Kalenderwoche 39-2015) aus den Ergebnissen der Simulationsrechnungen für die Referenzanlage 3. Man kann erkennen, dass die Biogasproduktion sich dem Bedarf anpasst. In den Phasen, in denen Strom produziert bzw. Biogas verbraucht wird, ist die Biogasproduktion überdurchschnittlich. Die verfügbaren Biogasspeicher- und Wärmespeicherkapazitäten werden weiterhin fast vollständig ausgenutzt.

Im Vergleich zu den Ergebnissen bei konstanter Biogaserzeugung (Abbildung 4-3) fällt auf, dass trotz gleicher Biogasspeicherkapazitäten ein Teil der produzierten Strommenge vom Wochenende auf die besonders erlösstarken Phasen in der Wochenmitte verlagert werden kann. Dadurch steigen im Vergleich die durchschnittlichen Markterlöse von rund 0,94 ct/kWh für die Referenzanlage 2 auf rund 1,06 ct/kWh für die Referenzanlage 3 (Tabelle 4-3). Zudem sinkt die Start/Stop-Häufigkeit durch die Konzentration der Betriebszeiten von rund 1,50 Starts/d auf rund 1,33 Starts/d.

Durch die geringere Wärmeproduktion am Wochenende muss aber auch mit höheren Kosten durch einen erhöhten Wärmespeicherbedarf gerechnet werden. Der Wärmespeicherbedarf der Referenzanlage 3 steigt im Vergleich zur Referenzanlage 2 von rund 10.850 kWh auf rund 13.700 kWh (siehe Tabelle 4-3).

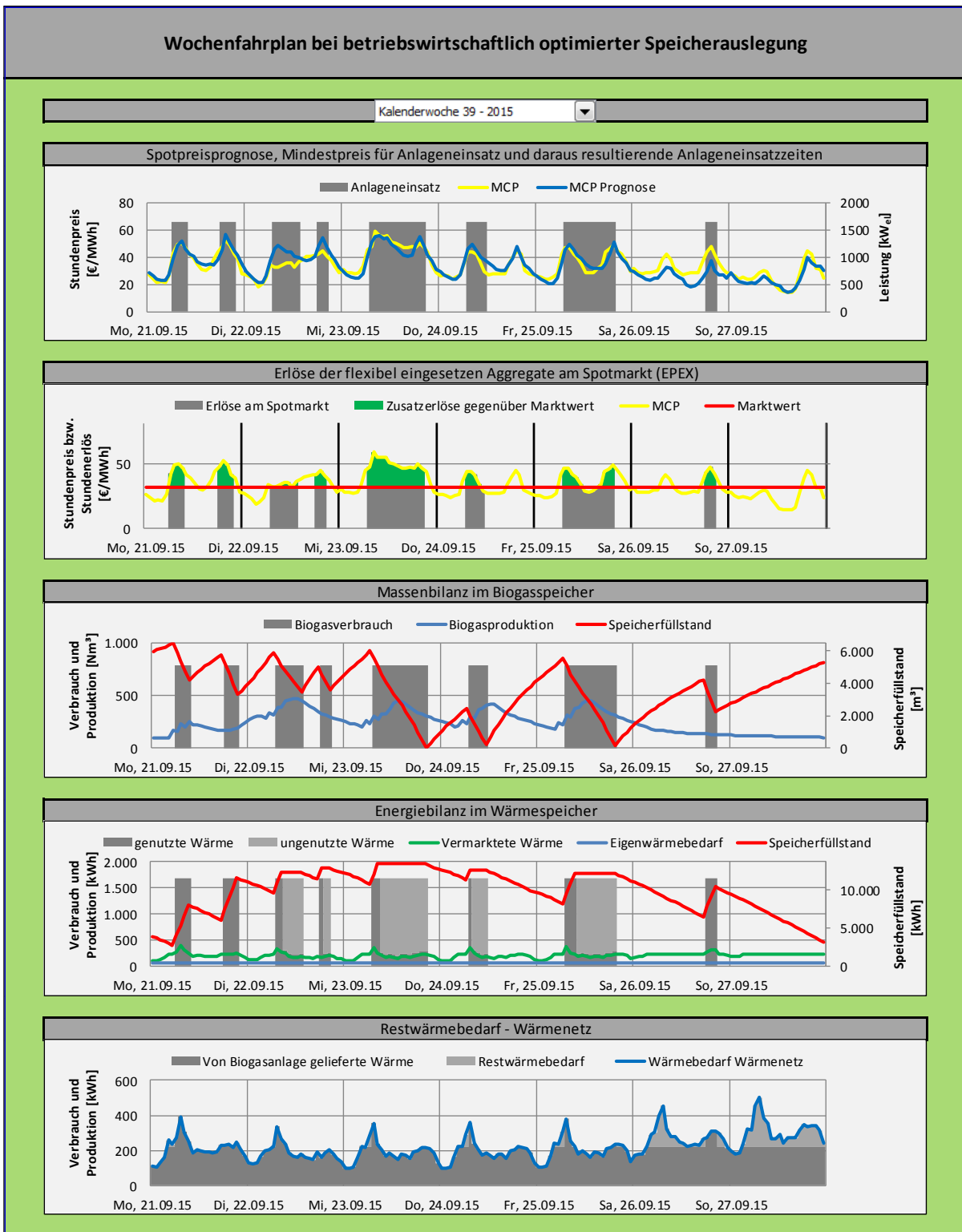


Abbildung 4-5: Ergebnisse zum Biogasspeicherbetrieb, zur Energiebilanz und zu ökonomischen Parametern aus der Fahrplansimulation bei flexiblem BHKW-Betrieb und flexibler Biogaserzeugung, Referenzanlage 3.

4.1.4 Exemplarische Kosten-Nutzen-Analysen und Parametervariationen auf Basis des BioenergieFlex-Tools

Durch eine Variation der Eingangsparameter im BioenergieFlex-Tool wurde basierend auf den Kenndaten der Referenzanlagen 2 und 3 (Tabelle 4-3) eine Bewertung des ökonomischen Einflusses relevanter Rahmensetzungen und technischer Parameter auf die Kosten-Nutzen-Analysen vorgenommen.

EEG-Restförderdauer

Bei EEG-Restförderdauern unter 10 Jahren verringert sich zudem die Förderdauer der Flexibilitätsprämie. Der Abbildung 4-6 kann man entnehmen, dass dadurch die Einnahmen aus der Flexibilitätsprämie stark abnehmen. Da die Kosten der Flexibilisierung in der Regel zu einem Großteil durch die Flexibilitätsprämie finanziert werden ist ein positives Ergebnis bei verringerten Förderdauern der Flexibilitätsprämie kaum mehr möglich. Für Anlagen, deren EEG-Förderung und damit auch der Anspruch auf die Flexibilitätsprämie auslaufen, stellt eine Anlagenflexibilisierung unter heutigen gesetzlichen Rahmenbedingungen (EEG 2014) demnach keine Lösung dar, um einen wirtschaftlichen Weiterbetrieb der Anlage zu ermöglichen.

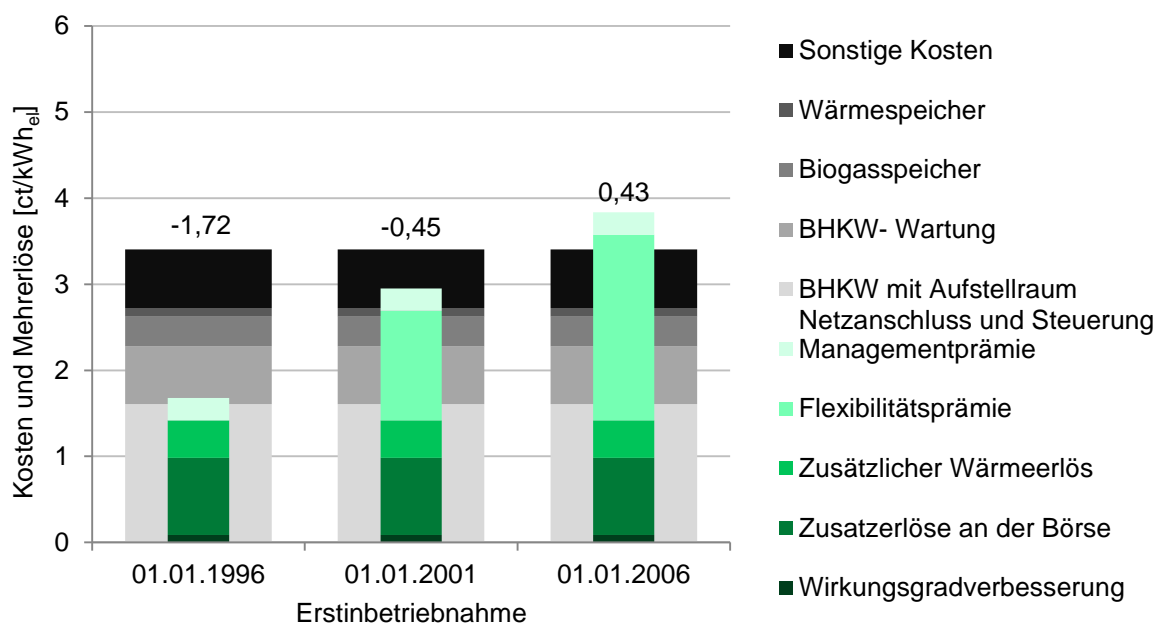


Abbildung 4-6: Spezifische Kosten, Erlöse und Gewinne (Werte über den Balken) bei flexibler Betriebsweise für verschiedene EEG-Restförderdauern auf Grundlage der Annahmen für die Referenzanlage 2.

Bemessungsleistung bzw. Größe der Anlage

Das erreichbare Ergebnis einer Anlagenflexibilisierung hängt in besonders hohem Maße von der Größe der Bestandsanlage ab. Aufgrund der Fixkostendegression bei einer größeren Auslegung der zugebauten Komponenten sind die spezifischen Kosten einer Flexibilisierung bei großen Anlagen deutlich geringer. Der Abbildung Abbildung 4-7 kann man entnehmen, dass die spezifischen Erlöse aus der Flexibilitätsprämie und aus der Wärme- und Stromvermarktung dagegen weitgehend unabhängig von der Anlagengröße sind. Die geringeren spezifischen Flexibilisierungskosten führen daher dazu, dass die Gewinne bei großen Anlagen in der Regel wesentlich höher sind als bei kleinen Anlagen.

Die durchgeführten Analysen zeigen, dass eine Anlagenflexibilisierung unter heutigen gesetzlichen Rahmenbedingungen erst bei Biogasanlagen ab etwa 350 kW_{el} sinnvoll ist. Die Ergebnisse zeigen, dass mit einer betriebswirtschaftlich optimierten Anlagenerweiterung und einem betriebswirtschaftlich optimierten Anlagenbetrieb bei bestehenden großen Anlagen (1.000 kW_{el}) unter den berücksichtigten Annahmen und Aufwendungen für Zusatzinvestition in Höhe von 885.290 € ein Zusatzgewinn von 19.363 €/a möglich ist.

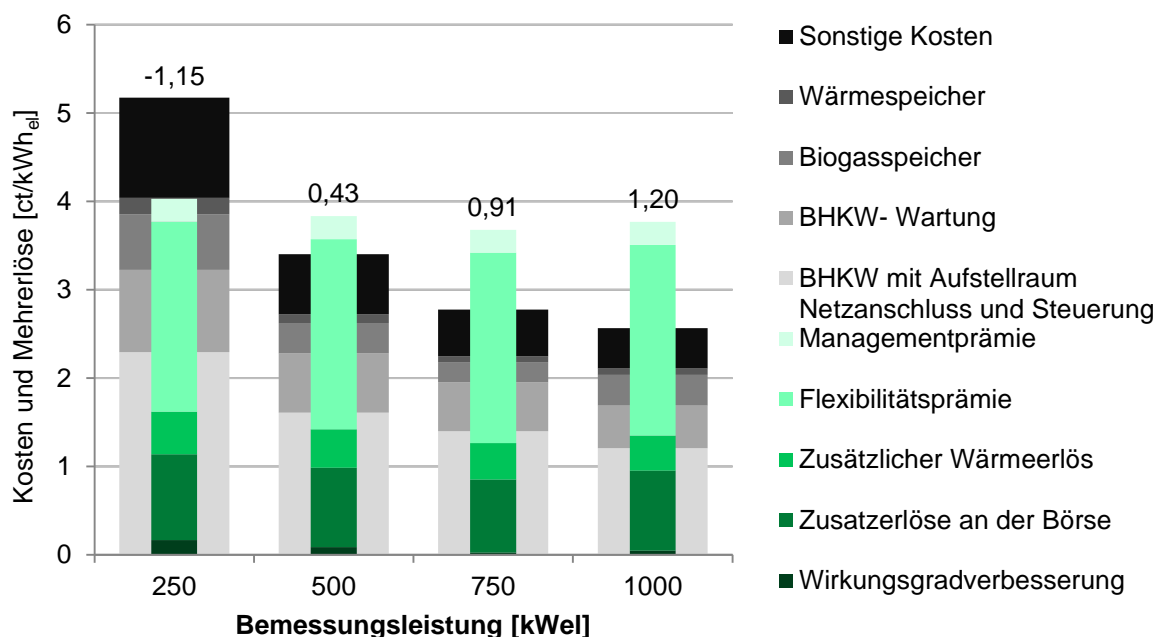


Abbildung 4-7: Spezifische Kosten, Erlöse und Gewinne (Werte über den Balken) bei flexibler Betriebsweise für verschiedene Anlagengrößen auf Grundlage der Annahmen für die Referenzanlage 2.

Erweiterung der elektrischen Erzeugungskapazitäten

Der Abbildung 4-8 kann man entnehmen, dass sich die Gewinne durch einen hohen Leistungszubau verbessern lassen. Aufgrund der verbesserten Marktanpassung der Stromproduktion nehmen die Mehrerlöse an der Strombörse bei steigendem Leistungsausbau zu. Zudem haben hohe Wirkungsgrade von BHKWs mit hohen Nennleistungen (elektrische Wirkungsgrade von Biogasmotoren liegen abhängig von der Nennleistung zwischen etwa 30 bis 43 %) zur Folge, dass sich der elektrische Gesamtwirkungsgrad der Anlage verbessert. Die höheren Stromerlöse, durch die verbesserte Marktanpassung und durch den verbesserten elektrischen Gesamtwirkungsgrad, haben zusammen mit den steigenden Erlösen aus der Flexibilitätsprämie einen wesentlich stärkeren Einfluss auf das Betriebsergebnis als die steigenden Kosten für den Leistungsausbau. Die höchsten Gewinne werden bei einer installierten Leistung in Höhe von 2.500 kW_{el} und damit der maximalen von der Flexibilitätsprämie geförderten Leistung ($P_{inst} = 5 P_{Bem}$) erzielt.

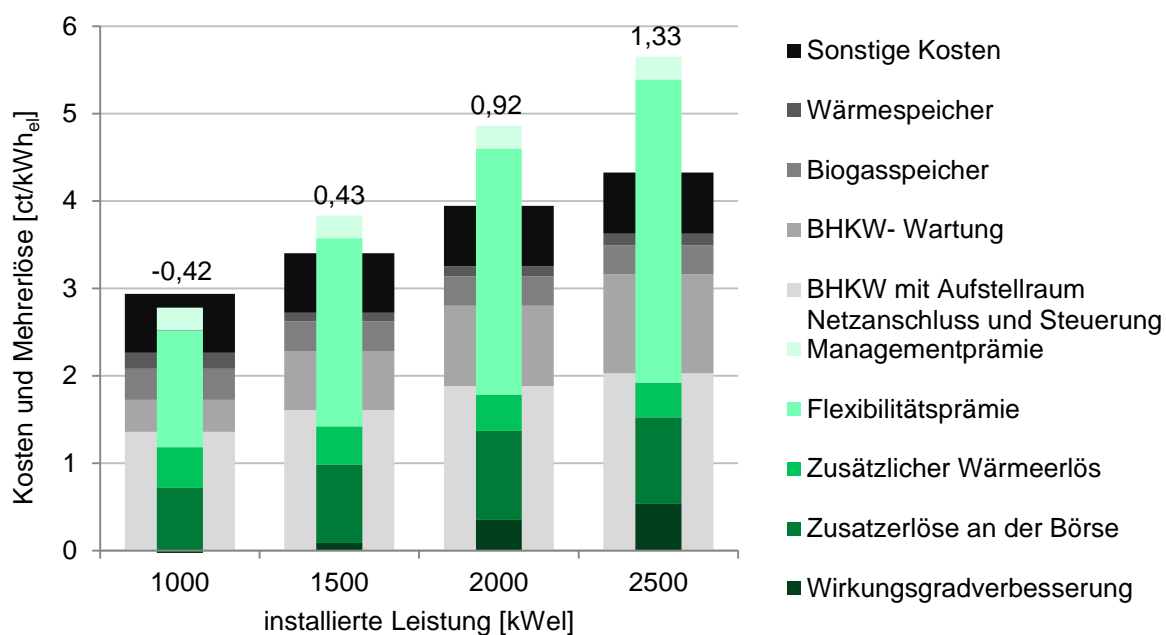


Abbildung 4-8: Spezifische Kosten, Erlöse und Gewinne (Werte über den Balken) bei flexibler Betriebsweise in Abhängigkeit der Erweiterung der elektrischen Erzeugungskapazitäten auf Grundlage der Annahmen für die Referenzanlage 2.

Biogasspeicherkapazitäten

Die optimalen Biogasspeicherkapazitäten und -kosten einer flexiblen Biogasanlage sind anlagenspezifisch und werden wesentlich durch die Höhe des Überbaus der elektrischen Erzeugungsleistung der Anlage beeinflusst. Ein effizienter flexibler Anlagenbetrieb setzt vergleichsweise hohe Biogasspeicherkapazitäten voraus. Um

die Flexibilitätsprämie zu erhalten, muss im Rahmen eines Begutachtungsverfahrens in einem Probebetrieb die Fähigkeit zur bedarfsgerechten Fahrweise nachgewiesen werden (Grantner 2012). Die Abbildung 4-9 zeigt dass bei Unterschreiten der Mindestspeicherkapazitäten, die für einen flexiblen BHKW-Betrieb benötigt werden (etwa 9h), keine Mehrerlöse an der Börse erzielt werden (es wird keine Flexibilitätsprämie gewährt). In diesem Fall wird das Ziel der Flexibilisierung, eine bedarfsorientierte Stromproduktion zu ermöglichen, verfehlt und es ist kein wirtschaftlicher Anlagenbetrieb möglich. Bei steigenden Speicherkapazitäten führt eine verbesserte Marktanpassung der Stromerzeugung neben verbesserten Mehrerlösen an der Börse durch eine niedrigere Anzahl von Start- und Stopp-Vorgängen zu Wirkungsgradverbesserungen und zu sinkenden variablen BHKW Kosten. Unter den angenommenen Randbedingungen der Referenzanlage 2 liegt der Bereich mit dem höchsten Gewinn (0,43 ct/kWh) bei einer Speicherkapazität von etwa 25h der mittleren Biogasproduktion. Danach können die steigenden Einnahmen die erhöhten Kosten für den Biogasspeicher- und Wärmespeicherausbau nicht mehr kompensieren.

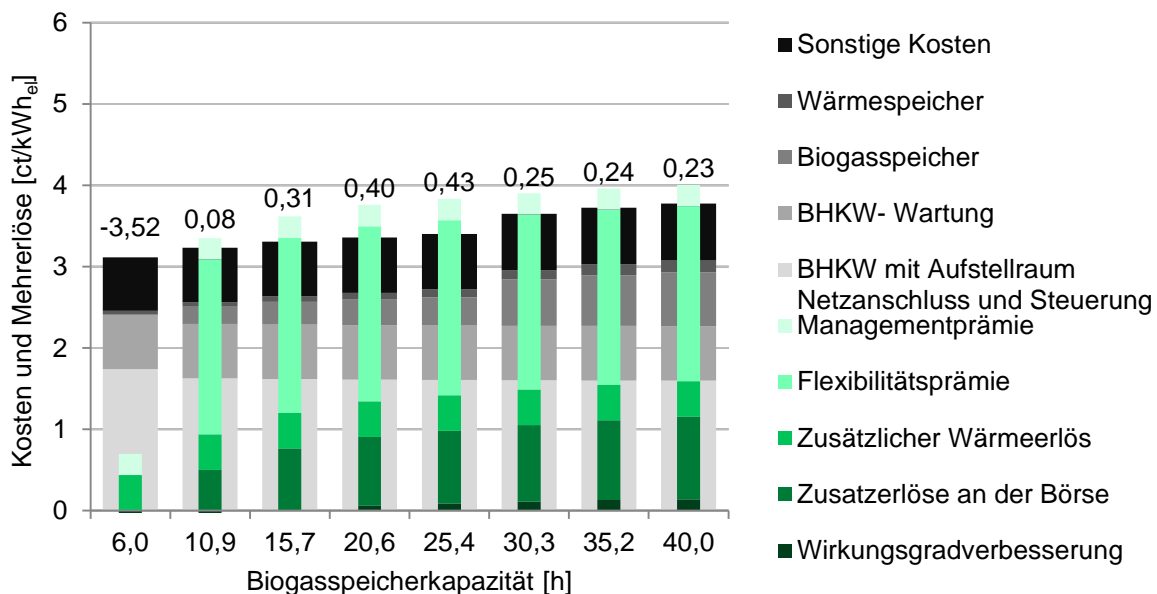


Abbildung 4-9: Spezifische Kosten Erlöse und Gewinne (Werte über den Balken) bei flexibler Betriebsweise für verschiedene Gasspeicherkapazitäten auf Grundlage der Annahmen für die Referenzanlage 2.

Wärmenutzungsgrad

Der betriebswirtschaftlich optimierte Wärmenutzungsgrad einer Biogasanlage hängt stark von den Standortbedingungen ab. Entscheidende Einflussgrößen sind unter anderem der durchschnittliche Wärmebedarf und der Wärmelastgang der externen Wärmeabnehmer sowie die Kosten für Wärmespeicher und für die Anbindung an die

Wärmeabnehmer. Ist der Wärmebedarf, wie in Nahwärmenetzen üblich, durch starke saisonale Unterschiede gekennzeichnet, lassen sich sehr hohe Wärmenutzungsgrade nur durch eine wärmegeführten BHKW-Fahrweise mit einer saisonalen Bedarfsanpassung realisieren. Bei einer stromgeführten Fahrweise sind dafür unverhältnismäßig große Wärmespeicher nötig. Bei Wärmeabnehmer mit relativ konstantem Wärmebedarf (z.B. Prozesswärme für technische Prozesse oder durch innovative Konzepte wie den Betrieb von Absorptionskälteanlagen im Sommer) können dagegen auch bei einer stromgeführten BHKW-Fahrweise hohe Wärmenutzungsgrade erreicht werden.

Unter den angenommenen Randbedingungen der Referenzanlage 2 (siehe Kapitel 4.1.2) liegt der optimale Wärmenutzungsgrad bei etwa 70% (60% externe und 10 % interne Wärmenutzung) der erzeugten Wärme (Abbildung 4-10). Die optimalen Wärmespeicherkapazitäten liegen für die Referenzanlage 2 zwischen etwa 5.000 kWh und 10.000 kWh.

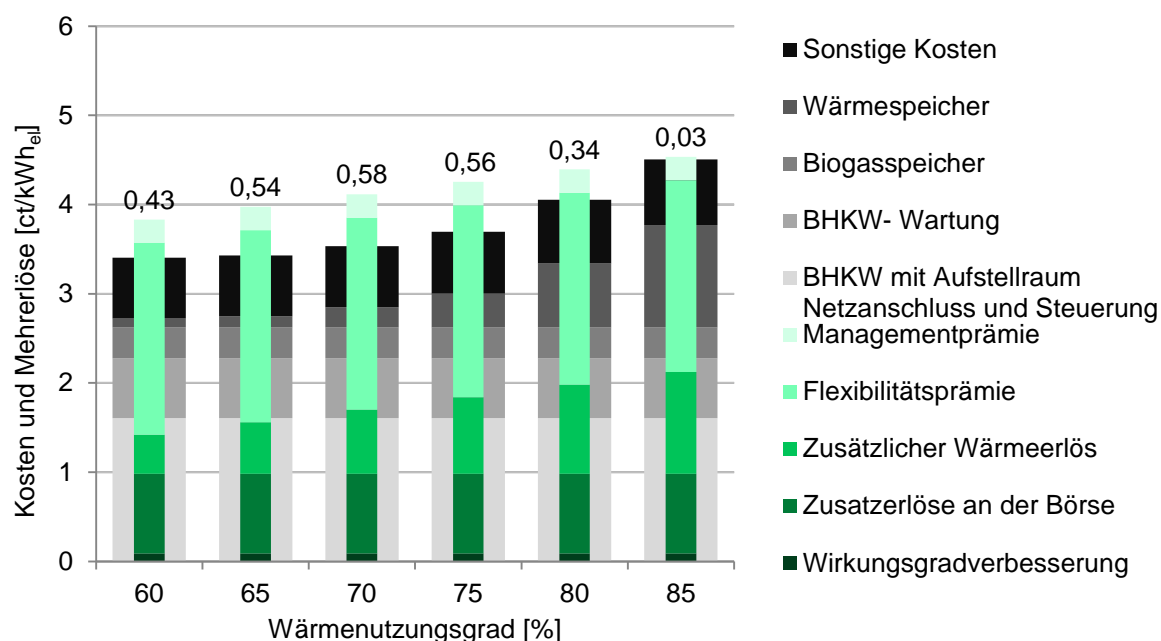


Abbildung 4-10: Spezifische Kosten, Erlöse und Gewinne (Werte über den Balken) bei flexibler Betriebsweise für verschiedene Wärmenutzungsgrade auf Grundlage der Annahmen für die Referenzanlage 2.

Flexible Biogaserzeugung durch Fütterungsmanagement

Die Ergebnisse der durchgeführten Simulationsrechnungen für die Referenzanlage 3 zeigen, dass sich durch wochenzyklische Anpassung der Rohbiogaserzeugung mittels flexiblem Fütterungsmanagement insgesamt höhere Mehrerlöse gegenüber dem Monatsmarktwert (bis zu > 50 %) erzielen lassen als durch eine tageszyklische Anpassung der Biogaserzeugung an die täglichen Strompreisschwankungen. Der

Vorteil der Mehrerlöse nimmt mit steigender Speicherkapazität ab. Die Mehrerlöse durch den Einsatz von Getreide sind im Vergleich zu Maissilage nur geringfügig höher (Abbildung 4-11). Aus den Ergebnissen lässt sich schlussfolgern, dass auch ohne eine Umstellung auf Substrate mit hohen Energiedichten und ohne eine aufwändige Aufbereitung der Substrate gute Ergebnisse erzielt werden können.

Eine sehr präzise tägliche Anpassung der Biogasproduktion an den Biogasbedarf könnte den Speicherbedarf minimieren und dadurch bei Anlagen mit sehr geringen Speicherkapazitäten eine flexible Stromproduktion ermöglichen. Das würde allerdings eine präzise Regelungsstrategie mit einer hoch aufgelösten Biogasproduktionsprognose und Substrate mit sehr hohen Abbauraten voraussetzen. Werden wie in dieser Arbeit feste Fütterungszeiten vorausgesetzt (siehe Kapitel 3.1), bleiben immer gewisse Mindestspeicherkapazitäten nötig, die kurzzeitige Differenzen zwischen der Erzeugung und dem Bedarf ausgleichen können. Ein Vergleich mit den Ergebnissen aus den Simulationsrechnungen mit konstanter Biogasproduktion zeigen, dass sich die benötigten Mindestspeicherkapazitäten nicht deutlich verringern lassen. Da die täglichen Bedarfsunterschiede bereits weitgehend durch den vorhandenen Speicher ausgeglichen werden können, bringt eine Bedarfsanpassung durch tägliche Fütterungen zu festen Beschickungszeitpunkten (tageszyklische Anpassung) kaum Vorteile. Das Aussetzen der Fütterung übers Wochenende (wochenzyklische Anpassung) ermöglicht hingegen die langen erlösschwachen Phasen am Wochenende zu überbrücken, wodurch die durchschnittlichen erzielbaren Stromerlöse am Spotmarkt steigen.

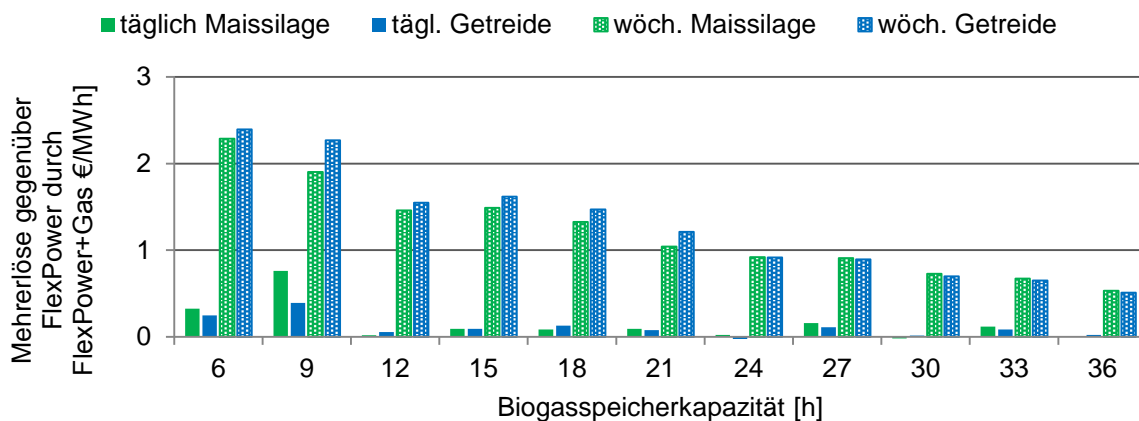


Abbildung 4-11: Mehrerlöse durch ergänzende flexible Rohbiogaserzeugung der Referenzanlage 3 (FlexPower+Gas) gegenüber der Referenzanlage 2 (FlexPower) bei verschiedenen Biogasspeicherkapazitäten.

Weiterhin hat die wochenzyklische Anpassung eine deutliche größere Auswirkung auf die Reduktion des notwendigen Biogasspeichervolumens als die tageszyklische

Anpassung. Durch Aussetzung der Anlagenbeschickung am Wochenende lassen sich bis zu 50 % der erforderlichen Speicherkapazität einsparen während die Speicherersparnis bei der täglichen Anpassung vernachlässigbar gering bleibt.

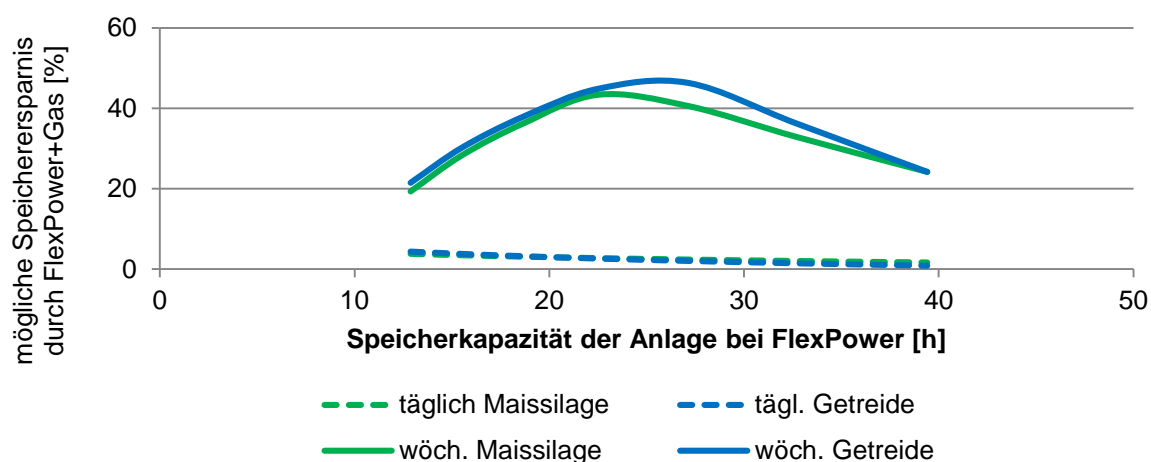


Abbildung 4-12: Relative Speicherersparnis durch Einsatz einer flexiblen Beschickungsstrategie der Referenzanlage 3 (FlexPower+Gas) gegenüber der Referenzanlage 2 (FlexPower).

Ein Vergleich zwischen den beiden Flexibilitätsoptionen der Referenzanlage 2 (FlexPower) und Referenzanlage 3 (FlexPower+Gas) zeigt, dass durch eine Flexibilisierung der Rohbiogaserzeugung die Wirtschaftlichkeit der Anlage verbessert werden kann. Allerdings sind die erlösseitigen Effekte vergleichsweise gering. Eine Verbesserung der Wirtschaftlichkeit kann nur erreicht werden, wenn die Kosten für die Flexibilisierung der Biogaserzeugung z.B. durch Beibehaltung günstiger Substrate und einen geringen Aufwand für die Umrüstung der Anlage begrenzt werden.

Die Abbildung 4-13 zeigt einen Vergleich der Kosten-Nutzen-Analysen für die Anlage mit flexiblem BHKW-Betrieb (Referenzanlage 2 FlexPower) und der Anlage mit flexiblem BHKW-Betrieb und flexibler Rohbiogaserzeugung (Referenzanlage 3 FlexPower+Gas). Durch einen verbesserten marktorientierten Anlageneinsatz lassen sich mit einer flexiblen Biogasproduktion zusätzliche Erlöse am Spotmarkt und Erlöse aus einer Verbesserung des Wirkungsgrads erzielen. Allerdings steigen die Kosten für den Wärmespeicher. Obwohl die Kosten für die Flexibilisierung der Rohbiogaserzeugung vergleichsweise gering sind, bringt diese für die Referenzanlage letztlich nur einen geringen Vorteil (0,02 ct/kWh_{el}).

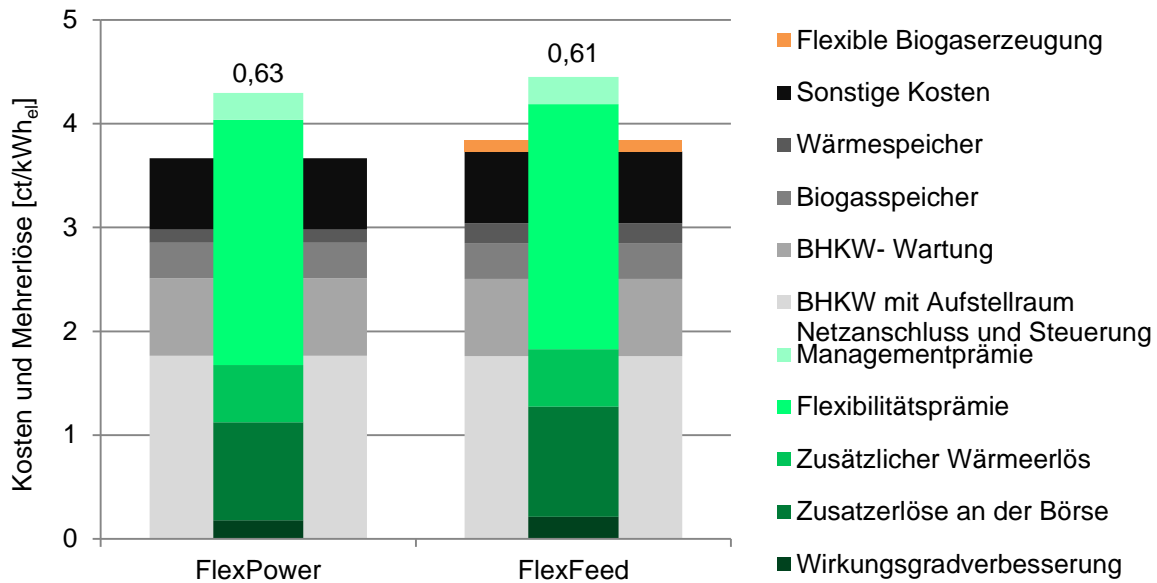


Abbildung 4-13: Vergleich der spezifischen Kosten, Erlöse und Gewinne (Werte über den Balken) bei flexibler Betriebsweise mit flexiblem BHKW-Betrieb (FlexPower) und bei flexibler Betriebsweise mit zusätzlich flexibler Rohbiogaserzeugung (FlexPower+Gas).

4.1.5 Einfluss der Speicherung in Biogasnetzen auf die Wirtschaftlichkeit der Anlagenflexibilisierung bei Anlagenbetrieb im Verbund

Für die Analyse und Bewertung des Speicherpotentials für Biogas in Biogasnetzen im Verbund wurden folgende Untersuchungsschwerpunkte definiert:

- Technisch-ökonomische Bewertung der Speichermöglichkeiten im Biogasnetz
- Vergleich der spezifischen Speicherkosten in Biogasnetzen im Vergleich zu konventionellen externen Biogasspeichern

Grundsätzlich stehen verschiedene Netzstrukturen für Biogasnetze zur Verfügung (siehe Abbildung 4-14). Die durchgeführten Berechnungen basieren auf der in Tabelle 4-4 definierten grätenförmigen Biogasnetzkonfiguration.

Tabelle 4-4: Charakteristik der Biogasnetzausgangskonfiguration.

	Einheit	Spezifikation
Netzstruktur		Grätenform
Betriebsdruck	bar	10
Netzlänge ^a	km	32
Anzahl angeschlossener BGAs		8
Anlagengröße (je BGA)	kW _{el}	250

^a Die Netzlänge wird automatisch vom Bewertungstool in Abhängigkeit von eingesetztem Substrattyp und -menge (Flächenbedarf) bestimmt.

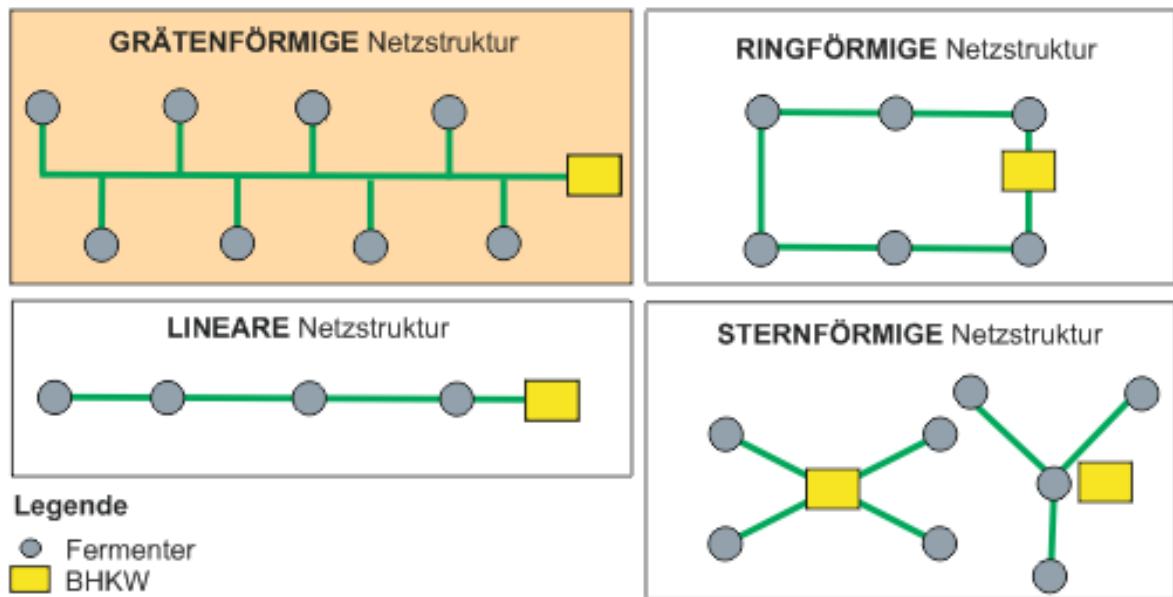


Abbildung 4-14: Biogasnetzstrukturen.

Für die technisch-ökonomische Bewertung der Speichermöglichkeiten im Biogasnetz wurde ausgehend von der definierten Basiskonfiguration eine Parametervariation durchgeführt. Dabei wurden die Biogasnetzparameter Durchmesser, Druck und Netzlänge prozentual variiert. Die Ergebnisse zeigen, dass die Veränderung des Leitungsdurchmessers den größten Einfluss auf die Erhöhung der Speicherkapazität hat. Bei einer 100% Erhöhung des Durchmessers wird eine zusätzliche Speicherdauer von 21,5 h erreicht, während bei der gleichen prozentualen Erhöhung des Drucks nur eine zusätzliche Speicherdauer von 8 h im Netz erreicht werden kann (Abbildung 4-14, links). Obwohl die Durchmessererweiterung technisch den größten Einfluss auf die Erhöhung der Speicherkapazitäten hat, können die Speicherdauern am kostengünstigsten durch Druckerhöhung erzielt werden (Abbildung 4-14, rechts).

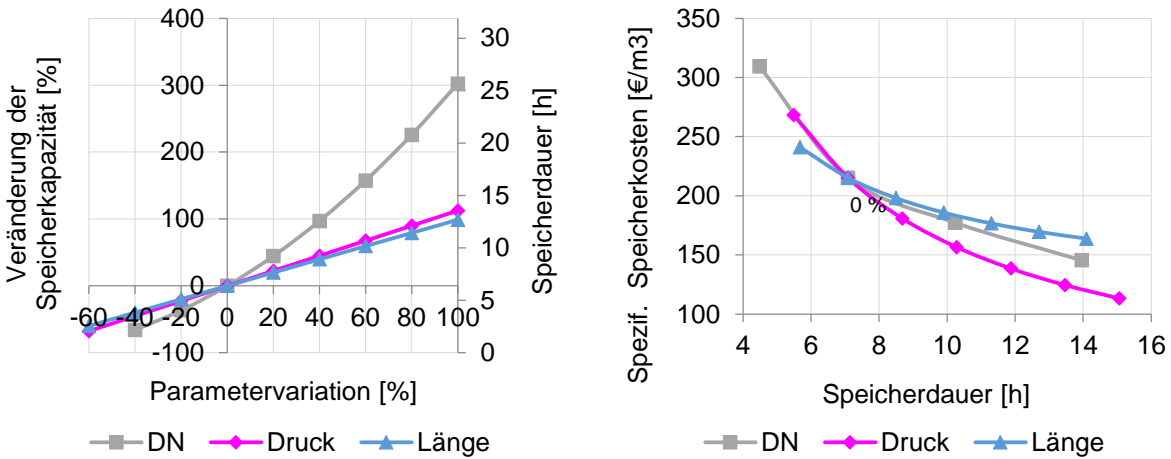


Abbildung 4-15: Einfluss der Parametervariation (Durchmesser, Druck, Netzlänge) auf die Speicherdauer (links) und auf die Speicherkosten (rechts) für die Ausgangskonfiguration.

So wird in der Ausgangskonfiguration eine Speicherdauer von 10 Stunden durch eine 40%ige Druckerhöhung bei 160 €/m³_{Speicher} erreicht, während die gleiche Speicherdauer von 10 Stunden eine Durchmessererweiterung von 21% und Kosten von 179 €/m³_{Speicher} erforderlich machen. Die geringeren Speicherkosten mittels Druckerhöhung lassen sich damit begründen, dass mit zunehmendem Druckniveau der Energiebedarf für die Verdichtung sinkt und dadurch auch insgesamt die Betriebskosten abnehmen (Abbildung 4-15) So steigt der Energiebedarf bei einer 100%igen Druckerhöhung (20 bar) nur um etwa 40% an.

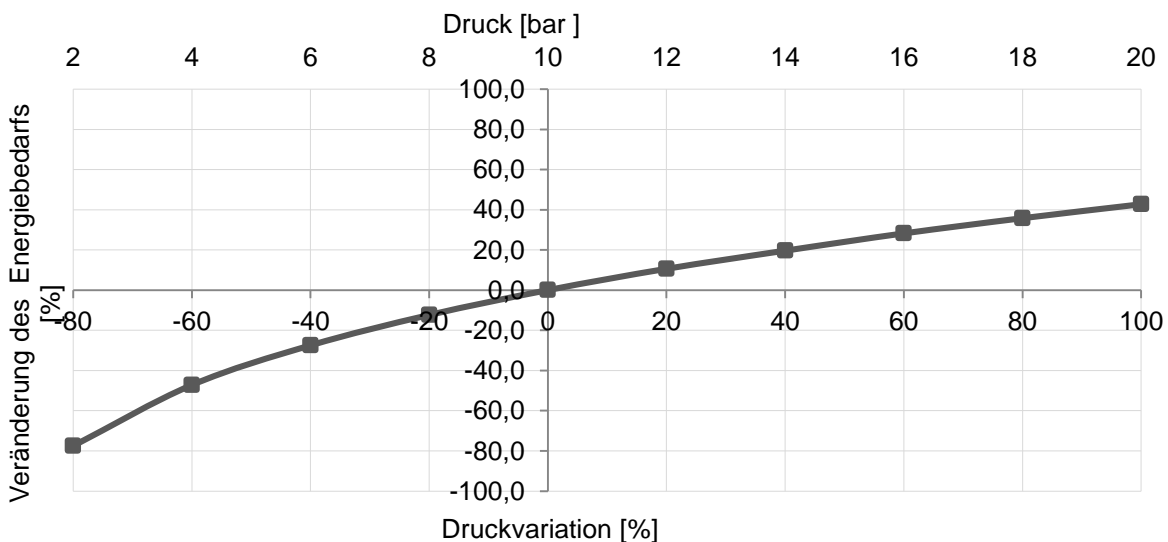


Abbildung 4-16: Einfluss des Betriebsdrucks auf den Energiebedarf der Kompression von Biogas.

Der Vergleich der spezifischen Speicherkosten zeigt, dass die Speicherung in Biogasnetzen im Vergleich zur Speicherung in externen Niederdruckspeichern mit höheren Kosten verbunden ist (Abbildung 4-16). Die Speicherkosten in Biogasnetzen betragen zwischen 70 und 175 Euro/m³, je nach Netzgröße. Nach Abschreibung des Netzes und des Verdichters können die Kosten bis zu 20 % gesenkt werden. Des Weiteren wird deutlich, dass mit zunehmender Speichergöße die Konkurrenzfähigkeit der Speicherung in Biogasnetzen im Vergleich zu externen Speichern zunimmt.

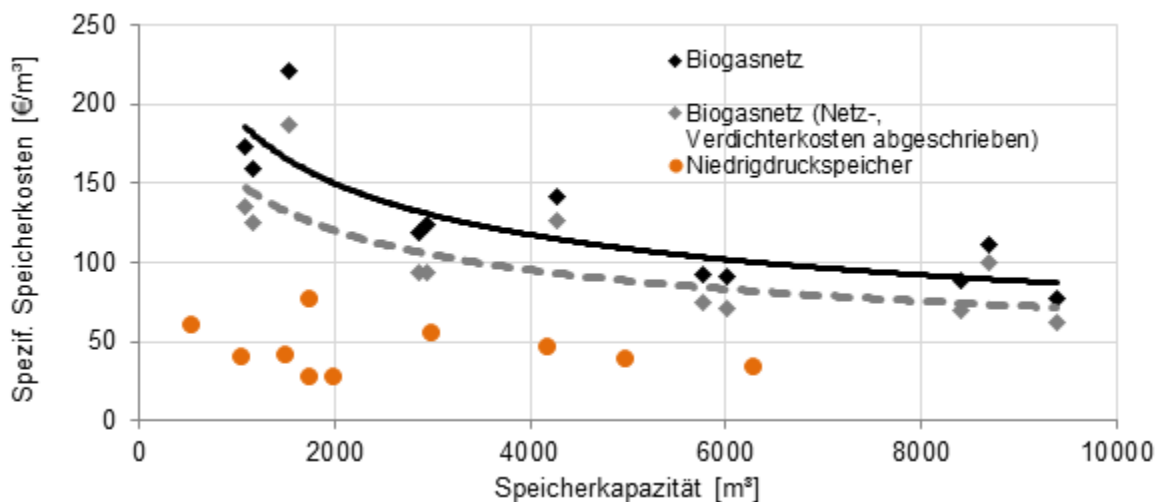


Abbildung 4-17: Vergleich der spezifischen Speicherkosten in Biogasnetzen und externen Niederdruckspeichern.

Zusammenfassend kann gesagt werden, dass im Rahmen der Flexibilisierung von Biogasanlagen eine Erhöhung des maximal zulässigen Drucks in Biogasnetzen um 10 bar die Funktionalität von Biogasnetzen entscheidend erhöhen kann. Dies kann dadurch begründet werden, dass Biogasnetze durch eine Druckerhöhung, zusätzlich zur reinen Transportfunktion, auch als effiziente Speicher eingesetzt werden können. Dabei ist jedoch zu beachten, dass mit erhöhten Betriebsdrücken auch die Anforderungen an Sicherheitsmaßnahmen und die damit verbundenen Betriebskosten steigen und damit die Eignung von Biogasnetzen als Speicher im Vergleich zu externen Speichern projektspezifisch geprüft werden muss. Größer skalierte (ab ca. 30 km), abgeschriebene Netze mit einer hohen Biogasanlagenanschlussdichte und folglich größerem mittleren Durchmesser sind aufgrund höherer spezifischer Speicherkapazität in der Regel für Flexibilisierung von Biogasanlagen im Verbund besser geeignet als kleine Netze mit geringer Anschlussdichte.

An Hand unterschiedlicher Fallbeispiele (Tabelle 4-5) wurde untersucht, wie sich die Speicherung in Biogasnetzen im Vergleich zur Speicherung in externen Biogasspeichern auf die Erlöse bei flexiblem Betrieb von Biogasanlagen auswirkt.

Tabelle 4-5: Betrachtete Fallbeispiele für die Analyse des Einflusses der Speicherung in Biogasnetzen auf die Wirtschaftlichkeit der Anlagenflexibilisierung bei Anlagenbetrieb im Verbund.

Fallbeispiel*	Annahmen
D1	Biogasnetzverbund, Basiskonfiguration, Speicherung im Netz (V_{SpTOT} : 6807)
D2	Biogasnetzverbund, Basiskonfiguration, Speicherung im Netz + externe Speicher (V_{SpTOT} : 9.911 m ³)
D3	Biogasnetzverbund, Basiskonfiguration, Speicherung in externen Speichern für optimalen flexiblen Betrieb (V_{SpTOT} : 16.718 m ³)
C	Einzelanlage (250 kW _{el}), Speicherung in externen Speichern

* In allen Fallbeispielen wird angenommen, dass 80% der erzeugten Wärme genutzt wird. Der Wärmepreis beträgt 4 ct/kWh_{th}.

Die Ergebnisse zeigen, dass die Nutzung des Biogasnetzes als Speicher im Fall der Basiskonfiguration keinen positiven Effekt auf die Gesamterlöse bei flexibler Fahrweise von Biogasanlagen im Verbund hat (Abbildung 4-18). Das liegt zum einen daran, dass die vorgehaltenen Speicherkapazitäten der betrachteten Konfiguration für die Flex-Fahrweise zu gering sind und gleichzeitig hohe spezifischen Speicherkosten (Netz nicht abgeschrieben) aufweisen. Dennoch können durch den Betrieb im Biogasnetzverbund höhere Gewinne (+1,99 ct/kWh_{el}) als bei der Einzelanlage erzielt werden (+1,25 ct/kWh_{el}) wenn die Speicherung über externe Speicher (D3) realisiert wird. Die Mehrerlöse im Biogasnetzverbund entstehen durch die Wirkungsgradverbesserung und aufgrund der Fixkostendegression des größeren zentralen BHKWs (8 * 250 kW_{el}) im Vergleich zum BHKW der Einzelanlage (1 * 250 kW_{el}).

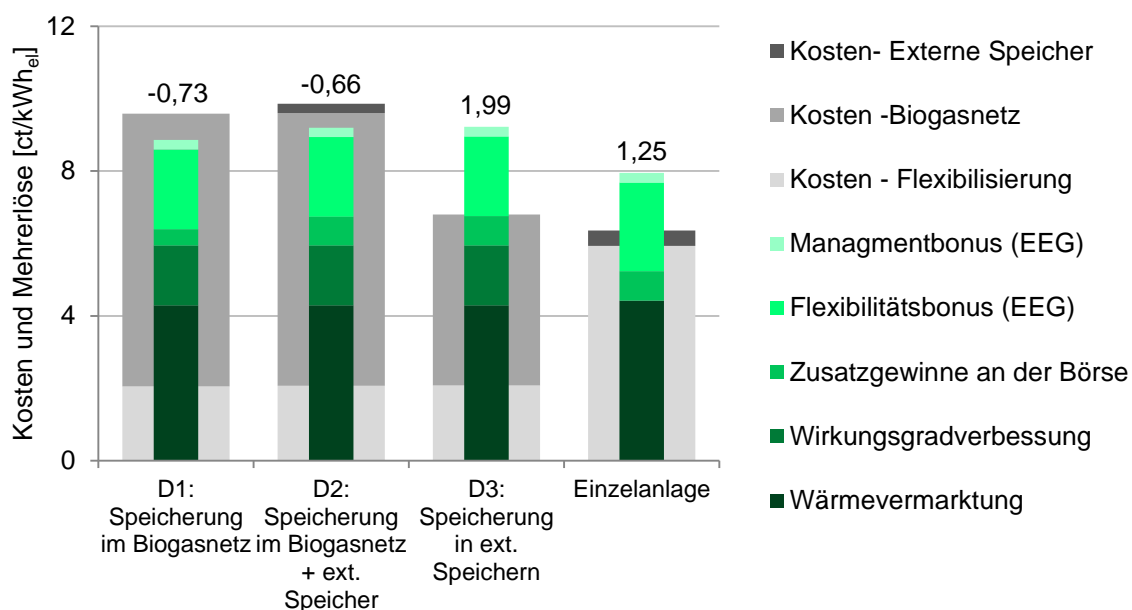


Abbildung 4-18: Kosten-Nutzen Vergleich für die Biogas-Speicherung im Biogasnetz im Vergleich zur Speicherung in externen Speichern bei flexibler Betriebsweise.

Die Ergebnisse zeigen, dass der flexible Betrieb im Biogasverbund vor allem für kleine Biogasanlagen, aufgrund der höheren elektrischen Wirkungsgrade bei einer Stromerzeugung in großen zentralen BHKWs im Vergleich zur Vor-Ort-Stromerzeugung in kleinen BHKWs, ein wirtschaftlich sinnvolles Konzept darstellen kann. Folglich können Biogasnetze in Regionen mit klein strukturierten landwirtschaftlichen Flächen wie bspw. Baden-Württemberg und demzufolge einer hohen Anzahl an kleineren Anlagengrößen, eine gute Repowering-Maßnahme für Anlagen nach Ablauf der EEG-Vergütung oder nach anstehendem BHKW-Wechsel, darstellen. Eine der größten Herausforderungen sind die Investitionskosten für den Netzbau. Diese müssen durch die erwirtschafteten Gewinne aus dem Betrieb im Biogasnetzverbund (Wärmevermarktung, Einsatz von lokal verfügbarem Substrat, Effizienzsteigerungen durch zentrale Verwertung) refinanziert werden. Zur Reduzierung der Netzkosten können günstige Standortbedingungen beitragen. Zu nennen wären hier eine hohe Anlagenanschlussdichte, günstige topographische Gegebenheiten und der Einbezug von regionalen Energieversorgern (z.B. Stadtwerke).

4.2 Biomasse-Vergaser

Aufgrund der zahlreichen Nutzungsoptionen von Synthesegas (Strom-, Wärme-, SNG-Erzeugung) ist es ein sinnvolles Konzept, eine Vergasungsanlage mit möglichst

hohen Vollbenutzungsstunden im Jahr zu betreiben und die Flexibilisierung durch unterschiedliche Verwendung des Synthesegases zu realisieren.

Im Folgenden wird für eine 20 MW_{th}-Vergasungsanlage ein flexibler Anlagenbetrieb mit der Option zwischen Strom- und SNG-Erzeugung zu wechseln, wirtschaftlich betrachtet. Für den Vergaser wurden 8.000 Vollbenutzungsstunden (Vbh) angenommen (siehe Tabelle 4-6). Der kalkulatorische Zinssatz beträgt 6%, der Abschreibungszeitraum beträgt 20 Jahre.

Tabelle 4-6: Betriebswirtschaftliche Annahmen und Kosten eines Biomassevergasers, bestehend aus Vergasungsreaktor (inkl. Gasreinigung), Gasmotor und Methanisierung.

	Einheit	Wert
Betriebswirtschaftliche Annahmen		
Abschreibungszeitraum	Jahre	20
Kalkulatorischer Zinssatz	%	6
Jährliche Anlagenbetriebszeit	h/a	8000
Annuierte kapitalgebundene Kosten		
Vergaser (inkl. Gasreinigung)	€/a	1.737.335
BHKW	€/a	233.829
Methanisierung	€/a	116.238
Betriebsgebundene Kosten		
Personalkosten	€/a	400.000
Wartung, Reinigung	€/a	596.914
Verbrauchsgebundene Kosten		
Biomasse (Waldrestholz)	€/a	2.220.826
Biomassetransport (LKW, Radius 80 km)	€/a	711.373
Strom	€/a	321.160
Kalkstein	€/a	170.259
Stickstoff	€/a	183.377
Frisch- und Abwasser	€/a	16.628
Ascheentsorgung	€/a	1.672
Rapsmethylester (RME)	€/a	202.537
Sonstige Kosten		
Versicherung, Steuern	€/a	238.766
Verwaltung	€/a	119.383
unerwartete Kosten	€/a	119.383

In Tabelle 4-7 sind für die Grenzfälle der reinen Strom- bzw. der reinen SNG-Erzeugung (bei jeweils 8.000 Vbh) die Gestehungskosten dargestellt. Bei der Berechnung wurden jeweils spezifische Wärmeerlöse von 4 ct/kWh für die erzeugte Wärme aus dem Gasmotor bzw. der Methanisierung angenommen (in der Literatur

finden sich Angaben zu Wärmeerlösen von 3,8 ct/kWh (Ziesing 2011) und 5 ct/kWh (Karl 2012).

Tabelle 4-7: Erzeugte Wärmemengen, Erlöse aus Wärmeverkauf und Gestehungskosten (inkl. Wärmegutschrift) für die Grenzfälle einer reinen Stromerzeugung (8000 Vbh, erzeugte Wärmemenge) oder einer reinen SNG-Erzeugung (8000 Vbh) mit einer Biomassevergaseranlage.

	Einheit	Wert
Erzeugte Wärmemengen		
Stromerzeugungsbetrieb (8.000 h)	MWh	60.792
SNG-Erzeugungsbetrieb (8.000 h)	MWh	32.800
Erlöse aus Wärmeverkauf (für spez. Erlöse von 4 ct/kWh)		
Stromerzeugungsbetrieb (8.000 h)	€/a	2.431.696
SNG-Erzeugung (8.000 h)	€/a	1.311.836
Gestehungskosten (inkl. Wärmegutschrift)		
Stromgestehungskosten (8.000 h Stromerzeugung)	ct/kWh	10,16
SNG-Gestehungskosten (8.000 h SNG-Erzeugung)	ct/kWh	6,8

Für den Anlagenbetrieb zur ausschließlichen Strom- und Wärmeerzeugung ergeben sich Stromgestehungskosten (inkl. Wärmegutschrift) von 10,16 ct/kWh. Die Stromgestehungskosten ohne Wärmegutschrift belaufen sich auf 15,26 ct/kWh und sind vergleichbar mit Stromgestehungskosten von Biogasanlagen (Vergleich mit Angaben aus (Kost 2013)). Für die ausschließliche SNG- (und Wärme-)Erzeugung ergeben sich Gestehungskosten von 6,8 ct/kWh, welche im Bereich von Biomethanbereitstellungskosten liegen (Vergleich mit Angaben aus (FNR 2014)). Die SNG-Gestehungskosten ohne Wärmeerlöse liegen bei 8,33 ct/kWh.

Im Weiteren wurde ein Wechselbetrieb der Anlage betrachtet, indem sich die veranschlagte Vollbenutzungsdauer von 8.000 h auf die Betriebszeit zur Strom- und Wärmeerzeugung und auf die SNG-Erzeugung aufteilt. In Abbildung 4-19 sind die Gestehungskosten abhängig von der Betriebszeit zur Strom- und SNG-Erzeugung aufgetragen.

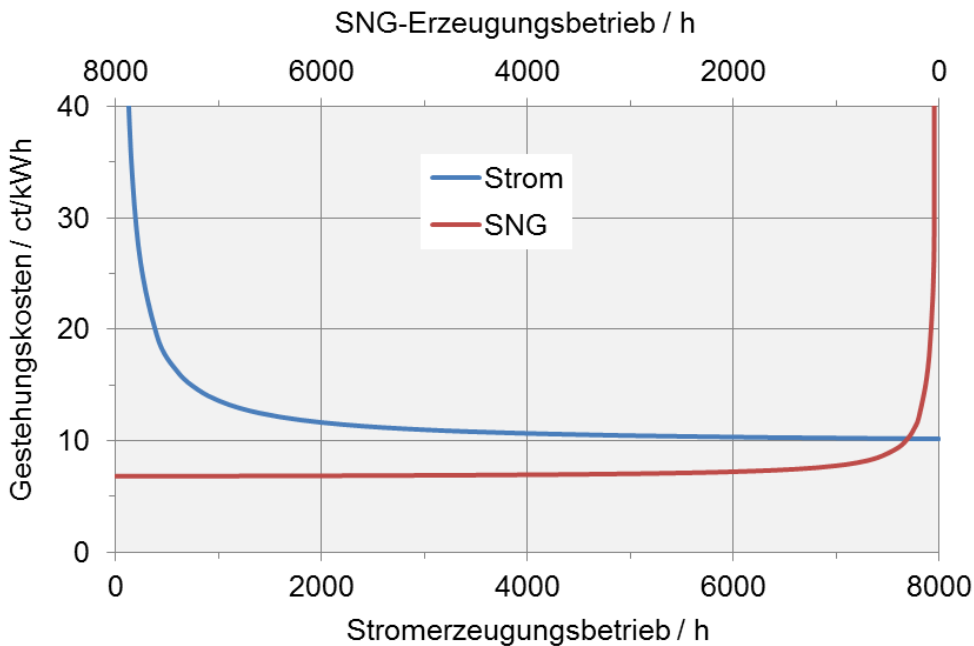


Abbildung 4-19: Gestehungskosten für Strom und SNG in Abhängigkeit der Betriebszeiten von Gasmotor bzw. Methanisierung (bei insgesamt 8.000 Vbh, Wärmeerlöse mit 4 ct/kWh für erzeugte Wärme berücksichtigt).

Für einen Wechselbetrieb mit etwa 7.700 h Stromerzeugungsbetrieb und 300 h SNG-Erzeugungsbetrieb sowie Berücksichtigung entsprechender Wärmegutschriften liegen die Gestehungskosten für eine Kilowattstunde Strom und eine Kilowattstunde SNG bei 10,21 Cent.

Ob ein solcher Wechselbetrieb und die damit einhergehende kapitalintensive zusätzliche Anlagentechnik wirtschaftlich sinnvoll sind, hängt in erster Linie davon ab, wie hoch Erlöse aus der Bereitstellung von Regelleistung sind bzw. wie diese sich in Zukunft entwickeln. Im Vergleich zu Biomasseheizkraftwerken besteht bei dieser Technologie die Option einer 100-prozentigen Lastreduktion (Wechsel in SNG-Betrieb), während Biomasseheizkraftwerke in ihrer minimalen Teillast begrenzt sind. Weitere Optionen bestehen durch saisonale Speicherung des erzeugten SNG. Im Vergleich zu sensiblen Wärmespeicher kann das SNG in entsprechenden Tanks oder dem Erdgasnetz nahezu verlustfrei über längere Zeiträume gespeichert werden und so dazu beitragen, fossiles Erdgas zu ersetzen.

4.3 Biomasseheizkraftwerke

Bestehende Biomasseheizkraftwerke werden häufig zur Wärmeversorgung in kommunalen Liegenschaften oder Netzen eingesetzt. Grundsätzlich sind sie aufgrund ihrer Auslegung für eine hohe Volllaststundenzahl vorgesehen. Im wärmegeführten

Betrieb wird eine optimale Einbindung in die lokalen Wärmebedarfsprofile angestrebt. Eine flexible Betriebsweise zur Erhöhung der Stromerlöse bei gleichzeitiger ausreichender Wärmebereitstellung erfordert in der Regel einen Zubau an Anlagenleistung. Dies ist allerdings aufgrund der Änderungen des EEG 2014 kaum realistisch. Alternativ ergeben sich verschiedene Ansätze zur Optimierung der bestehenden Anlagentechnik, um den möglichen Teillastgrad weiter zu verringern oder die Anlagendynamik zu verbessern. Dadurch kann z.B. die Stromerzeugung bei entsprechend niedrigen Strompreisen flexibel reduziert werden und durch Teilnahme an Regelenergiemärkten lassen sich zusätzliche Erlöse generieren. Welche Maßnahmen hierfür anlagentechnisch notwendig sind und welche Auswirkungen die geänderten Betriebsweisen auf die Bereitstellung von Fernwärme haben, muss individuell geprüft werden. Wie in Kapitel 4.4 beschrieben, besteht bei Anlagen mit Dampfkreisprozess die Option, die Stromerzeugung zu drosseln und dazu Hochtemperaturwärme auf exergetisch effiziente Weise mit Hilfe neuartiger Speicherkonzepte auszukoppeln. Da BHKW-Systeme auf Basis von Gasmotoren keine sinnvolle Möglichkeit bieten, gespeicherte Hochtemperaturwärme (z.B. aus heißen Abgasen) wieder einzukoppeln, lassen sich solche Hochtemperatur-Speicherkonzepte hierbei nicht sinnvoll integrieren. Für solche Anlagen könnte, falls noch nicht realisiert, eine Erweiterung des Niedertemperatur-Heizwärmespeichers die Anlagenflexibilität erhöhen, um längere/häufigere Stillstandzeiten des Gasmotors zu ermöglichen.

4.3.1 Heizkraftwerke mit Hochtemperaturwärmespeicher: Wärmegestehungskosten bei Teilnahme an Regelenergiemärkten

Wie in Kapitel 3.3 dargestellt, können zusätzliche Wärmespeicher bei großskaligen HHKW-Anlagen mit ORC- oder Dampfkreis sinnvoll integriert werden. In Abhängigkeit des Temperaturniveaus einer Wärmequelle stehen unterschiedliche Wärmespeichermedien zur Verfügung. Bei thermischen Speichern wird zwischen sensibler, latenter und thermochemischer Speicherung unterschieden, wobei auch Kombinationen möglich sind. Zu den sensiblen Speichern zählen Materialien, die Wärme über ihre Wärmekapazität aufnehmen. Hierzu zählen v.a. Warmwasserspeicher, die sehr häufig eingesetzt werden und Wärme bis auf ein Temperaturniveau von ca. 130 °C (in Druckspeichern) speichern können. Weitere Speichermedien sind bspw. Beton oder Thermoöle. Beton speichert Wärme bis etwa 400 °C und Thermoöle bis etwa 300 °C. Bei Latentwärmespeichern findet die Wärmespeicherung durch Phasenänderungen im Speichermedium (z.B. Salzschnmelzen) statt. Darüber hinaus existieren thermochemische Speicher, bei denen die Wärme aufgrund von reversiblen chemischen Reaktionen aufgenommen

oder abgegeben wird. Allerdings sind Speicher dieser Technologie noch nicht Stand der Technik (Ausfelder 2015), was eine Kostenabschätzung schwierig macht. Sie werden deshalb im Weiteren nicht betrachtet.

Grundsätzlich bieten Speicher mit höherem Temperaturniveau mehr Anwendungsmöglichkeiten. So kann ein Wärmespeicher mit Temperaturen zwischen 300 bis 400 °C in einem Dampfprozess zur Vorwärmung von Speisewasser und Verbrennungsluft sowie auch direkt zur Dampferzeugung verwendet werden. In Tabelle 4-8 sind ausgewählte Wärmespeichermedien mit Angaben zu Temperaturniveau, Energiedichte und Kosten gezeigt. Zusätzlich ist zum Vergleich Wasser als Wärmespeichermedium aufgeführt, wobei hierfür die Speicherung von Frischdampf aufgrund der hohen exergetischen Verluste nicht als sinnvoll erachtet wird. Wärmespeicher auf Basis von Wasser werden hauptsächlich in Wärmenetzen verwendet.

Tabelle 4-8: Eigenschaften ausgewählter Wärmespeichermedien, Angaben nach (Ebert 2006, Laing 2011, Sigma-Aldrich 2016, Fragol 2016, BINE 2013) sowie eigenen Berechnungen.

Speicher		NaNO ₃	Thermoöl	Beton	Wasser
Speicherart		latent	sensibel	sensibel	sensibel
Einsatztemperatur	°C	≤ 300	≤ 300	≤ 400	≤ 130
Energiedichte	kWh/m ³	90 bis 95	105	20 bis 50	60 bis 120
spezif. Speicherkosten	€/kWh	100	36	75	0,5 bis 3
Dichte	kg/m ³	1.890-1.930	680	2.000	1.000

Basierend auf den Speichermaterialien Natriumnitrat (NaNO₃), Thermoöl und Beton wurde anhand einer 20 MW_{th}-Anlage mit Biomassefeuerung untersucht, welche Auswirkungen zusätzliche Investitionen in Wärmespeicher auf die spezifischen Wärmekosten (Verhältnis der Gesamtkosten abzüglich Stromerlöse zur erzeugten Fernwärmeleistung) haben. Die Speichergröße wurde so gewählt, dass insgesamt elektrische Energie in Höhe von 2 MWh im jeweiligen Speicher aufgenommen werden kann. Die entsprechende Frischdampfmenge wird während dieser Zeit in den Wärmespeicher umgeleitet. In Tabelle 4-9 ist die Auslegung der jeweiligen Wärmespeicher gezeigt.

Tabelle 4-9: Auslegung und Kostenberechnung für verschiedene Wärmespeichermedien für die Zwischenspeicherung von Wärme aus HHKW.

Speichermaterial		NaNO ₃	Thermoöl	Beton
Dampfumleitung in Speicher	t/h	8,9	8,9	8,9
Beladetemperatur des Speichers	°C	300	300	400
Wärmemenge/Speichergröße	kWh	774	774	258
Kosten für Wärmespeicher	€	77.400	27.864	19.350

Das betrachtete Heizkraftwerk soll weiterhin in einem Wärmeverbund betrieben werden. Zur Teilnahme an Regelenergiemärkten findet ein Anlagenpooling statt. Tabelle 4-10 zeigt Annahmen zur Wirtschaftlichkeitsuntersuchung eines reinen Biomasseheizkraftwerks (ohne Speicher) und mit Erweiterung von Hochtemperaturspeichern unterschiedlicher Eigenschaften. In den Szenarien wird jeweils von einer Gesamtinvestition der Kraftwerksanlage in Höhe von 23.000.000 € ausgegangen. Weitere Investitionen ergeben sich für Wärmespeicher entsprechend den Angaben aus Tabelle 4-9 sowie für Umbaumaßnahmen zur Speicherinstallation. Hierfür wurden Kosten in Höhe von 1,5% der Gesamtinvestitionen angenommen. Nicht betrachtet wurden dabei allerdings Verluste, welche beim Ein-, Zwischen- und Ausspeichern der Hochtemperaturwärme anfallen. Somit stellen die Berechnungen hier ein optimales Szenario dar. In industriellen Anlagen würden auftretende Verluste vor allem dazu führen, dass weniger der eingespeicherten Wärme beim Ausspeichern in Strom umgewandelt werden kann. Weiterhin wurden in dieser Analyse keine Kosten für das Fernwärmenetz oder Spitzenlastkessel berücksichtigt. Für den Stromverkauf wird von einer Vergütung von 11 ct/kWh als EEG-Vergütung ausgegangen. Für die Teilnahme am Regelenergiemarkt (Sekundär- und Minutenreserveregelleistung) wurden beispielhaft Erlöse von 40.000 €/a angenommen (basierend auf Angaben nach (Deubig 2015, Reh 2014) sowie eigenen Abschätzungen).

Tabelle 4-10: Wärmegestehungskosten (inkl. Gutschrift aus Stromerlösen) von Biomasseheizkraftwerken mit Erweiterung durch Hochtemperaturwärmespeicher.

Speicherart		ohne	NaNO ₃	Thermoöl	Beton
Investition gesamt	€	23.000.000	23.422.400	23.372.864	23.364.350
Kapitalkosten	€/a	2.005.245	2.042.072	2.037.753	2.037.011
spezif. Brennstoffkosten	ct/kWh	3,0	3,0	3,0	3,0
Brennstoffkosten	€/a	4.500.000	4.500.000	4.500.000	4.500.000
Personal/Wartung /Versicherung	€/a	650.262	652.104	651.888	651.851
Gesamtkosten	€/a	7.155.507	7.194.175	7.189.640	7.188.861
spez. Stromvergütung	ct/kWh	11,0	11,0	11,0	11,0
Stromerlöse aus EEG-Vergütung	€/a	3.910.500	3.910.500	3.910.500	3.910.500
Stromerlöse aus Regelenergie	€/a	0	40.000	40.000	40.000
Wärmeerzeugung	MWh/a	98.700	98.700	98.700	98.700
Wärmegestehungskosten (inkl. Stromgutschriften)	€/MWh	32,88	32,86	32,82	32,81
Mehrerlöse durch Speicher	€/a	0	1.332	5.867	6.646

Im Vergleich zu einer Anlage ohne Hochtemperaturwärmespeicher sind in dem betrachteten Fall für einen Beton-Wärmespeicher Mehrerlöse von bis zu 6.646 €/a möglich. Ob eine zusätzliche Investition in Hochtemperaturwärmespeicher sinnvoll ist, muss individuell am Anlagenstandort geprüft werden. Mit einer Anlagenerweiterung durch Hochtemperaturwärmespeicher können die Wärmegestehungskosten geringfügig reduziert werden. Durch höhere Erlöse aus der Bereitstellung von Regelenergie reduzieren sich die spezifischen Wärmekosten (abzüglich der Stromerlöse) weiter. Hierzu ist in Abbildung 4-20 eine Variation für unterschiedlich hohe Erlöse aus Regelenergie für Heizkraftwerke mit Betonspeicher gezeigt. Wie bereits angemerkt, berücksichtigen diese Zahlen einen idealen Speicher ohne Verluste.

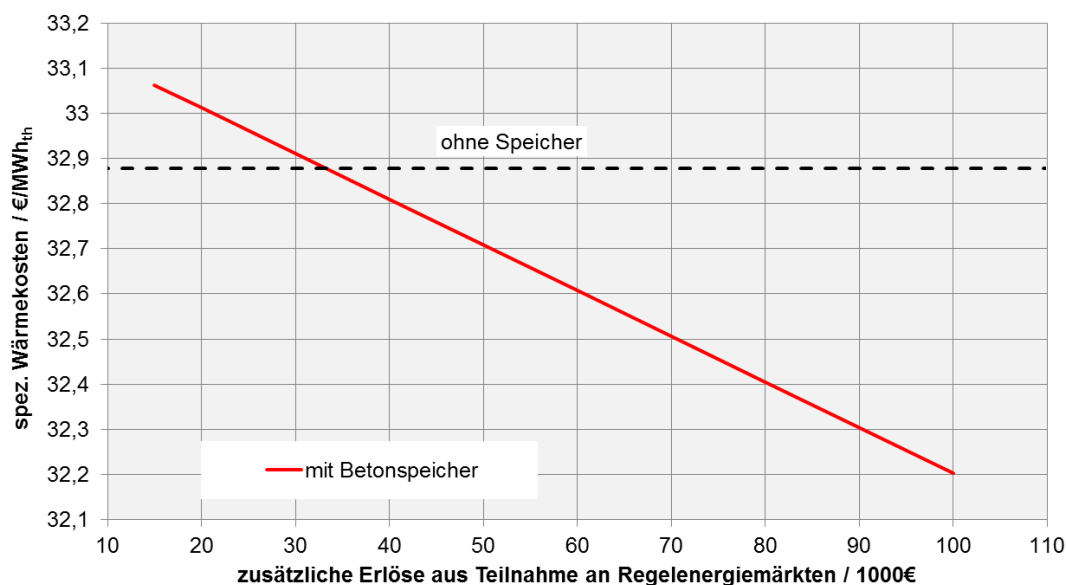


Abbildung 4-20: Spezifische Wärmekosten für ein Biomasseheizkraftwerk mit Beton-Wärmespeicher und Variation der Erlöse aus der Teilnahme an Regelenergiemärkten.

Es ist erkennbar, dass sich für dieses Beispiel ab jährlichen Erlösen aus Teilnahme am Regelenergiemarkt von knapp über 30.000 € bei einer Anlagenerweiterung mit einem Beton-Wärmespeicher dieselbe Wirtschaftlichkeit wie ohne Speicher ergibt. Ab dieser Vergütung liegen die Wärmeherstellungskosten der Anlage mit Beton-Wärmespeicher unter denen einer Anlage ohne Wärmespeicher. Die Erweiterung von Biomasseheizkraftwerken mit einem Hochtemperaturwärmespeicher kann somit eine sinnvolle Ergänzung zur Flexibilisierung des Anlagenbetriebs darstellen. Dies bestätigen u.a. weitere Forschungsvorhaben aus diesem Bereich, wie z.B. BINE 2016.

4.3.2 Heizkraftwerke mit Beton-Wärmespeicher: Wärmegestehungskosten bei strom- bzw. wärmegeführter Betriebsweise

Weiterhin wurde untersucht, wie sich eine flexible stromgeführte Betriebsweise der Anlage (mit Erweiterung eines Beton-Wärmespeichers) auf die spezifischen Wärmegestehungskosten auswirkt. Dabei wird beispielhaft mit 7.500 Volllastbetriebsstunden (Vbh) eine wärmegeführte Grundlastbetriebsweise in einem Wärmeverbund mit konstant hoher Wärmenachfrage betrachtet. Eine flexible stromgeführte Betriebsweise wird beispielhaft mit 5.000 Volllastbetriebsstunden (Vbh) charakterisiert. Über eine Sensitivitätsanalyse wird jeweils der Einfluss der betriebswirtschaftlichen Größen Stromerlöse (an Strombörse) und Brennstoffkosten auf die spezifischen Wärmegestehungskosten mit Stromgutschrift quantifiziert.

Außerdem wurde der Einfluss durch Zusatzerlöse aus der Teilnahme an Regenergiemärkten sowohl für die wärme- als auch stromgeführte Betriebsweise untersucht (siehe Abbildung 4-21).

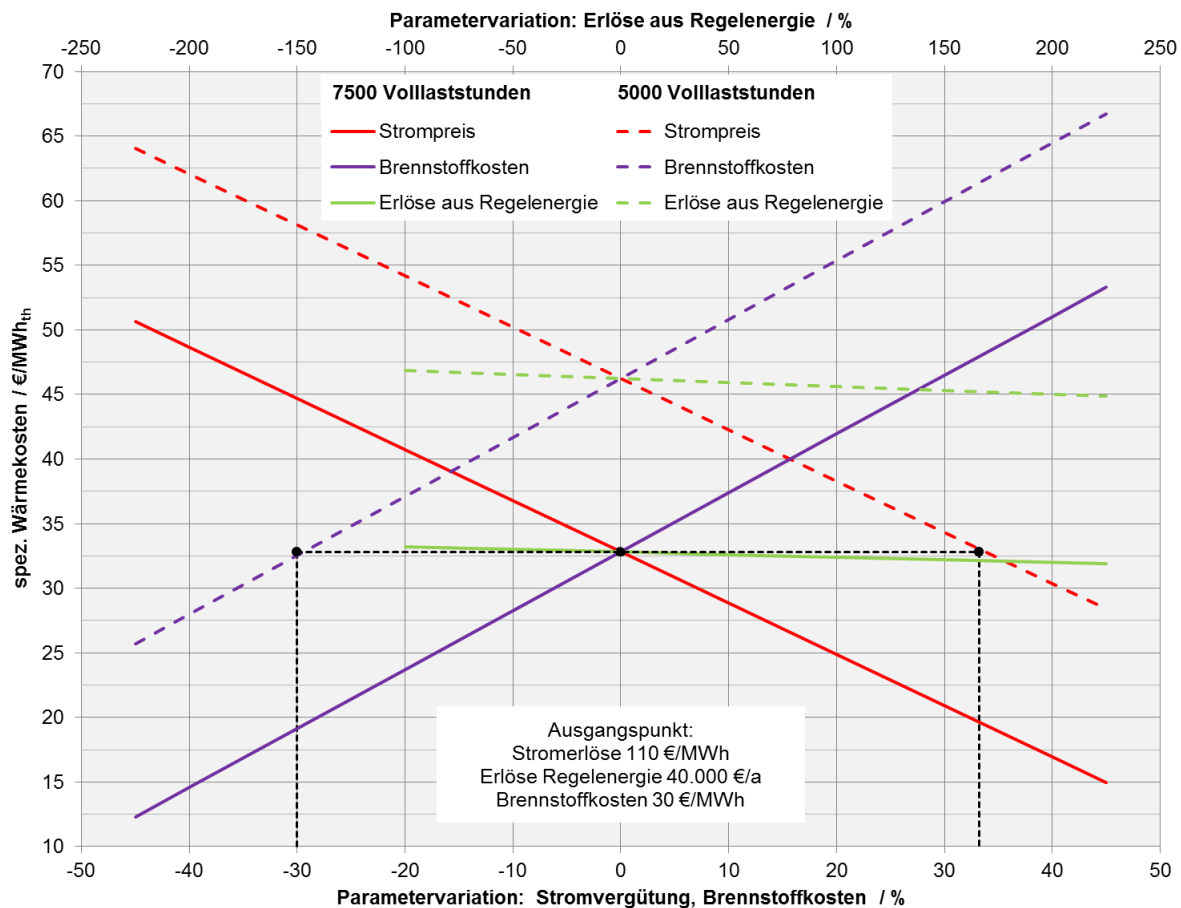


Abbildung 4-21: Einfluss unterschiedlicher betriebswirtschaftlicher Größen (Stromerlöse an Strombörse, Brennstoffkosten und Erlöse durch Teilnahme an Regenergiemärkten) auf die spezifischen Wärmekosten für eine wärmegeführte Betriebsweise (7.500 Vbh) und eine stromgeführte Betriebsweise (5.000 Vbh).

Aus Abbildung 4-21 geht hervor, dass ausgehend von einem wärmegeführten Betrieb mit 7.500 Volllastbetriebsstunden im Jahr, die spezifischen Wärmegestehungskosten von 33 €/MWh auf 46 €/MWh steigen, wenn in einen stromgeführten Betrieb mit 5.000 Volllastbetriebsstunden gewechselt wird und die Stromerlöse sowie Brennstoffkosten gleich bleiben. Der Grund hierfür sind die konstanten Kapitalkosten, welche den sinkenden Erlösen aus dem Stromverkauf gegenüberstehen. Um nun die Wärmegestehungskosten wieder auf einen Wert von 33 €/MWh zu senken, müssten die spezifischen Stromerlöse um 33% (bei konstanten Brennstoffkosten) gesteigert oder die Brennstoffkosten um 30% gesenkt werden (für konstante Stromerlöse). Zur Senkung der Brennstoffkosten können zusätzliche Investitionen für eine größere

Brennstofflagerung sinnvoll sein, wodurch größere Mengen Brennstoff zu niedrigeren Preisen bezogen werden können und gleichzeitig weitere Vergünstigungen durch Mengenrabatte möglich sind.

Erlöse aus Teilnahme am Regelenergiemarkt zeigen für den stromgeführten Betrieb eine geringfügig größere Abhängigkeit auf die spez. Wärmegestehungskosten als bei einem wärmegeführten Betrieb (siehe Abbildung 4-21). Eine Teilnahme am Regelleistungsmarkt ist deshalb vorwiegend für kürzere Jahresvolllaststunden und einer stromgeführten Betriebsweise zu überlegen.

4.4 Technisch-ökonomische Analyse einer flexiblen Betriebsweise von Biomasseanlagen unter Berücksichtigung einer bestehenden Wärmeversorgungsaufgabe

In diesem Kapitel werden Potenziale zur flexiblen Betriebsweise von Biomasseheiz(kraft-)werk und Biomasse-Vergaser unter Berücksichtigung einer bestehenden Wärmeversorgungsaufgabe aufgezeigt. Hierfür wird ein beispielhafter Jahreswärmebedarf verwendet. Dieser ist in Abbildung 4-22 dargestellt.

4.4.1 Biomasseheizkraftwerk mit Wärmeversorgungsaufgabe

Zur Untersuchung wird das in Kapitel 4.2 vorgestellte Biomasseheizkraftwerk berücksichtigt. Im Beispieljahr beträgt die maximale Nutzwärmeleistung $43,8 \text{ MW}_{\text{th}}$. Üblicherweise wird eine KWK-Anlage so ausgelegt, dass sie mit Nennleistung 30% des maximalen Wärmebedarfs abdecken kann. Die betrachtete Anlage mit einer Feuerungswärmeleistung von $20 \text{ MW}_{\text{th}}$ (Nutzwärmeleistung $13,16 \text{ MW}_{\text{th}}$) erfüllt somit dieses Kriterium (siehe Abbildung 4-22). Zusätzlich ist die Wärmeerzeugung für einen Teillastbetrieb für 60% und 30% (nach Feuerungsoptimierung) der Nennleistung mit eingezeichnet. Die Nutzwärmeleistung beträgt für den 60%-Fall noch $8,14 \text{ MW}_{\text{th}}$ und für den 30%-Fall noch $4,29 \text{ MW}_{\text{th}}$.

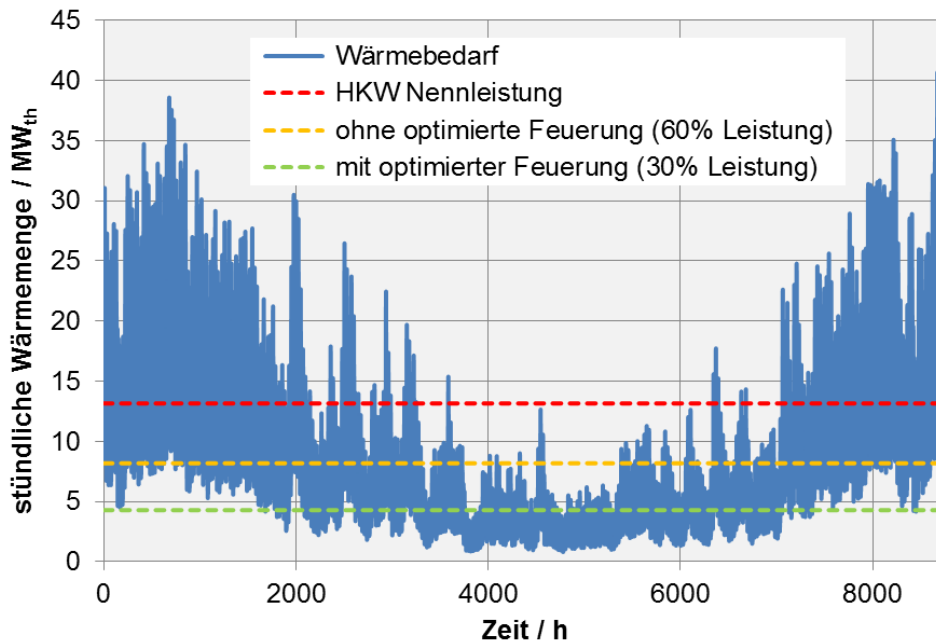


Abbildung 4-22: Jahreswärmebedarf und Wärmeerzeugung des untersuchten Biomasseheizkraftwerks mit Angabe der Nennleistung (rote Linie), 60% (gelbe Linie) und 30% (grüne Linie) der Nennleistung.

Aus dem zeitlichen Verlauf des Wärmebedarfs wird deutlich, dass das Biomasseheizkraftwerk in den Wintermonaten mit Nennleistung betrieben werden kann, da zu dieser Zeit ein sehr hoher Wärmebedarf besteht. Zusätzlich werden noch Spitzenlastkessel benötigt, um den gesamten Wärmebedarf zu decken. In den Sommermonaten hingegen übersteigt die thermische Nennleistung des Biomasseheizkraftwerks selbst im Teillastbetrieb den Wärmebedarf. Weitergehende Berechnungen zu strom- oder wärmegeführten Betriebsvarianten der KWK-Anlage haben außerdem gezeigt, dass im Wärmenetz installierte Wärmespeicher in den Sommermonaten kaum entleert werden können. D.h. die Anlage muss in bestimmten Abständen zwangsweise abgeschaltet werden, was sich nachteilig auf eine stromgeführte Betriebsweise auswirkt.

Deshalb wird im Weiteren anhand der exemplarischen Sommerwoche aus Abbildung 4-23 ein teilflexibler Betrieb mit Abschaltung der Anlage für 48 h am Wochenende betrachtet, um so die in der Regel am Wochenende herrschenden geringeren Strompreise zu vermeiden.

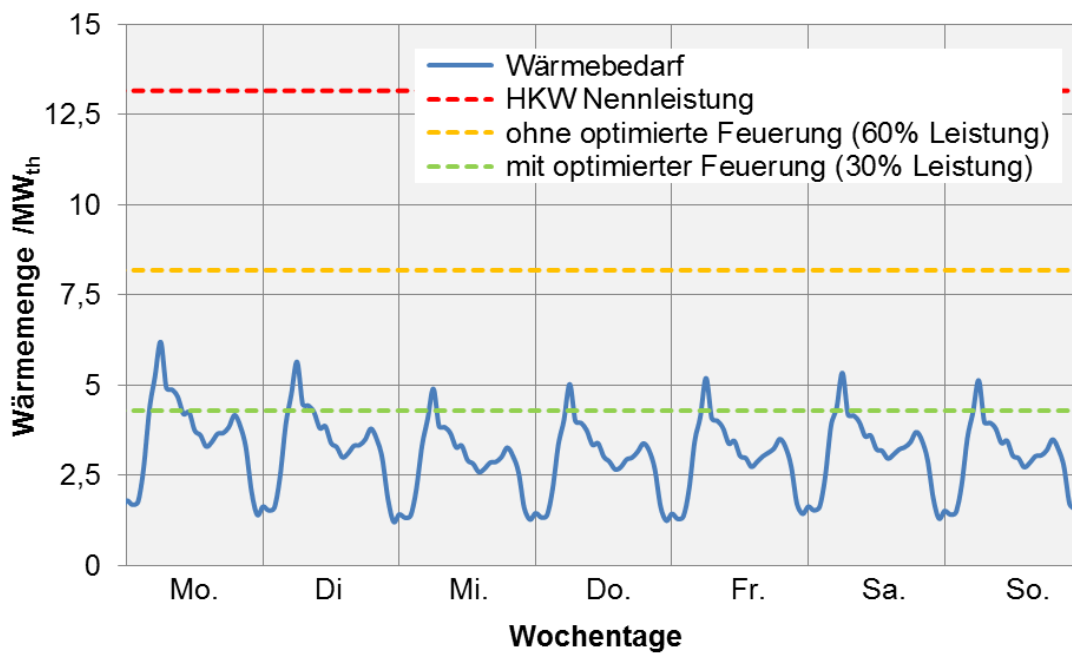


Abbildung 4-23: Wärmebedarf in einer exemplarischen Sommerwoche und Wärmeerzeugung mit Biomasseheizkraftwerk für Nennleistung (rote Linie), 60% Nennleistung (gelbe Linie) und 30% Nennleistung (grüne Linie).

Es wird von einem konstanten Anlagenbetrieb mit 30% der Nennleistung (optimierte Feuerung) ausgegangen. Die überschüssige Wärme aus dem Biomasse-HKW wird in einen Wärmespeicher mit einer Kapazität von 142 MWh eingespeichert, wodurch später der Wärmebedarf des Wochenendes gedeckt wird. Übersteigt der Wärmebedarf die gespeicherte Wärmemenge, wird zusätzlich ein Spitzenlastkessel eingesetzt. Die Annahmen und Ergebnisse sind in Tabelle 4-11 gezeigt. Zum Vergleich wurde eine weitere Betriebsvariante betrachtet, in der das Biomasseheizkraftwerk komplett abgeschaltet bleibt und der gesamte Wärmebedarf der Woche über einen Spitzenlastgaskessel gedeckt wird.

Tabelle 4-11: Vergleich der Wärmeversorgung über einen teilflexiblen Betrieb des Biomasseheizkraftwerks (Wochenendabschaltung) und im Vergleich ein Betrieb nur mit Gaskessel.

		Wochenend- abschaltung	nur Gaskessel
Feuerungswärmeleistung (30% Leistung)	MW _{th}	6	
Wärmeerzeugung (Biomasse-HKW)	MW _{th}	4,29	
Stromerzeugung	MW _{el}	1,03	
Wärmebedarf gesamt	MWh	515,8	515,8
Speicherbeladung vor Abschaltung	MWh	142,7	
Wärmebedarf an Wochenende	MWh	147,5	
Wärmeerzeugung (Gaskessel)	MWh	5,4	515,8
Wirkungsgrad Gaskessel	%	90	90
Gaspreis	ct/kWh	2,8	2,8
Biomassepreis	ct/kWh	3	
Stromvergütung	ct/kWh	11	
Kosten für Wärmeerzeugung (auf Basis der Brennstoffkosten)	€/MWh	15,67	31,11

Der Betrieb mit Wochenendabschaltung ermöglicht im Sommer Strom zu erzeugen und entsprechende Gewinne zu generieren. Hingegen können bei der reinen Wärmeerzeugung mit einem Gaskessel den Brennstoffkosten keine Stromerlöse gegenübergestellt werden, wodurch diese Variante teurer ist als die Wochenendabschaltung.

Um eine Anlagenabschaltung zu vermeiden, bieten sich große (saisonale) Wärmespeicher an. Die überschüssige Wärme wird darin aufgenommen und in kälteren Jahreszeiten, wenn der Wärmebedarf die Wärmeerzeugung aus der KWK-Anlage übersteigt, wieder abgegeben. Somit lassen sich die jährliche Betriebszeit des Spitzenlastkessels und der Verbrauch an fossilem Erdgas reduzieren. In welchem Umfang dies möglich ist, hängt stark von der Auslegung der einzelnen Anlagenkomponenten, dem Wärmebedarf und auch der Speichertechnologie sowie der Speichergröße ab. Für die Wirtschaftlichkeit der Wärmespeicher spielt neben den Investitionskosten die Anzahl an Speicherzyklen pro Zeit eine wichtige Rolle. Nach (BINE 2013) kommen deshalb aus wirtschaftlicher Sicht zur saisonalen Wärmespeicherung nur sensible Speichertechnologien in Frage. Jedoch führen Wärmeverluste dazu, dass nicht mehr die gesamte eingespeicherte Wärme wiederverwendet werden kann. Dies ist besonders bei längeren Speicherzeiten, wie sie bei saisonalen Speichern vorgesehen sind, zu beachten.

4.4.2 Biomasse-Vergaseranlage mit Wärmeversorgungsaufgabe

Eine Alternative zur Wärmespeicherung ist die Speicherung von SNG im Erdgasnetz. Hierzu wurde anhand des exemplarischen Wärmebedarfs der Sommerwoche (aus Abbildung 4-23) ein flexibler Vergaserbetrieb mit der Anlage aus Kapitel 4.2 untersucht. In Abbildung 4-24 ist die Nutzwärme aus der Strom- und SNG-Erzeugung eingezeichnet. Aus Prozesssimulationen wurde für den Stromerzeugungsbetrieb ein Nutzwärmestrom von 7,6 MW und für den SNG-Erzeugungsbetrieb von 4,1 MW bestimmt. Die im Vergleich zum Biomasseheizkraftwerk (siehe Abbildung 4-23) geringere Nutzwärmemenge im Stromerzeugungsbetrieb ergibt sich durch höhere Wirkungsgrade eines Gasmotors im Vergleich zu einem Dampfkraftprozess vergleichbarer Größenordnung. Die Nutzwärme aus der SNG-Erzeugung mit 100% Vergaserleistung liegt bei 4,1 MW. Für 59% Vergaserleistung werden noch 1,9 MW Nutzwärme erzeugt.

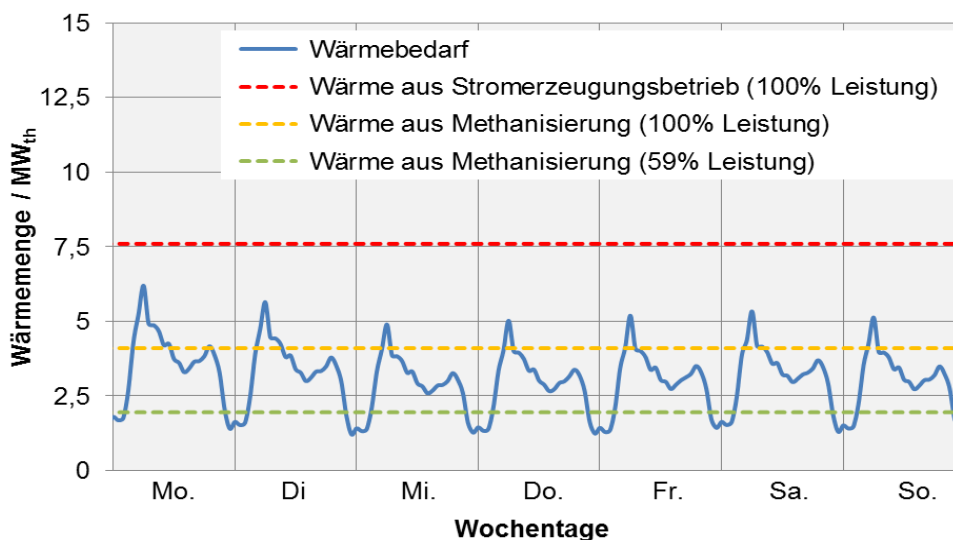


Abbildung 4-24: Nutzwärmebedarf und -erzeugung bei einer Strom- und SNG-Erzeugung in einer Vergasungsanlage bei Nennleistung (rote Linie), 60% Nennleistung (gelbe Linie) und 30% Nennleistung (grüne Linie) für eine exemplarische Sommerwoche.

Während das Biomasseheizkraftwerk für ungefähr 30% des maximalen Wärmebedarfs ausgelegt ist, ergibt sich aufgrund der höheren Wirkungsgrade der Vergasungsanlage im Stromerzeugungsbetrieb ein Anteil von 17,4%. Bei der SNG-Erzeugung beträgt der Anteil mit 100% Vergaserleistung 9,4% und mit 59% noch 4,3%.

Aus einer Wärmebilanz anhand der exemplarischen Sommerwoche ergibt sich, dass im reinen Stromerzeugungsbetrieb ein Wärmespeicher nicht entleert werden kann. Dies gilt ebenfalls für den reinen SNG-Erzeugungsbetrieb mit 100%

Vergaserleistung. Somit stellt in Nennleistung ein Wechselbetrieb zwischen Strom- und SNG-Erzeugung keine Option dar. Für eine durchgehende SNG-Erzeugung mit 59% Vergaserleistung ist der Wärmebedarf für die exemplarische Woche nicht gedeckt – es fehlen insgesamt 266 MWh. Dies bietet die Möglichkeit flexibel in den Stromerzeugungsbetrieb mit 100% Vergaserleistung zu wechseln, um hohe Stromerlöse zu generieren. In Tabelle 4-12 sind anhand der exemplarischen Sommerwoche zwei Anlagenbetriebsweisen dargestellt. Im Fall „geringe Stromerlöse“ wird die Anlage so betrieben, dass erforderliche Wechsel von der SNG- in den Stromerzeugungsbetrieb bei niedrigen Strompreisen erfolgt. Der Fall „hohe Stromerlöse“ stellt eine Optimierung dar, indem der Wechsel in den Stromerzeugungsbetrieb mit täglich auftretenden hohen Strompreisen korreliert. Einfachheitshalber wird angenommen, dass in beiden Fällen die Anlagenkosten identisch sind und die Berechnung der Kosten zur Wärmeerzeugung ausschließlich auf Basis der Brennstoffkosten erfolgt. Erlöse durch erzeugtes SNG werden in Höhe von 4 ct/kWh berücksichtigt.

Tabelle 4-12: Kostenberechnung eines Biomasse-Vergasers auf Basis der Brennstoffkosten einer exemplarischen Sommerwoche für einen nicht an den Strompreis angepassten („geringe Stromerlöse“) und einen angepassten Betrieb („hohe Stromerlöse“).

		geringe Stromerlöse	hohe Stromerlöse
Feuerungswärmeleistung (Strom, 100%)	MW _{th}	20	20
Stromerzeugungsleistung	MW _{el}	4,96	4,96
Wärmeerzeugung (Strom, 100%)	MW _{th}	7,6	7,6
Feuerungswärmeleistung (SNG, 59%)	MW _{th}	11,8	11,8
Wärmeerzeugung (SNG, 59%)	MW _{th}	1,95	1,95
Wärmebedarf gesamt	MWh	521,43	521,43
Stromerzeugungsbetrieb	h/Woche	35	35
erzeugte Strommenge	MWh	173,6	173,6
erzeugte Wärme (Strom, 100%)	MWh	266	266
SNG-Erzeugungsbetrieb	h/Woche	133	133
erzeugte Wärme (SNG, 59%)	MWh	259,35	259,35
erzeugte SNG-Menge	MWh	843,4	843,4
Biomassepreis	ct/kWh	3	3
Stromvergütung	ct/kWh	11	15
SNG-Vergütung	ct/kWh	4,0	4,0
Grenzpreise zur Wärmeerzeugung (auf Basis von Biomassekosten)	€/MWh	29,25	15,93

In der gezeigten Anlagenbetriebsweise aus einem Wechselbetrieb und Teillastbetrieb bei der SNG-Erzeugung kann eine gute Entkopplung der Wärmeerzeugung von der

Stromerzeugung erreicht werden. Dies bietet ein großes Potenzial, um entsprechende Erlöse durch den Verkauf von Strom zu generieren. Für die gezeigte Sommerwoche erhält der Anlagenbetreiber die Möglichkeit 35 Stunden Strom zu erzeugen. Erfolgt die Stromerzeugung zu hohen Marktpreisen (angenommen 15 ct/kWh) liegen mit zusätzlichen Erlösen aus der SNG-Erzeugung die Betriebskosten der Wärmeerzeugung im Bereich der eines Heizkraftwerks mit Wochenendabschaltung (vgl. Tabelle 4-11). Eine Erweiterung der Vergasungsanlage um Wärmespeicher ist nicht erforderlich. Außerdem werden in der exemplarischen Sommerwoche insgesamt 843,4 MWh an Bio-SNG erzeugt, welches gut saisonal gespeichert werden kann und den Bedarf an fossilem Erdgas in Spitzenlastkessel reduziert.

5 Elektrizitätsmarktanalyse - Flexible Biomasse in Deutschland und Baden-Württemberg

Um zu zeigen, welche Rolle Biomasseanlagen künftig als Flexibilitätsoption in einem Energiesystem mit hohen Anteilen erneuerbarer Energien spielen können, wurde eine Elektrizitätsmarktanalyse durchgeführt. Hierfür wurde das in 5.1 beschriebene europäische Elektrizitätsmarktmodell E2M2s angewandt und die bereits abgebildeten Flexibilitätsoptionen um flexible Biomasseanlagen erweitert. Zur Ermittlung des zukünftigen Bedarfs und Einsatzes flexibler Biomasseanlagen wurden die in 5.1.3 beschriebenen Szenarien angelehnt an energiepolitische Ausbaupfade erneuerbarer Energien formuliert. Die Ergebnisse in 5.3 zeigen einen zunehmenden Bedarf an flexiblen Biomasseanlagen mit steigendem Anteil dargebotsabhängiger erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch und spezifische Ausbaupfade für verschiedene Biomasseanlagenklassen.

5.1 European Electricity Market Model E2M2s

Die grundlegende Modellstruktur des Elektrizitätsmarktmodells ist in 5.1.1 beschrieben. Zudem werden in diesem Kapitel die Abbildung flexibler Biomasseanlagen (5.1.3) und anderer Integrations- bzw. Flexibilitätsoptionen (5.1.2) erläutert.

5.1.1 Modellbeschreibung

Für die Bewertung der Biomasse als Flexibilitätsoption am Elektrizitätsmarkt und die Berechnung von spezifischen Ausbaupfaden für unterschiedliche Anlagenklassen kam das europäische Elektrizitätsmarktmodell E2M2s zum Einsatz. Das europäische Elektrizitätsmarktmodell E2M2s bildet sowohl den Kraftwerkseinsatz (Dispatch) als auch modellendogene Kapazitätszubauten als lineares Optimierungsproblem ab. Zudem umfasst es die Abbildung der Erzeugung aus erneuerbaren Energien, der Bewirtschaftung von Speichern als auch der Auslastung der Netze jeweils in zeitlich hoch aufgelöster Betrachtung mit 8.760 h pro Jahr. Als Fundamentalmodell bildet E2M2s den deutschen Kraftwerkspark anlagen- und ggf. blockscharf mit regionaler Zuordnung ab und fasst alle sonstigen Erzeugungstechnologien auch im europäischen Ausland zu repräsentativen Kraftwerksklassen zusammen. Für die zukünftige Investitionsplanung bis zum Jahr 2050 werden repräsentative Zubauoptionen vorgesehen. Thermische Kraftwerke werden sowohl durch betriebswirtschaftliche Parameter (spezifische Investitionskosten, fixe und variable Betriebskosten, Kosten für den Anfahrvorgang, etc.) als auch durch technische Parameter charakterisiert. Für die Berechnung des Reservebedarfs werden sowohl unerwartete Kraftwerksausfälle als auch die installierten Leistungen von Windkraft-

und Photovoltaikanlagen berücksichtigt. Die Reserve wird kostenoptimal durch stehende (non-spinning) und in Betrieb befindliche (drehende, spinning) Kraftwerke bereitgestellt. Neben der zeitlich hoch aufgelösten Betrachtung von 8.760 Stunden ist ebenso eine Abbildung von Typstunden für jeweils ein Jahr möglich, um den Rechenaufwand zu verringern und gleichzeitig eine zufriedenstellende Modellierungsgenauigkeit zu gewährleisten. Lastmanagement, Speicherbewirtschaftung und Biomasse als erneuerbare Flexibilitätsoption werden bereits abgebildet. Eine detaillierte Modell- und Methodenbeschreibung von E2M2s ist in Sun 2013 zu finden.

5.1.2 Berücksichtigte Integrations- und Flexibilitätsoptionen

Zur Integration hoher Anteile dargebotsabhängiger erneuerbarer Energien in das Elektrizitätsversorgungssystem gibt es unterschiedliche Ansätze. Hierzu spielen Transport und Verteilung von Elektrizität, die Residuallastdeckung und Pufferung überschüssig produzierter Elektrizität eine Rolle. Eine entscheidende Rolle spielt die jeweilige Flexibilität der Technologie, also ihre Eigenschaft, anpassungsfähig zu sein und Energie zu einem beliebigen Zeitpunkt in einer bestimmten Menge und Leistung zur Verfügung stellen zu können. In Abbildung 5-1 sind die wesentlichen Flexibilitäts- und Integrationsoptionen strukturiert dargestellt.

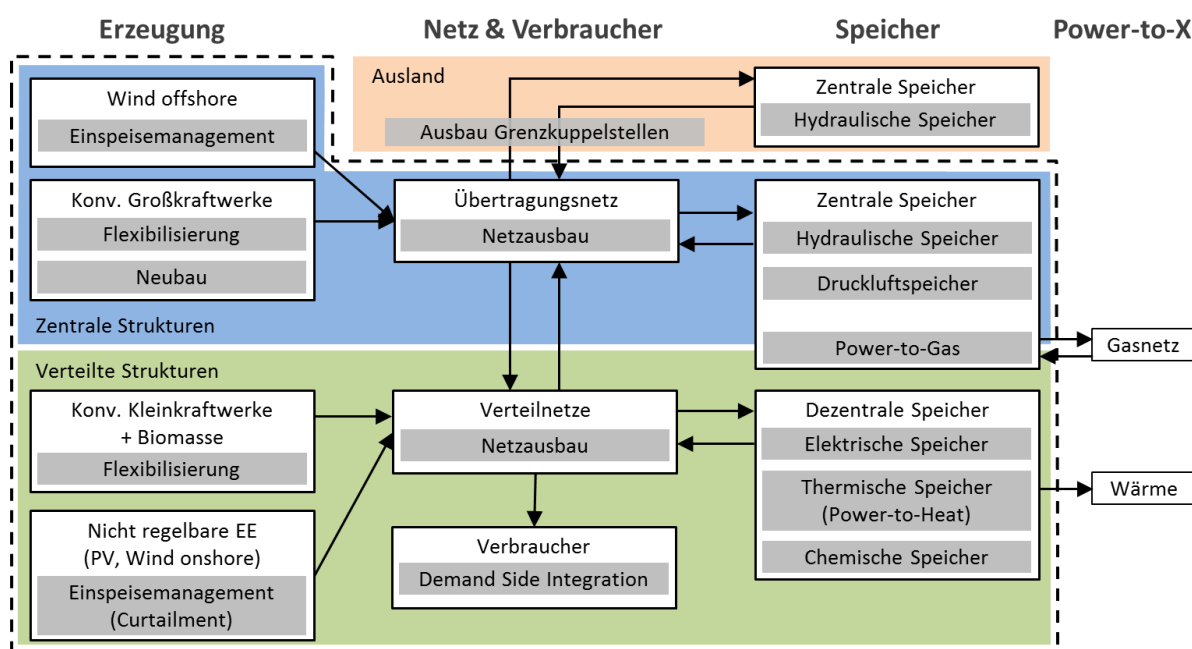


Abbildung 5-1: Flexibilisierungs- und Integrationsoptionen im Elektrizitätssystem (Quelle: Bothor 2015).

Im Vorhaben wurden die technischen und ökonomischen Eigenschaften von Biomasseanlagen für das Energiesystemmodell aufbereitet und integriert, so dass

weiterhin mit diesen Technologien als wichtiger Flexibilitätsoptionen in E2M2s gerechnet werden konnte. Im Folgenden werden zunächst die im Rahmen des Projektes jenseits der Biomasse modellseitig berücksichtigten Flexibilitätsoptionen erläutert.

Stromspeicher

Zur Speicherung elektrischer Energie stehen generell mehrere technische Ansätze zur Verfügung. In der Elektrizitätswirtschaft haben sich vor allem Pumpspeicherkraftwerke als technisch geeignete und ökonomisch günstigste Speicheroption erwiesen (Hartmann 2012). Für den zukünftigen Einsatz in Elektrizitätsversorgungssystemen werden auch Batteriespeicher sukzessive eingesetzt. In den im Vorhaben analysierten Szenarien werden drei generische Speicherklassen repräsentativ für alle Speichertechnologien im Modell abgebildet. Die Abbildung ist dabei angelehnt an die technischen- und ökonomischen Parameter von Pumpspeicherkraftwerken. Auf ein weiteres Spektrum an Stromspeicherklassen, wie z.B. Batteriespeicher wurde auf Grund der Fragestellung und zur Einhaltung akzeptabler Rechenzeiten verzichtet.

Einspeisemanagement (Curtailment)

Unter Einspeisemanagement wird die gezielte Regelung und Steuerung der Stromerzeugungsanlagen in Anpassung an die Lastsituation verstanden. Bereits das EEG 2014 (EEG 2014, § 14) erlaubt das Eingreifen des Netzbetreibers zur gezielten Reduzierung der Einspeiseleistung erneuerbarer Energie und zur Erhaltung der Netzstabilität. In den betrachteten Szenarien (Flex-Optionen, siehe Tabelle 5-5) wird ein Abregeln von Windkraft-, Photovoltaik- und Laufwasseranlagen zum Zwecke des Einspeisemanagements erlaubt. Dabei wird die abgeregelter Energiemenge auf 5% der eingespeisten Jahresarbeit begrenzt. Zur Einhaltung energiepolitischer Ziele wird ggf. ein Zubau an erneuerbarer Erzeugungsleistung für die betrachteten Technologien modellendogen berechnet.

Lastmanagement

Zur Abbildung flexibler Lasten v. a. der stromintensiven Industrie, wird auf umfassende Potenzialanalysen und Parameter von (Steurer 2014 und Steurer 2015) zurückgegriffen. Die modellseitige Abbildung flexibler Lasten ist in Bothor 2015 beschrieben.

Elektrizitätsaustausch mit Nachbarländern

Der Import und Export von Elektrizität wird über aggregierte Grenzkuppelstellen zur den europäischen Nachbarländern abgebildet. Die Kapazitäten der Übertragungsleitungen sind angelehnt an NEP 2014 parametrisiert. Die Lastflüsse und

Übertragungsverluste werden unter Einhaltung von Kapazitätsrestriktionen berücksichtigt.

5.1.3 Abbildung flexibler Biomasseanlagen

Zur Analyse flexibler Biomasseanlagen wurden energieträgerspezifische Anlagen- und Größenklassen der Erzeugungseinheiten gebildet. Diese unterscheiden sich hinsichtlich Ihrer technischen und ökonomischen Parameter. In Tabelle 5-1 sind spezifische Parameter der untersuchten Konfigurationen repräsentativer Anlagenklassen von Biogasanlagen aufgelistet.

Tabelle 5-1: Substratzusammensetzung, Rohbiogasertrag und spezifische Gasgestehungskosten für die untersuchten Konfigurationen konventioneller Biogasanlagen. Abkürzungen: BGA: Biogasanlage; RB: Rohbiogas; GGK: Gasgestehungskosten; Nm³: Normkubikmeter; MWh_{HS}: Megawattstunde, bezogen auf den Brennwert.

	Einheit	BGA 75	BGA 250	BGA 500	BGA 1000	BGA 2000
NawaRo/Gülle	[%/%]	20/80	65/45	30/70	95/5	100/0
Gasertrag (RB)	[Nm ³ a ⁻¹]	270.000	999.000	1.919.000	3.944.000	7.414.000
GGK (RB)	€ MWh_{HS}⁻¹	84,1	66,3	62,2	61,2	57,5

Für Biomethan wurden Brennstoffpreise von 80 € MWh_{HS}⁻¹ und für feste/holzartige Biomasse Brennstoffpreise von 29 € MWh_{HS}⁻¹ angenommen. Die biogenen Energieträger Biogas (unterteilt in 5 Größenklassen, siehe Tabelle 5-1), Biomethan und feste Biomasse werden im Modell über ihre technischen (z.B. Heizwert) und ökonomischen Parameter (z.B. Gasgestehungskosten) abgebildet. Sie sind hinsichtlich ihrer Gesamtpotenziale sowie ihrer derzeit genutzten bzw. noch frei verfügbaren Potenziale über Mindest- und Maximalnutzungsmengen begrenzt. Dem Modell stehen energieträgerspezifische (Erweiterungs-) Investitionsoptionen, wie Biogasspeicher und zusätzliche Kapazitäten für Blockheizkraftwerke und Heizkraftwerke zur Verfügung. In Tabelle 5-2 sind charakteristische technische und ökonomische Parameter für die Investitionsoptionen für Biomasseanlagen aufgelistet.

Tabelle 5-2: Investitionsoptionen für Biomasseanlagen. Abkürzungen: BGA: Biogasanlage; RB: Rohbiogas; GGK: Gasgestehungskosten.

Investitionsoption	Größe	Investitionskosten	Elektrischer Wirkungsgrad
Biogas-BHKW	75 – 4.000 kW _{el}	400 – 1.000 € kW _{el} ⁻¹	0,36 – 0,44
Erdgas-BHKW	5.000 kW _{el}	450 € kW _{el} ⁻¹	0,46
Heizkraftwerk	10.000 kW _{el}	5.000 € kW _{el} ⁻¹	0,29
Biogasspeicher	7.500 – 45.000 kWh _{Hs}	1,5 – 4,2 € kWh _{Hs} ⁻¹	-

Die verfügbaren Biomasse-Energieträger wurden anhand der heutigen Biomasseanlagenstruktur und Größenklassenverteilung in Deutschland und Baden-Württemberg gewichtet und den jeweiligen Anlagenkategorien spezifisch zugeordnet. Daraus ergeben sich für Baden-Württemberg und Deutschland die in Abbildung 5-2 dargestellte Verteilung der derzeit (Basisjahr 2014) genutzten Biomasse-Energieträger bezogen auf die genutzte Primärenergiemenge für Biomasse. Der biogene Anteil des Abfalls wurde in dieser Betrachtung nicht berücksichtigt.

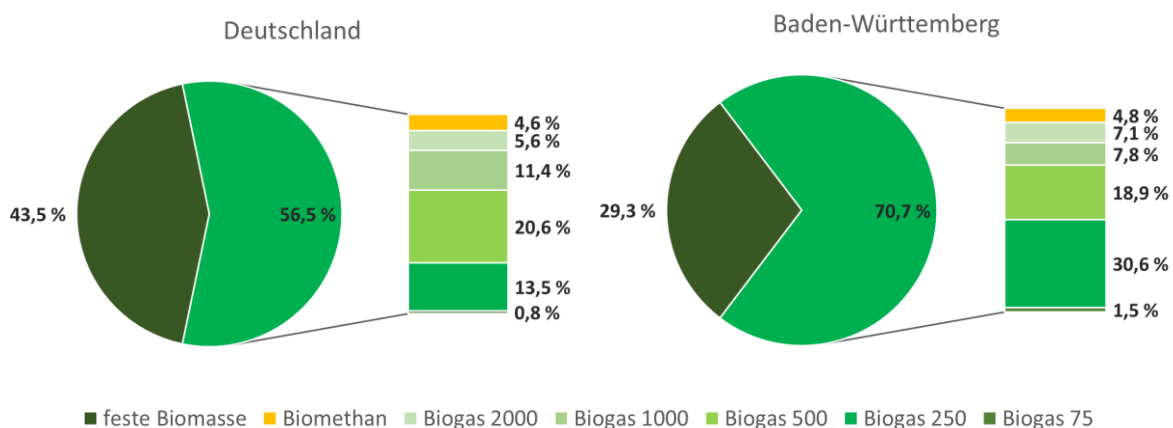


Abbildung 5-2: Angenommene energiebezogene Verteilung der Biomasse-Energieträger auf die genutzte Primärenergiemenge von Biomasse in Deutschland (links) und Baden-Württemberg (rechts) (nach Härdtlein 2013, Scheffelowitz 2014, MUKE 2015 und eigene Berechnungen) Bezeichnungen BGA siehe Tabelle 5-1.

5.2 Rahmenbedingungen und Szenarien

Im folgenden Kapitel werden die energiewirtschaftlichen Rahmenannahmen zur Entwicklung der Elektrizitätsnachfrage und dem Ausbau erneuerbarer Energien (5.2.1), der zukünftigen Entwicklung des konventionellen Kraftwerksparks (5.2.2)

sowie darauf aufbauende Szenarien zur Marktanalyse flexibler Biomasseanlagen (0) beschrieben, so wie sie im Modell verwendet wurden.

5.2.1 Entwicklung von Last und Residuallast

Die Entwicklung der Nettostromnachfrage hängt von vielen Unsicherheiten ab. Zur Vergleichbarkeit der Ergebnisse wird in den betrachteten Szenarien von einer konstanten Nettostromnachfrage von 535 TWh_{el} (NEP 2014) in Deutschland ausgegangen. Eine regionale Differenzierung der Nettostromnachfrage war auf Grund der Vernachlässigung netztechnischer Restriktionen nicht notwendig. Dabei wird die Annahme eines deutschlandweiten nicht durch Netzengpässe beeinflussten Marktgebietes unterstellt. Aussagen zu baden-württembergischen Biomasseanlagen werden anhand der Größenklassenstruktur und verfügbaren Potenziale abgeleitet. Der stündliche Verlauf der Stromnachfrage wird dem Modell exogen über eine empirische Ganglinie vorgegeben. Die daraus resultierende maximale Last beträgt ca. 85,3 GW.

Der Bedarf an Flexibilität im Elektrizitätssektor hängt maßgeblich vom Anteil der Elektrizitätserzeugung aus den dargebotsabhängigen Windkraft- und Photovoltaikanlagen ab. Deshalb werden, wie in 0 erläutert, unterschiedliche Ausbauszenarien mit variierendem Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch simuliert. Die stündliche Erzeugung basiert auf empirischen technologiespezifischen Erzeugungsganglinien. Die erzeugte Jahresarbeit resultiert aus der Jahresvolllaststundenzahl und der installierten Leistung für die jeweilige Technologie. Für Onshore-Windanlagen werden 2.200, für Offshore-Windanlagen 3.500 und für Photovoltaikanlagen 990 Jahresvolllaststunden angenommen. Die technologiespezifische installierte Leistung und Jahresvolllaststunden für Wind- und Photovoltaikanlagen in verschiedenen Ausbauszenarien sind in Tabelle 5-3 dargestellt.

Tabelle 5-3: Installierte Erzeugungsleistung und angenommene Jahresvolllaststunden für Windkraft- und Photovoltaikanlagen in Deutschland.

Technologie	Installierte Leistung			Volllaststunden
	40% EE	60% EE	80% EE	
Onshore-Wind	38 GW	57 GW	82 GW	2.200
Offshore-Wind	5 GW	18 GW	27 GW	3.500
Photovoltaik	57 GW	74 GW	93,5 GW	990

In den folgenden Szenarien wird von unterschiedlichen Anteilen (40 %, 60 % und 80 %) erneuerbarer Energien am deutschen Bruttostromverbrauch ausgegangen. Der Bruttostromverbrauch errechnet sich aus der inländischen Nettostromerzeugung aller Erzeugungsanlagen plus der importierten Elektrizitätsmenge abzüglich der exportierten Elektrizitätsmenge (inkl. Netzverluste für Import und Export) und dem inländischen Pumpstromverbrauch. Die aus erneuerbaren Energien eingespeiste elektrische Jahresarbeit in Deutschland beträgt im 40% EE-Fall ca. 217 TWh_{el}, im 60% EE-Fall ca. 321 TWh_{el} und im 80% EE-Fall ca. 426 TWh_{el}.

5.2.2 Konventioneller Kraftwerkspark

Entsprechend dem von der Bundesregierung festgelegten Ausbaukorridor für erneuerbare Energien können den betrachteten Ausbau-Szenarien zukünftige Zeitpunkte zugeordnet werden. Ausgehend vom heutigen Kraftwerks- und Speicherpark in Deutschland und den vorhandenen Baualtersklassen der Kraftwerke wird eine Sterbelinie der Bestandanlagen exogen vorgegeben. Zur Erreichung akzeptabler Rechenzeiten werden die Kraftwerke zu Kraftwerksklassen energieträger-, altersklassen- und technologiespezifisch aggregiert. Zudem werden Investitionsoptionen für Braunkohle-Dampfturbinen-, Steinkohle-Dampfturbinen-, Erdgas-Gas-und-Dampf-Kombi- und Gasturbinen-Kraftwerkskapazitäten sowie Speicherkapazitäten abgebildet. Die Kraftwerksklassen werden über technische- und ökonomische Parameter wie Betriebskosten, Wirkungsgrade, spezifische Emissionsfaktoren und die Nettoengpassleistung abgebildet. Für Investitionsoptionen werden zusätzlich Investitionskosten definiert. In Tabelle 5-4 sind Annahmen zur Entwicklung von Brennstoffpreisen fossiler Energieträger und von CO₂-Zertifikaten abgebildet.

Tabelle 5-4: Annahmen zur Entwicklung der Preise für fossile Brennstoffe und für CO₂-Zertifikate.

	Preis		
	40% EE	60% EE	80% EE
Braunkohle [€ MWh _{Hs} ⁻¹]	5,6	5,6	5,6
Steinkohle [€ MWh _{Hs} ⁻¹]	14,0	15,1	16,8
Erdgas [€ MWh _{Hs} ⁻¹]	29,6	32,7	36,7
CO ₂ -Zertifikate [€ tCO ₂ ⁻¹]	26,0	54,6	79,0

5.2.3 Szenarien

Zur Analyse des Bedarfs und der Betriebsweise flexibler Biomasseanlagen im deutschen Elektrizitätsversorgungssystem werden Szenarien mit unterschiedlichem Ausbau erneuerbarer Energien definiert. Zudem unterscheiden sich die Szenarien hinsichtlich der Abbildung weiterer Integrations- und Flexibilitätsoptionen. Hiermit sollen zum einen der Flexibilitätswettbewerb zwischen den einzelnen Optionen abgebildet und zum anderen die Auswirkungen auf den Kraftwerkspark und die Systemkosten bestimmt werden.

Für die Analyse des Ausbaus und Betriebes repräsentativer flexibler Biomasseanlagen wurden alle beschriebenen Flexibilitätsoptionen integriert berücksichtigt. Die in Tabelle 5-5 abgebildete Matrix gibt einen Überblick über die Struktur der betrachteten Szenarien. Die eingespeiste elektrische Jahresarbeit aus Biomasseanlagen in den betrachteten Szenarien beträgt ca. 46 TWh_{el}.

Tabelle 5-5: Szenario-Matrix zur Analyse des Kapazitätsausbaubedarfs und der Betriebsweise flexibler Biomasseanlagen zur Integration hoher Anteile EE.

Szenario	Anteil EE	Import/ Export	Flex- Optionen	Biomasse- Grundlast	Biomasse Flexibel
Base	Jeweils 40%	X	X	X	
	60%				
	80%				
Flex	Jeweils 40%	X	X		X
	60%				
	80%				

5.3 Ergebnisse der Elektrizitätsmarktanalyse

Die in 5.2 beschriebenen Szenarien werden hinsichtlich des Einflusses flexibler Biomasseanlagen auf Kraftwerks- und Speicherkapazitäten (5.3.1), dem wettbewerblichen Einsatz von Biomasse und anderen Flexibilitätsoptionen zur Deckung der residualen Last (5.3.2) und der Entwicklung der Systemgesamtkosten (5.3.3) analysiert und ausgewertet.

5.3.1 Entwicklung der Kraftwerks- und Speicherkapazitäten

In Abbildung 5-3 sind die modellendogen ermittelten notwendigen Kapazitäten für Braunkohle-Dampfturbinen-, Steinkohle-Dampfturbinen-, Erdgas-Gas-und-Dampf-Kombi-, Gasturbinen-Kraftwerke und Biomasseanlagen sowie Speicher für die betrachteten sechs Szenarien abgebildet.

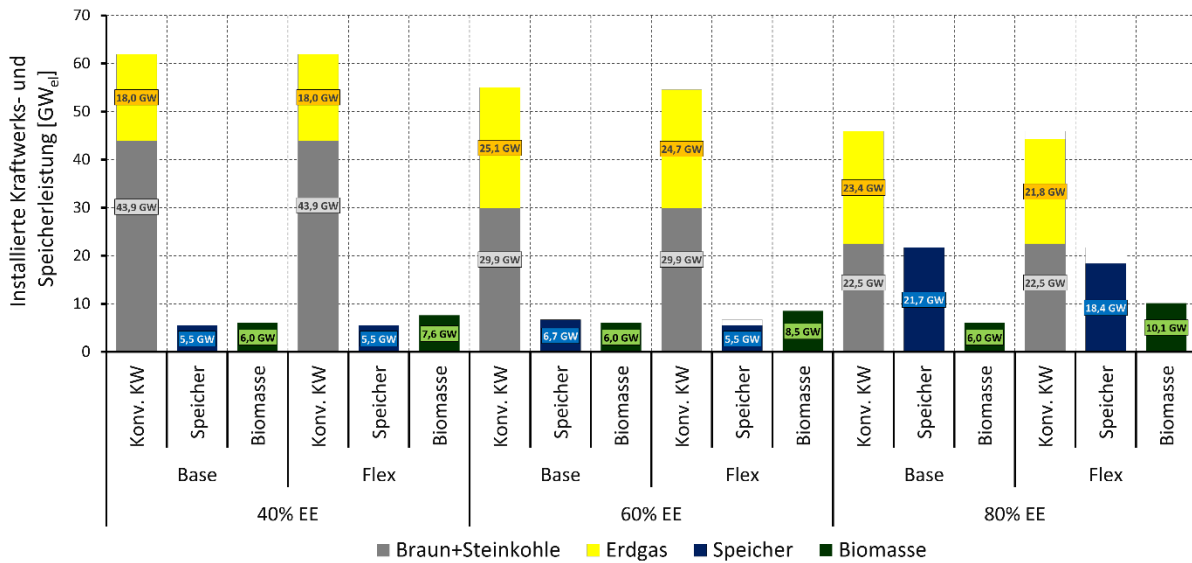


Abbildung 5-3: Installierte Kraftwerks-, Speicher- und Biomasseleistung in den betrachteten Szenarien.

Bei einem Anteil von 40 % erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch ergibt sich im Flex-Szenario ein Zubau von 1,6 GW an Biomassekapazität. Diese hat jedoch keinen Einfluss auf die installierte Leistung der konventionellen Kraftwerke und Speicher. Das heißt, dass durch die zusätzlich installierten Biomassekapazitäten keine Einsparung an fossiler Kraftwerksleistung erzielt wird, da die in diesem Szenario berücksichtigte Gas-Kraftwerks- und Speicherleistung den noch existierenden Gaskraftwerken und Pumpspeicherkraftwerken im Jahr 2025 entspricht und somit exogen vorgegeben wird. Die Flexibilisierung der Biomasse in diesem Szenario ist somit durch die Reduktion des nicht von Investitionen abhängigen Anteils der Systemkosten (siehe 5.3.3) wie z.B. den Betriebskosten konventioneller Kraftwerke begründet. Im Szenario „60% EE Flex“ wird im Vergleich zum Szenario „60% EE Base“ ein Zubau von 2,5 GW auf insgesamt 8,5 GW installierter Biomasseleistung berechnet. Dabei reduziert sich die installierte Leistung von Gaskraftwerken um ca. 2,2 % von 25,1 GW auf 24,7 GW und die installierte Leistung von Speicherkraftwerken um 18,4 % von 6,7 GW auf 5,5 GW. Der höchste Zubau an installierter Biomasseleistung findet im Szenario „80% EE Flex“ statt. Hier werden 10,1 GW zusätzlich installierte Biomasseleistung berechnet. Dies entspricht einem Zubau von 4,1 GW im Vergleich zum Szenario „80% EE Base“. Durch die Flexibilisierung der Biomasseanlagen im „80% EE Flex“ Szenario reduziert sich die installierte Leistung von Gaskraftwerken um ca. 6,9 % von 23,4 GW auf 21,8 GW. Die installierte Speicherkraftwerksleistung reduziert sich um ca. 15,3 % von 21,7 GW auf 18,4 GW.

5.3.2 Nutzung und Einsatz flexibler Biomasseanlagen im Wettbewerb

Das Szenario „80% EE Flex“ weist aufgrund des höchsten Anteils eingespeister Elektrizität aus Windkraft- und Photovoltaikanlagen den höchsten Flexibilitätsbedarf in den betrachteten Szenarien auf und bildet den höchsten Flexibilisierungsbedarf von Biomasseanlagen ab. Deshalb wird dieses Szenario zur Beschreibung eines zukünftigen Einsatzes von flexiblen Biomasseanlagen unter Berücksichtigung anderer Flexibilitäts- und Integrationsoptionen herangezogen und mit den anderen Szenarien verglichen. Die Inanspruchnahme der einzelnen Flexibilitätsoptionen und der Einsatz flexibler Biomasseanlagen zur Deckung der residualen Last werden in Abbildung 5-4 für eine ausgewählte Woche in Szenario „80% EE Flex“ dargestellt. Die Abbildung zeigt den aggregierten Lastgang der Stromnachfrage vor (rot, durchgehend) und nach (rot, gestrichelt) der Aktivierung von Lastmanagementoptionen. Die abgebildete Residuallast (schwarz) ergibt sich aus der Last abzüglich der Einspeisung dargebotsabhängiger Technologien unter Berücksichtigung von rationellem Einspeisemanagement (Curtailment). Die Residuallast wird von regelbaren Erzeugungseinheiten wie thermischen konventionellen Kraftwerken, flexiblen Biomasseanlagen und Speichern sowie dem Import-/Exportsaldo gedeckt. Deutlich zu erkennen ist der Einsatz flexibler Biomasseanlagen zur Deckung der Residuallastspitzen

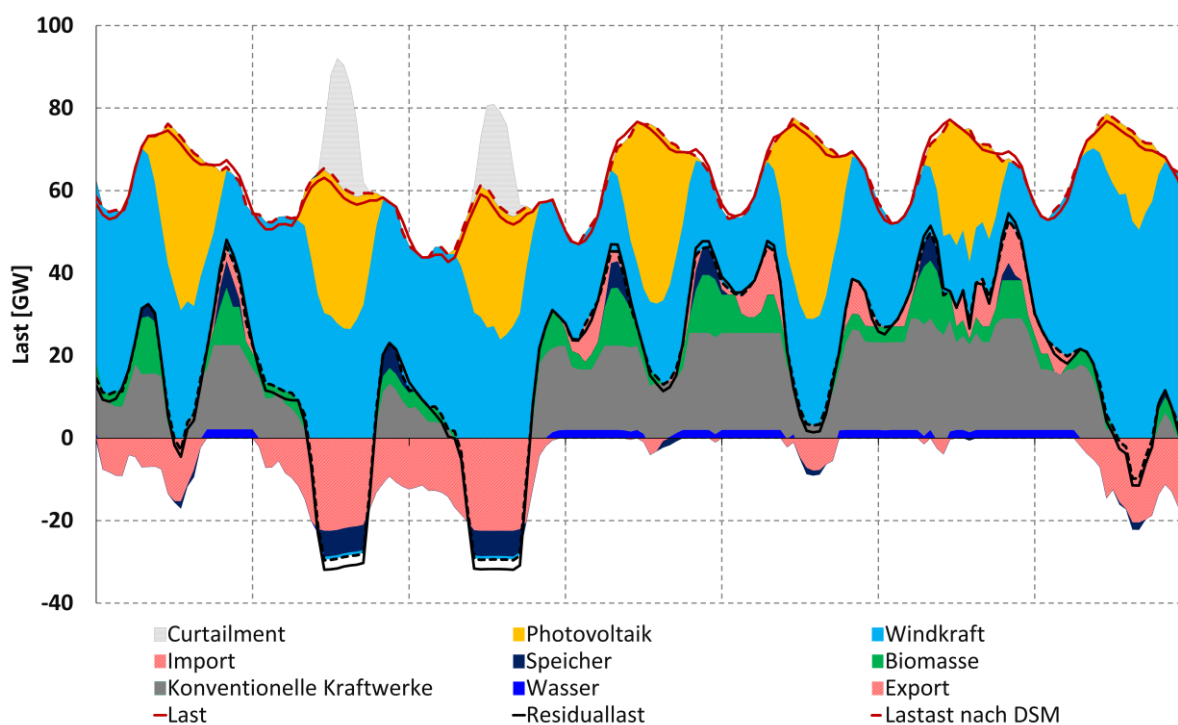


Abbildung 5-4: Einsatz flexibler Biomasseanlagen unter Berücksichtigung anderer Flexibilitäts- und Integrationsoptionen in einer ausgewählten Frühjahrswoche im Szenario „80% EE Flex“.

Die theoretisch erzeugbare elektrische Jahresarbeit in den 80%-EE-Szenarien aus Photovoltaikanlagen beträgt ca. 92,6 TWh_{el}, aus Windanlagen ca. 180,4 TWh_{el} onshore und 94,5 TWh_{el} offshore und aus Laufwasseranlagen ca. 14,0 TWh_{el}.

Einspeisemanagement: Die in Summe durch Einspeisemanagementmaßnahmen nicht eingespeiste elektrische Jahresarbeit beträgt ca. 3,9 TWh_{el} und entspricht einer Reduktion der theoretisch erzeugbaren elektrischen Jahresarbeit um ca. 1%. In den 60%-EE-Szenarien beträgt diese Energiemenge ca. 0,1% (0,32 TWh_{el}) und in den 40%-EE-Szenarien liegt sie bei 0%. Ein signifikanter Einfluss auf die durch rationelles Einspeisemanagement reduzierte elektrische Jahresarbeit aus dargebotsabhängigen erneuerbaren Energien konnte nicht nachgewiesen werden. Die maximale zeitgleich reduzierte Einspeiseleistung aus Windkraft-, Photovoltaik und Laufwasseranlagen in Deutschland beträgt im Szenario „80% EE Base“ ca. 38,1 GW. Durch die Flexibilisierung von Biomasseanlagen kann dieser Wert im Szenario „80% EE Flex“ auf ca. 37,5 GW reduziert werden. Im Szenario „60% EE Flex“ wird die Einspeiseleistung dargebotsabhängiger erneuerbarer Energien zeitgleich um maximal ca. 15,7 GW reduziert, während die maximal reduzierte Einspeiseleistung im Szenario „60% EE Base“ mit ca. 15,4 GW geringer ausfällt. Die berechnete Ausfallarbeit durch rationelle Einspeisemaßnahmen im Szenario „80% EE Base“ beträgt deutschlandweit insgesamt ca. 3.765 GWh und im Szenario „80% EE Flex“ ca. 3.820 GWh. Im Szenario „60% EE Base“ beträgt die Ausfallarbeit ca. 293 GWh und im Szenario „60% EE Flex“ werden ca. 321 GWh elektrische Arbeit abgeregelt. Eine Korrelation der Flexibilisierung von Biomasseanlagen mit der durch rationelle Einspeisemanagementmaßnahmen reduzierten Einspeiseleistung dargebotsabhängiger erneuerbarer Energieanlagen konnte somit ebenfalls nicht nachgewiesen werden. Zudem ist zu beachten, dass es sich bei den betrachteten Szenarien um Marktanalysen ohne Berücksichtigung der innerdeutschen Transport- und Verteilnetzinfrastuktur handelt und somit eine aus Netzsicht notwendige Reduktion der Einspeiseleistung nicht berücksichtigt wurde. Die durch Einspeisemanagementmaßnahmen von Netzbetreibern zur Wahrung der Netz- und Systemstabilität verursachte Ausfallarbeit betrug im Jahr 2013 ca. 555 GWh und ist im Jahr 2014 auf ca. 1.581 GWh angestiegen (BNetzA und BKartA 2015). Wie sich dieser Wert für zukünftige Szenarien mit hohen Anteilen dargebotsabhängiger Einspeisung aus Windkraft- und Photovoltaikanlagen entwickelt ist nicht bekannt.

Lastmanagement: Die Berücksichtigung von Lastmanagementoptionen führt zu einer Verschiebung von ca. 8,4 TWh_{el} im Szenario „80% EE Base“, dies entspricht ca. 1,3 % der Nettostromnachfrage. Die maximale zeitgleiche Lastreduktion in diesem Szenario beträgt ca. 4,5 GW. Die maximale zeitgleiche Lasterhöhung liegt bei

ca. 3,2 GW. Durch die Flexibilisierung der Biomasseanlagen im Szenario „80% EE Flex“ reduziert sich die durch Lastmanagementoptionen aktivierte Lastverschiebung um 17 % auf ca. 7,0 TWh_{el}. Die maximale zeitgleiche Lastreduktion steigt in diesem Szenario auf ca. 5,2 GW und die maximale zeitgleiche Lasterhöhung sinkt auf ca. 2,8 GW.

Speicher: Insgesamt wurden im Szenario „80% EE Base“ ca. 18,5 TWh_{el} Strom durch Speicher aufgenommen. Abzüglich der Speicherverluste in Höhe von 4,6 TWh_{el} können 13,9 TWh_{el} wieder ins Netz zurückgespeist werden. Im Szenario mit flexibilisierter Biomasse konnte die gespeicherte Jahresarbeit um fast 24 % auf ca. 14,1 TWh_{el} reduziert werden. Dies entspricht einer rückverstromten eingespeisten Jahresarbeit von ca. 10,6 TWh_{el}. In den Szenarien mit 60 % bzw. 40 % Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch konnte ebenfalls eine Reduktion der gespeicherten Jahresarbeit von ca. 5,7 TWh_{el} auf ca. 3,8 TWh_{el} (60% EE) und von ca. 3,7 TWh_{el} auf ca. 2,8 TWh_{el} beobachtet werden. Die Flexibilisierung von Biomasseanlagen hat somit in allen Szenarien einen Einfluss auf die gespeicherte elektrische Jahresarbeit.

Import/Export: Im Szenario „80% EE Flex“ beträgt die in Nachbarländer exportierte elektrische Jahresarbeit ca. 70,5 TWh_{el}. Die importierte elektrische Jahresarbeit beträgt ca. 45,9 TWh_{el}. Der jährliche Exportsaldo Deutschlands in diesem Szenario liegt demnach bei ca. 24,6 TWh_{el}. Der jährliche Exportsaldo Deutschlands im Szenario „80% EE Base“ beträgt ca. 26,8 TWh_{el}. In Abbildung 5-5 sind die jährlichen Import- und Exportmengen sowie die daraus resultierenden Exportsaldi Deutschlands für alle betrachteten Szenarien abgebildet.

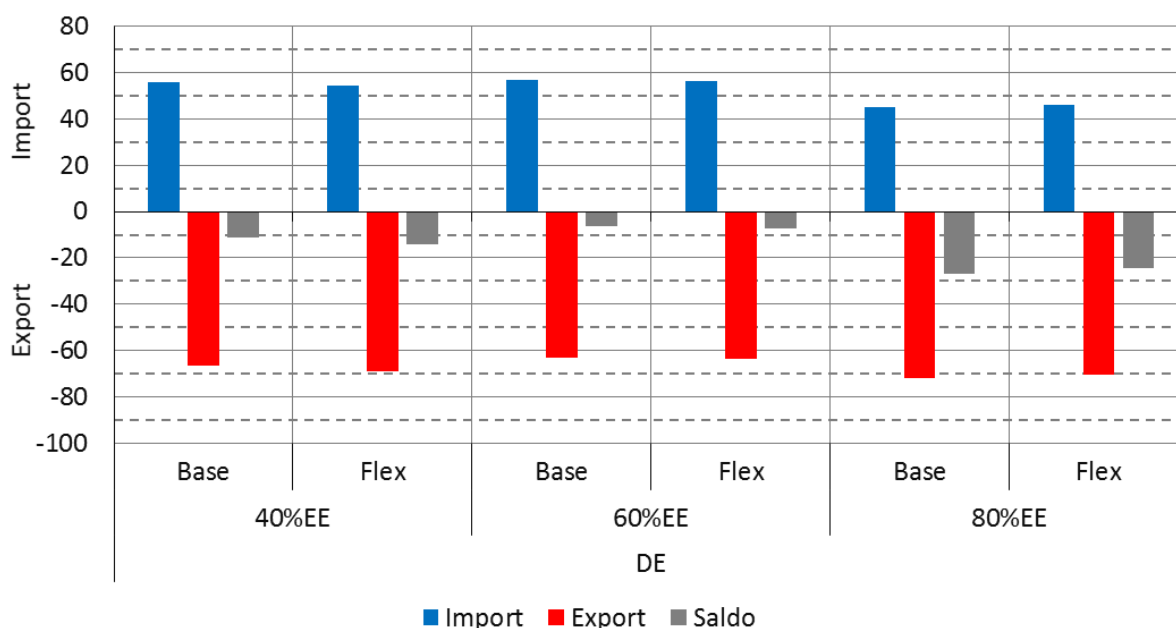


Abbildung 5-5: Importierte und exportierte elektrische Jahresarbeit in Deutschland und das daraus resultierende Exportsaldo für die betrachteten Szenarien.

5.3.3 Auswirkungen flexibler Biomasse auf die Systemkosten

Ziel des in der Elektrizitätsmarktanalyse angewandten fundamentalanalytischen Modellierungsansatzes ist es, die zur Bereitstellung der in den Szenarien abgebildeten nachgefragten elektrischen Energie notwendigen Gesamtsystemkosten zu optimieren bzw. zu minimieren. Der Lösungsraum wird dabei durch Nebenbedingungen wie energie- oder klimapolitische Ziele, technische Restriktionen und begrenzte Potenziale bzw. Verfügbarkeiten von bestimmten Energieträgern und Technologien eingeschränkt. Die betrachteten Gesamtsystemkosten setzen sich aus Kapital- und Betriebskosten des bestehenden Anlagenparks sowie Investitions- und Betriebskosten des modellendogen ermittelten Anlagenzubaus zusammen. Dabei werden die Betriebskosten weiterhin in fixe und variable Kostenbestandteile differenziert. In Abbildung 5-6 sind die eingesparten Gesamtsystemkosten der Flex-Szenarien im Vergleich zu den Base-Szenarien für verschiedene Anteile erneuerbarer Energien dargestellt. Da in den betrachteten Szenarien jeweils nur der Ausbau und Betrieb von Biomasseanlagen variiert wurde, kann jeweils die gesamte Differenz an Gesamtsystemkosten von Flex-Szenario zu Base-Szenario der Flexibilisierung von Biomasseanlagen zugeschrieben werden. Die Entwicklung der Systemgesamtkosten zeigt eine zunehmende Wertigkeit der Flexibilisierung von Biomasseanlagen mit zunehmendem Anteil erneuerbarer Energien. Während die Systemkosteneinsparung durch flexibilisierte Biomasseanlagen bei einem Anteil von 40 % erneuerbarer

Energien am Bruttostromverbrauch mit ca. 143 Mio. Euro beziffert werden kann, steigt dieser Wert im 60 %-EE Szenario auf ca. 230 Mio. Euro und liegt bei einem EE-Anteil von 80 % bei einem Wert von ca. 419 Mio. Euro. Die Kosteneinsparungen sind zum größten Teil auf die verringerten Investitionskosten für Speicherleistung und -kapazität sowie flexible konventionelle Kraftwerke zurückzuführen. Es ist zu beachten, dass in der vorliegenden Betrachtung keine Kosten für den Ausbau der Übertragungs- und Verteilnetze sowie die Einbindung von Informations- und Kommunikationstechnologien berücksichtigt wurden und somit in der Realität ein zusätzliches Einsparpotenzial durch die Flexibilisierung in Verbindung mit einer netzdienlichen Betriebsweise von Biomasseanlagen erschlossen werden kann.

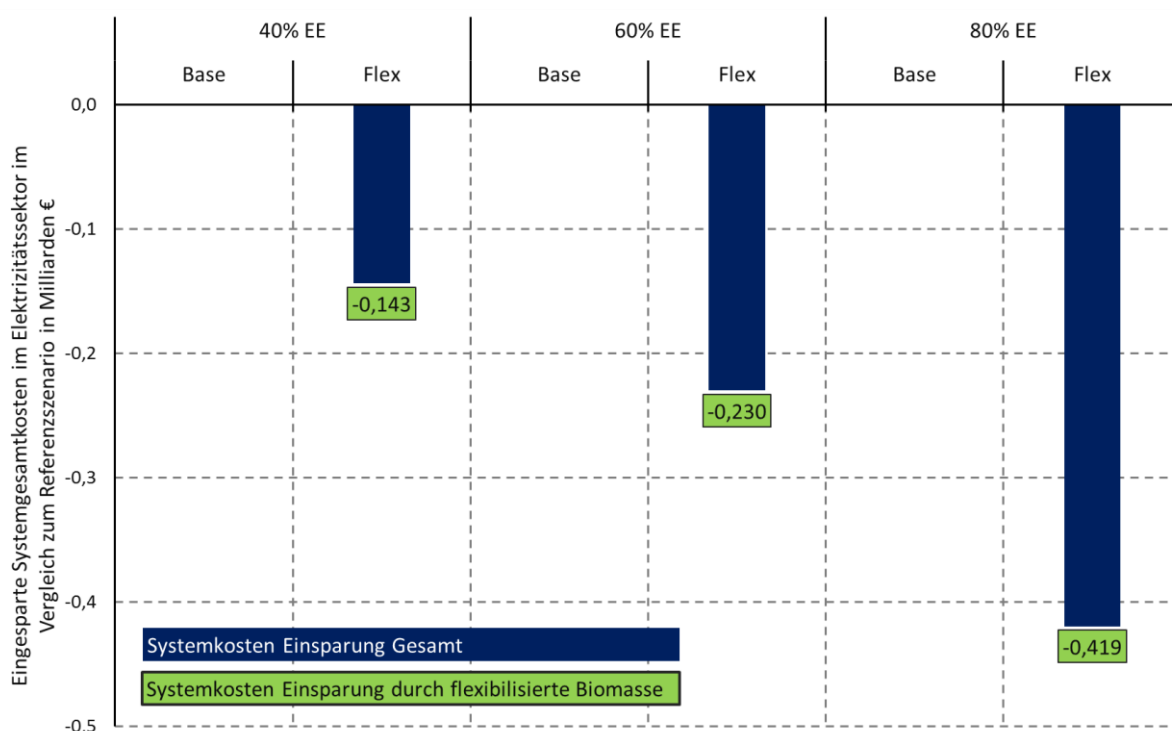


Abbildung 5-6: Mögliche Einsparung an Gesamtsystemkosten durch die Flexibilisierung von Biomasseanlagen in den betrachteten Szenarien.

5.3.4 Ausbaupfade und Betriebsweise für die Referenz-Biogasanlagenklassen

Ausgehend von obigen Ergebnissen der Elektrizitätsmarktanalyse stellt sich die Frage, wie sich Ausbaupfade und Betriebsweisen für Biomasseanlagen näher charakterisieren lassen. Am Beispiel der Biogasanlagen, die aktuell eine wichtige Rolle in Baden-Württemberg spielen, wird dies nachfolgend erörtert.

Der Ausbau von Biogasanlagen mit BHKW zur Vor-Ort-Verstromung hängt auf Grund der Komplexität der interagierenden Anlagenkomponenten von vielen Unsicherheiten ab. Die folgenden Ergebnisse zum Ausbau und Betrieb flexibler Biogasanlagen sollen Tendenzen für die Entwicklung repräsentativer Anlagenklassen

in Abhängigkeit des Ausbaus erneuerbarer Energien im Elektrizitätssektor aufzeigen. Zudem wird der Einfluss des flexiblen Fütterungsmanagements auf die Jahresvolllaststunden, den Biogasspeicherbedarf und die Überbauung der Anlagen gezeigt. Die angezeigte Speicherdauer der Anlagenklassen bezieht sich dabei auf die durchschnittliche Rohbiogasproduktionsrate der Anlagenklasse. Somit kann die reale Speicherdauer bei verringerter Rohbiogasproduktion ein Vielfaches der angegebenen Speicherdauer betragen.

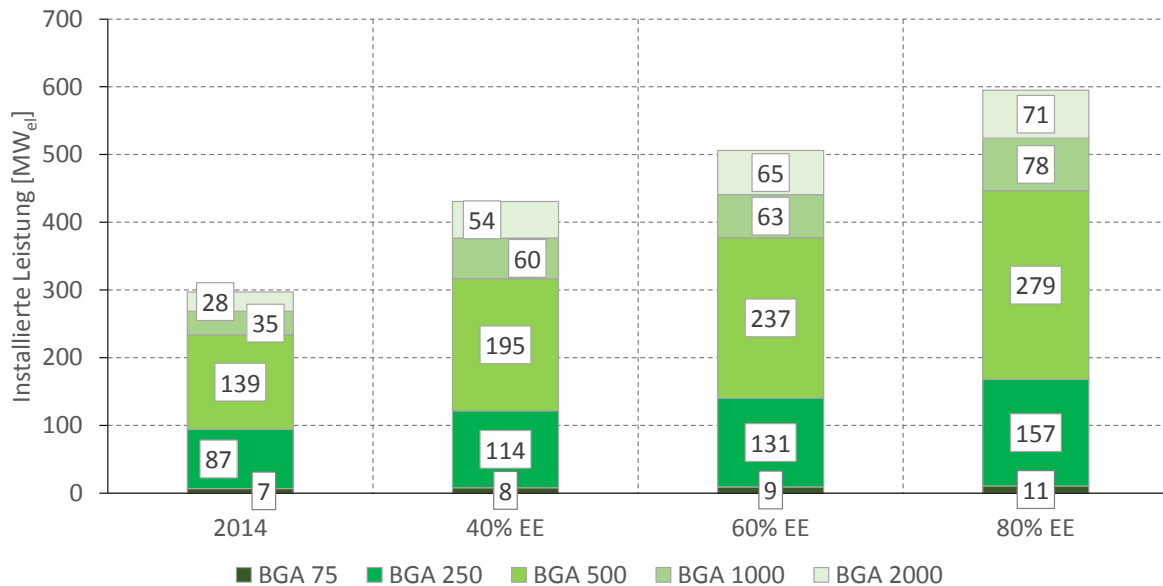


Abbildung 5-7: Kapazitätsausbau des Biogasanlagenparks in Baden-Württemberg bei gleichbleibendem Biomasseeinsatz in den betrachteten Szenarien.

Abbildung 5-7 zeigt den berechneten Kapazitätszubau des Biogasanlagenparks Baden-Württemberg in den betrachteten Szenarien bei gleichbleibender Anlagenstruktur (Verteilung der Größenklassen) und zukünftig konstanter Nutzung der Biomassepotenziale. Um den Ausbau der Anlagen in Baden-Württemberg zu ermitteln, wurde die installierte Leistung der Bestandsanlagen mit dem errechneten Überbauungsfaktor der jeweiligen Anlagenklasse aus den Szenariorechnungen multipliziert. Insgesamt ist eine mit der Anlagengröße zunehmende Flexibilisierung in den Szenarien zu beobachten. Die höchste Flexibilisierung ergibt sich bei allen Anlagenklassen im Szenario 80% EE in Kombination mit zugelassenem Fütterungsmanagement. Dabei liegt die berechnete Auslastung der Anlagen zwischen ca. 5.600 (BGA 75) und ca. 3.500 (BGA 2000) Jahresvolllaststunden. Dafür sind Speicherzeiten von ca. 6 bis ca. 23 Stunden mit flexiblem Fütterungsmanagement, bzw. von ca. 16 bis ca. 43 Stunden ohne Fütterungsmanagement erforderlich. Durch den Einsatz von bedarfsorientiertem Fütterungsmanagement konnte somit der

Speicherbedarf in den betrachteten Szenarien um mehr als 50% reduziert werden. Biomethananlagen erreichen im Szenario 80% EE einen höheren Flexibilisierungsgrad mit ca. 2.100 Vollastbetriebsstunden. Detaillierte Anlagenparameter und die exakten Überbauungswerte für die betrachteten Anlagenklassen in den betrachteten Szenarien sind in Anhang C tabellarisch dargestellt.

6 Schlussfolgerungen und Handlungsempfehlungen

Aus der Projektbearbeitung können Schlussfolgerungen zur künftigen Rolle der Biomasse als Flexibilitätsoption sowie zu flexiblen Betriebsmodi und zur Speicherung bei Biogasanlagen, Biomasse-Vergasern und Biomasseheizkraftwerken gezogen werden.

Mit Blick auf die Rolle der Biomasse als Flexibilitätsoption im Elektrizitätsversorgungssystem wird folgendes Fazit gezogen.

Ausbau der installierten Leistung und Reduktion der Betriebsstunden. Die Optimierungsergebnisse der Elektrizitätsmarktanalyse zeigen einen Zubau der installierten elektrischen Leistung von flexiblen Biomasseanlagen auf bis zu 10,1 GW in Deutschland mit zunehmendem Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch bei gleichbleibender Nutzung der Biomassepotenziale. Der Biogasanlagenpark in Baden-Württemberg bietet demnach ein optimales Ausbaupotenzial auf bis zu 600 MW installierte elektrische Leistung. Dabei steigt der Flexibilisierungsgrad der Anlagen mit zunehmender Anlagengröße von einer 1,5-fachen Überbauung zur Bemessungsleistung bei kleinen Gülleanlagen (BGA 75) auf eine 2,5-fache Überbauung bei Anlagen der Größenklasse BGA 2000 im 80%-EE-Szenario. Biomethananlagen erreichen in diesem Szenario eine 4,2-fache Überbauung und eignen sich demnach besonders gut zur Flexibilisierung. Eine individuelle Eignung der Anlagen zur Flexibilisierung muss jedoch betriebswirtschaftlich und genehmigungsrechtlich geprüft und die individuelle Überbauung im Einzelfall angepasst werden. Vor allem der notwendige Ausbau von Biogasspeicherkapazitäten kann bei Erreichung der Mengenschwelle von 10 t gespeichertem Biogas auf Grund erweiterter Auflagen und notwendiger Gutachten gemäß 12. BImSchV zu Mehrkosten führen. Dies ist vor allem bei der Formulierung und Bemessung zukünftiger Fördermechanismen zu berücksichtigen. Eine 5-fache Überbauung der Anlagen, die derzeit über die Flexibilitätsprämie im EEG 2014 angereizt wird, ist aus Sicht dieser Elektrizitätsmarktanalyse überbemessen. Aus betriebswirtschaftlicher Sicht wird jedoch unter derzeitigen Rahmenbedingungen ein Ausbau bis zur 5-fachen Bemessungsleistung angereizt (siehe unten).

Flexibler Betrieb im Wettbewerb mit anderen Flexibilitätsoptionen. In der Elektrizitätsmarktanalyse wurden sowohl Biomasseanlagen als auch andere Flexibilitätsoptionen wie konventionelle Kraftwerke, Lastmanagement, Einspeisemanagement und der Import/Export mit Nachbarländern abgebildet. Unter der Berücksichtigung aller sich im Wettbewerb befindlichen Flexibilitätsoptionen und den Rahmenannahmen der Szenarien kann der Flexibilisierung und dem bedarfsorientierten Betrieb von Biomasseanlagen ein Beitrag von mindestens

419 Mio. Euro im 80 %-EE-Szenario zur Senkung der Systemgesamtkosten zugeordnet werden. Flexible Biomasse stellt somit eine tragende Säule als eine auf erneuerbaren Ressourcen basierende Erzeugungstechnologie und Flexibilitätsoption im zukünftigen Elektrizitätsversorgungssystem dar. Weitere Beiträge wie z.B. die Nutzung von Abwärme durch Kraft-Wärme-Kopplung oder der netzdienliche Betrieb auf Verteilnetzebene müssen zukünftig analysiert und durch erweiterte Systemanalysen bewertet werden.

Folgende Alternativen bei der Flexibilisierung von Biogasanlagen auf betrieblicher Ebene wurden untersucht und Schlussfolgerungen erarbeitet: 1) eine angepasste Rohbiogaserzeugung, 2) eine dezentrale Speicherung und die anschließende flexible Verstromung des erzeugten Rohbiogases direkt an der Anlage und 3) die Sammlung und Speicherung des Biogases in Biogasnetzen und eine anschließende Verstromung in zentralen BHKWs.

Flexible Rohbiogaserzeugung. Die experimentellen Untersuchungen haben gezeigt, dass durch angepasste Fütterungsintervalle ohne eine Erhöhung der durchschnittlichen Beschickungsmengen oder eine Umstellung auf Substrate mit hohen Energiedichten und ohne eine aufwändige Aufbereitung der Substrate bereits eine deutliche zeitliche Verschiebung der Biogasproduktionsmengen möglich ist. Bei einer Nutzung konventioneller Substrate (Maissilage) kann die Biogasproduktion durch eine einmalige tägliche Beschickung der Fermenter, temporär um etwa 50%, bezogen auf die mittlere Biogasproduktionsrate, erhöht werden. Durch das Aussetzen der Fütterung am Wochenende, können sehr niedrige Biogasproduktionsraten im Bereich von unter 20% der maximalen Biogasproduktionsrate erreicht werden. Die Biogasproduktionspeaks stellen sich abhängig von den verwendeten Substraten etwa 7-10 h nach Beginn der Fütterung ein. Um die Biogasproduktion an die charakteristischen Tages- und Wochenverläufe der Stundenpreise am Spotmarkt anpassen zu können, sind daher teilweise Beschickungszeitpunkte notwendig, die außerhalb der üblichen Arbeitszeiten liegen. Für eine Flexibilisierung der Biogasproduktion müssen daher höhere Kosten für Arbeitszeit oder eine Automatisierung der Anlagenbeschickung veranschlagt werden. Zudem werden durch die veränderten Raumbelastungen höhere Anforderungen an die Prozessführung und -überwachung gestellt.

Dezentrale Speicherung und anschließende flexible Verstromung des erzeugten Rohbiogases direkt an der Anlage. Die standörtlichen, technischen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen der jeweiligen Bestandsanlage (u.a. vorhandene Überkapazitäten, Jahr der Inbetriebnahme, Biogasproduktionsmengen, Bemessungsleistung, Standortbedingungen wie potenzielle Bauflächen oder Struktur der Wärmeabnehmer) nehmen wesentlichen Einfluss auf die Höhe der jährlichen

zusätzlichen Kosten und der zusätzlichen Erlöse, die mit einer flexiblen Betriebsweise verbunden sind. Damit ist eine flexible Betriebsweise individuell für jede Bestandsanlage zu prüfen. Im Rahmen des Projektes wurde ein Planungs- und Analysetool (BiogasFlex-Tool) entwickelt, um für Bestandsanlagen verschiedene Anlagenkonfigurationen und entsprechende Wirtschaftlichkeitsanalysen für einen flexiblen Anlagenbetrieb durchführen zu können. Dennoch können aus der Projektbearbeitung folgende allgemeine Schlussfolgerungen gezogen werden: Bei Anlagen mit Vor-Ort-Biogasspeicherung und -verwertung wirken sich möglichst hohe elektrische Erzeugungskapazitäten (bis zu 5-fache Bemessungsleistung) positiv auf die Kosten-Nutzen Betrachtung aus. Optimale Biogasspeicherkapazitäten liegen im Bereich von mindestens 10h bei mittlerer Biogasproduktion für kleine Anlagen (<150 kW_{el}) und bis zu über 30 Stunden für große Anlagen (1000 kW_{el}). Abhängig von den Standortbedingungen sind Wärmenutzungsgrade bis 70% sinnvoll. Um wesentlich höhere Wärmenutzungsgrade realisieren zu können, werden in der Regel unverhältnismäßig große Wärmespeicher benötigt. Der Strom sollte auf Grundlage von marktoptimierten Fahrplänen erzeugt und gehandelt werden. Mit Hilfe eines im Rahmen des Projektes entwickelten Optimierungsalgorithmus für eine optimierte Einsatzplanung dezentraler Stromerzeugungsanlagen, konnte gezeigt werden, dass eine Fahrplanoptimierung auf Basis von mehrtägigen Strompreisprognosen zu signifikanten Mehrerlösen führt. Im Vergleich zu starren Peakload-Fahrplänen lassen sich durch die dynamische Einsatzplanung mehr als 40% höhere Mehrerlöse generieren. Bei Ausbleiben von Störungen können theoretische Ausnutzungsgrade der Speicher und Erzeugungskapazitäten von nahezu 100% erreicht werden.

Weiterhin haben die Auswertungen des Simulationstools gezeigt, dass sich durch das Aussetzen der Fütterung am Wochenende und der damit verbundenen Anpassung der Biogasproduktion an den Wochenverlauf der Spotmarktpreise, über 50% höhere Mehrerlöse am Spotmarkt erzielen lassen (bei vorgegebenen Speicherkapazitäten) bzw. bis zu 50% der Speicherkapazitäten einsparen lassen (bei vorgegebenen Markterlösen). Bei steigenden Speicherkapazitäten nimmt der Effekt der flexiblen Biogaserzeugung allerdings ab. Bei optimierten Biogasspeicherkapazitäten sind die erlösseitigen Effekte vergleichsweise gering. Zudem lässt sich nicht ausschließen, dass die Biogasausbeuten durch die veränderten Raumbelastungen und lange Hungerphasen sinken.

Die Flexibilitätsprämie macht einen wesentlichen Bestandteil der im Rahmen der Flexibilisierung zusätzlich erzielbaren Erlöse aus. Aufgrund veränderter Rahmenbedingungen (Zubaudeckel für die Flexibilitätsprämie, EEG-Ausschreibungen (EEG 2014), die den Anspruch auf die Flexibilitätsprämie in Zukunft einschränken bzw. aufheben können, sollten Anlagenbetreiber möglichst zeitnah prüfen ob eine Anlagenflexibilisierung für ihre Bestandsanlagen in Frage kommt. Dies

gilt insbesondere für Anlagen, die vor 2006 in Betrieb genommen wurden. Da die Förderdauer der Flexibilitätsprämie auf den EEG-Förderzeitraum der jeweiligen Anlage begrenzt ist, ist hier dann mit geringeren Förderzeiten als die maximal möglichen 10 Jahre für die Flexibilitätsprämie zu kalkulieren. Dies hat deutlichen negativen Einfluss auf die Höhe der jährlichen Kosten und Erlöse, wenn über den noch verbleibenden Förderzeitraum kalkuliert wird.

Aufgrund der Fixkostendegression beim Anlagenausbau und unverminderten Einnahmen aus der Flexibilitätsprämie sowie aus der Stromvermarktung ist eine Anlagenflexibilisierung besonders für große Anlagen, die noch mindestens 10 Jahre Anspruch auf EEG-Förderung besitzen, sinnvoll. Für kleine Anlagen mit Bemessungsleistungen im Bereich <350 kW kann eine Flexibilisierung aufgrund steigender spezifischer Flexibilisierungskosten häufig nicht wirtschaftlich umgesetzt werden.

Speicherung des Biogases in Biogasnetzen und eine anschließende Verstromung in zentralen BHKWs. Biogasnetze können in Regionen mit klein strukturierten landwirtschaftlichen Flächen wie bspw. Baden-Württemberg und demzufolge einer hohen Anzahl an kleineren Anlagengrößen, eine gute Repowering-Maßnahme für Anlagen nach Ablauf der EEG-Vergütung oder bei anstehendem BHKW Wechsel darstellen. Über den Verbund durch ein Biogasnetz können kleine Biogasanlagen eine effizientere Verwertung des Biogases in großen zentralen BHKWs erzielen. Durch eine Druckerhöhung kann zudem die Funktionalität des Biogasnetzes, indem das Biogasnetz auch als effizienter Speicher genutzt wird, entscheidend erhöht werden. Dabei ist jedoch zu beachten, dass mit erhöhten Betriebsdrücken auch die Anforderungen an Sicherheitsmaßnahmen und die damit verbundenen Betriebskosten steigen und damit die Eignung von Biogasnetzen als Speicher im Vergleich zu externen Speichern projektspezifisch geprüft werden muss. Eine der größten Herausforderungen sind die Investitionskosten für den Netzausbau. Diese müssen durch die erwirtschafteten Gewinne aus dem Betrieb im Biogasnetzverbund (Wärmevermarktung, Einsatz von lokal verfügbarem Substrat, Effizienzsteigerungen durch zentrale Verwertung) refinanziert werden. Zur Reduzierung der Netzkosten können günstige Standortbedingungen beitragen. Zu nennen wären hier eine hohe Anlagendichte, günstige topographische Gegebenheiten und der Einbezug von regionalen Energieversorgern (z.B. Stadtwerke).

Mit Blick auf den flexiblen Betrieb von Verbrennungs- und Vergasungsanlagen fester Biomasse, zur Erzeugung von Wärme, Strom und (Bio-)Methan (SNG) können folgende Schlussfolgerungen hinsichtlich der Last- und Produktflexibilisierung gezogen werden.

Lastflexibilisierung (d.h. erreichbare Mindestlasten und Laständerungsgeschwindigkeiten). Verbrennungsanlagen wie z.B. herkömmliche, rostgefeuerte Biomasse-KWK-Anlagen haben eine vergleichsweise geringe Lastflexibilität. Hier kann aus technischer Sicht der Einsatz von Hochtemperaturwärmespeichern im Dampfkreislauf einen Beitrag zur Anlagenertüchtigung leisten, so dass sie mit höheren Laständerungsgeschwindigkeiten betrieben werden und damit effektiver am Regenergiemarkt teilnehmen können. Für Vergasungsanlagen konnte an einer dual zirkulierenden Pilot-Wirbelschichtanlage ein lastflexibler Vergasungsbetrieb demonstriert werden. Die SER-Vergasung ermöglicht aufgrund ihres guten Brennstoffumsatzes eine schnelle Leistungsänderung über den eingetragenen Brennstoffmassenstrom in einer Größenordnung von etwa 10%/min. Detaillierte Simulationen des SER-Vergasungsreaktors ergaben darüber hinaus einen möglichen minimalen Teillastbetrieb von 53% der Nennlast. Es wird erwartet, dass sich bei einer Flexibilitäts-optimierten Anlagenauslegung noch niedrigere Mindestlasten realisieren lassen. Jedoch führt ein flexibler Betrieb von Verbrennungs- und Vergasungsanlagen und damit einhergehend eine niedrigere Betriebsstundenzahl in Volllast, wie bei praktisch allen Industrieanlagen, zu erhöhten Gestehungskosten. Eine Teilnahme am Regenergiemarkt kann nur einen Teil dieser Mehrkosten ausgleichen.

Produktflexibilisierung. Anhand der Biomassevergasung wurde das Konzept untersucht, bei einem Überangebot an Strom, d.h. niedrigen erzielbaren Stromerlösen, das Synthesegas anstatt auf einen Gasmotor oder eine Gasturbine, in einen Reaktor zur Methansynthese zu leiten. Dieses kann dann in das Erdgasnetz eingespeist werden. Unter Berücksichtigung der verschiedenen großen Nutzwärmeströme aus Gasmotor und Methanisierung ergeben sich neue Anlagen-Einsatzmodelle: So könnte in Zeiten mit reduzierter Wärmenachfrage (z.B. im Sommer) die Anlage mit Methanisierung (geringere Nutzwärme) betrieben werden, während sie im Winter bei hohem Wärmebedarf und stärkeren Fluktuationen bei den Erneuerbaren im Stromerzeugungsbetrieb läuft. Anhand der Versuchsanlage im Projekt konnten die technische Machbarkeit und die Anforderungen einer Produktflexibilisierung gezeigt werden: Für einen auf die Vergasung folgenden Syntheseschritt ist das molare H_2/CO -Verhältnis im Synthesegas von entscheidender Bedeutung. Bei herkömmlichen Vergasungsprozessen muss ein H_2/CO -Verhältnis von 3 für die Methanisierung erst in einem weiteren Wasser-Gas-Shift Reaktor eingestellt werden. In Pilotversuchen wurde im Rahmen des Projektes demonstriert, dass der SER-Prozess die Möglichkeit bietet, eine gewünschte Synthesegaszusammensetzung direkt über die Fahrweise der Vergasung einzustellen. Im Betrieb zur Stromerzeugung wird der Vergaser dagegen so gefahren, dass sich eine maximale Synthesegasleistung ergibt, da die

Synthesegaszusammensetzung für die nachfolgende Verstromung unerheblich ist. Ergebnisse von Versuchen im Pilotmaßstab mit Holz als Brennstoff, bzw. ein daraus abgeleitetes SER-Vergasungsmodell, ergaben eine optimale Vergasungstemperatur für die SNG-Erzeugung von 710°C, während zur Stromerzeugung der Vergaser bei etwa 750°C betrieben werden sollte. Bei der SER-Vergasung lassen sich auch andere H₂/CO-Verhältnisse einstellen, um weitere Kohlenwasserstoffverbindungen wie bspw. Dimethylether oder Methanol zu erzeugen, welche sich als Diesel bzw. Benzin-Substitut eignen und höhere Marktpreise als SNG erzielen können. Durch das Vergasungsverfahren lassen sich dabei auch ligninreiche Ausgangsstoffe und Reststoffe nutzen. Zu beachten ist jedoch, dass die komplexe Anlagentechnik für die Zweibettvergasung sowie die nachgeschaltete Synthese für kleine Anlagen nicht wirtschaftlich darstellbar ist und auch erhöhte Ansprüche an den Anlagenbetrieb stellt. Eine angepasste Ausbildung von Technikern und Ingenieuren und eine weitergehende Erforschung und Entwicklung der gesamten Vergasungs- und Synthese-Prozesskette sollte den industriellen Einsatz dieses Verfahren auch in Zukunft unterstützen.

Eingesetzte Brennstoffe. Eine Erweiterung des Brennstoffbandes auf günstigere biogene Reststoffe (bspw. Stroh im Vergleich zu Holzhackschnitzeln) kann auch bei flexibel betriebenen biomassebefeuerten Anlagen zur Verbesserung der Wirtschaftlichkeit beitragen. Jedoch können sich vergleichsweise günstige Brennstoffe auf Grund ihrer Zusammensetzung (bspw. Chlorgehalt, Ascheschmelzpunkt) negativ auf den Anlagenbetrieb bzw. die Anlagenlebensdauer auswirken. Hier konnte im Rahmen des Projektes am Beispiel des SER-Vergasungsverfahrens und dem Einsatz von Stroh abgeleitet werden, dass der SER-Vergasungsprozess ein vorteilhaftes Verhalten bei Problemen der Ascheagglomeration im Wirbelschichtprozess zeigt. Weitere Untersuchungen mit anderen biogenen Reststoffen auch bzgl. möglicher Verunreinigungen im Synthesegas sind zukünftig nötig, um den Einsatz qualitativ minderwertiger, aber vergleichsweise günstiger Ausgangsstoffe mit minimalen Auswirkungen auf Vergasungs- und nachgeschaltete Anlagen zu ermöglichen.

Im Folgenden werden wesentliche, aus den Projektergebnissen abgeleitete Handlungsempfehlungen aufgelistet:

1. Ein flexibler Biomasseanlagenbetrieb kann wichtige Funktionen in einem Strommarkt mit hohen Anteilen erneuerbarer Energien auch im Vergleich mit anderen Flexibilitätsoptionen übernehmen und Systemkosten (bis zu 419 Mio. Euro jährlich) einsparen. Daher sollte „Flexibilität“ als Eigenschaft von Biomasse-, aber insbesondere von Biogasanlagen weiter durch

Fördermechanismen gestützt werden. Perspektivisch sind weitere bzw. höhere Stromerzeugungskapazitäten erforderlich und möglich (bis zu 10,1 GW im Szenario „80 EE Flex“), aus systemischer Sicht ist eine sektorweite 5-fache Überbauung nicht erforderlich, aus betriebswirtschaftlicher Sicht gegenwärtig jedoch bestandssichernd. Die Flexibilitätsprämie als Investitionsförderung ist für den Kapazitätsausbau ein geeignetes Förderinstrument. Sie sollte auf eine stufenweise der Anlagengröße angepassten Überbauung von max. dem 1,5-Fachen über der Bemessungsleistung bei Kleinanlagen bis max. dem 2,5-Fachen bei Großanlagen angepasst werden.

2. Biomethananlagen eignen sich in besonderem Maße für eine Flexibilisierung. Durch die Speicherbarkeit im Erdgasnetz entfallen auch Notwendigkeiten zur Speicherung vor Ort. Der Anteil an Biomethan im Bioenergiesektor sollte aufgrund der insgesamt noch einmal deutlich gesteigerten Flexibilität erhöht werden.
3. Fütterungsmanagement ist in begrenztem Maße in der Lage, den flexiblen Anlagenbetrieb zu unterstützen. So können hierdurch z.B. die ggf. erforderliche Speichergröße für Biogas gesenkt, Investitionskosten gespart bzw. gesetzliche Vorgaben besser eingehalten werden. Es sind aber u.a. ein erhöhter betrieblicher Aufwand und eine verbesserte Prozessführung und -überwachung erforderlich.
4. Die Gasspeicherung großer Mengen vor Ort stellt sich eher als schwierig dar (u.a. 12. BImSchV - Störfall-Verordnung). Daher sollte ggf. eher das Netz als Gasspeicher genutzt werden. Kleine Anlagen sollten sich zu Biogasnetzen bzw. einem Anlagenverbund zusammenschließen, um auch die Biomethan-Aufbereitung zu ermöglichen bzw. kostengünstiger zu gestalten. Der rechtliche und förderpolitische Rahmen sollte zum Anreiz solcher Konzepte angepasst, bzw. erweitert werden.
5. Bei erhöhtem Flexbetrieb kommt der (externen) Wärmenutzung eine größere wirtschaftliche Bedeutung zu. Im Sinne einer möglichst hohen Gesamtnutzungseffizienz sollte einer weiteren und flexiblen Wärmeauskopplung und -speicherung größere Aufmerksamkeit gewidmet und ggf. weitere Anreize eingerichtet werden.
6. Für Biomasse-Vergaseranlagen ist ein Teillastbetrieb seit langem erprobt, z.B. in wärmegeführten KWK-Anlagen. Die technischen Möglichkeiten sollten stärker als Beitrag zur Flexibilisierung im Stromsystem genutzt und eingesetzt werden. Weitere Flexibilitätsoptionen z.B. über einen Produkt-Shift müssen erst noch technisch und ökonomisch optimiert werden.

Literaturverzeichnis

- Anlagenstammdaten 2014.** Informationsplattform der deutschen Übertragungsnetzbetreiber. 2014.
- 12. BImSchV.** Störfall-Verordnung in der Fassung der Bekanntmachung vom 8. Juni 2005 (BGBl. I S. 1598), die zuletzt durch Artikel 79 der Verordnung vom 31. August 2015 (BGBl. I S. 1474) geändert worden ist.
- ASUE 2011.** ASUE Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch e.V.: BHKW-Kenndaten 2011. Frankfurt am Main 2011.
- Ausfelder 2015.** Ausfelder, F.: Positionspapier Energiespeicher - Der Beitrag der Chemie. Koordinierungskreis Chemische Energieforschung. 2015.
- BINE 2016.** BINE Informationsdienst – Energieforschung für die Praxis: Baubeginn: Erster Flüssigsalzspeicher mit einem Tank. <http://www.bine.info/themen/news/baubeginn-erster-fluessigsalzspeicher-mit-einem-tank/>. 18.07.2016.
- BINE 2013.** Hauer, A.; Hiebler, S.; Reuß, M.: Wärmespeicher - Bine-Fachbuch. Fraunhofer IRB Verlag. ISBN 978-3-8167-8366-4. Stuttgart 2013.
- BEE 2015.** BEE-Stellungnahme zum BMWi-Eckpunktepapier für Ausschreibungen für die Förderung von Erneuerbare-Energien-Anlagen, Berlin Oktober 2015.
- Beirow 2015.** Beirow, M.; Schmid, M.; Dieter H.; Scheffknecht, G.: Wirbelschichtmodellierung unter Berücksichtigung von Teillastbetriebspunkten bei der Wasserdampfvergasung, Tagungsband: 27. Deutscher Flammentag, VDI-Berichte 2267. ISBN: 978-3-18-092267-6. Clausthal-Zellerfeld 2015.
- Bothor 2015.** Bothor, S.; Steurer, M.; Eberl, T.; Brand, H.; Voß, A.: Bedarf und Bedeutung von Integrations- und Flexibilisierungsoptionen in Elektrizitätssystemen mit steigendem Anteil erneuerbarer Energien. 9. Internationale Energiewirtschaftstagung an der TU Wien. Stuttgart 2015.
- BNetzA und BKartA 2015.** Bundesnetzagentur (BNetzA) und Bundeskartellamt (BKartA): Monitoringbericht gemäß § 63 Abs. 3 i. V. m. § 35 EnWG und § 48 Abs. 3 i. V. m. § 53 Abs. 3 GWB. Stand: 10. November 2015, Korrektur: 21. März 2016.
- BNetzA 2016.** Bundesnetzagentur (BNetzA): Veröffentlichung der im Anlagenregister registrierten Daten. Daten abgerufen am 15.07.2016 unter www.bundesnetzagentur.de.

- B2G 2014.** Schlussbericht B2G – Innovative Erzeugung von gasförmigen Brennstoffen aus Biomasse.
- Daiber Xarez Rodrigues 2014.** Daiber Xarez Rodrigues, R.: Technisch-ökonomische Analyse einer marktorientierten Energieerzeugung flexibler Biogasanlagen auf Basis eines dafür entwickelten Simulationstools. Diplomarbeit. Institut für Siedlungswasserbau, Wassergüte- und Abfallwirtschaft (ISWA), Universität Stuttgart 2014.
- Daiber Xarez Rodrigues 2016.** Daiber Xarez Rodrigues, R.: BioenergyFlex-Tool – planning and analysis tool for an optimized flexible operation of biogas plants. conference paper International Congress Progress in Biogas 2017 (submitted)
- dena 2010.** Deutsche Energie-Agentur: dena-Netzstudie II. Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015 – 2020 mit Ausblick 2025. Berlin 2010.
- Deubig 2015.** Deubig, J., B.: Abfall als Energiebündel und ein Abfallwirtschaftszentrum, das blühende Landschaften schafft. GGSC-Seminar Erfahrungsaustausch Kommunale Abfallwirtschaft. Berlin 2015.
- DLG 2014.** DLG e. V. Fachzentrum Land- und Ernährungswirtschaft: Flexibilitätsprämie bei Biogas - Chancen, technische und rechtliche Rahmenbedingungen. DLG-Merkblatt 396. Frankfurt am Main 2014
- Ebert 2006.** Ebert, H.-P.: Forschungsnetzwerk LWSNet: Grundlagenaspekte in der aktuellen PCM-Forschung. Beitrag in Tagungsband zum Statusseminar Thermische Energiespeicherung. Freiburg 2006.
- EEG 2012.** Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 25. Oktober 2008 (BGBl. I S. 2074), das durch Artikel 1 des Gesetzes vom 17. August 2012 (BGBl. I S. 1754) geändert worden ist
- EEG 2014.** Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 21. Juli 2014 (BGBl. I S. 1066), das durch Artikel 4 des Gesetzes vom 22. Juli 2014 (BGBl. I S. 1218) geändert worden ist.
- EPEX Spot SE 2014.** Marktdaten zur Day-Ahead-Auktion 01.01.2014 - 31.12.2014, <https://www.epexspot.com/de/marktdaten/dayaheadauktion> .
- EPEX Spot SE 2015.** Marktdaten zur Day-Ahead-Auktion 01.01.2015 - 31.12.2015, <https://www.epexspot.com/de/marktdaten/dayaheadauktion> .
- FNR 2005.** Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR): Leitfaden feste Biobrennstoffe - Planung, Betrieb und Wirtschaftlichkeit von Bioenergieanlagen. ISBN 978300015389. Gülzow 2005.

- FNR 2010.** Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR): Biogas-Messprogramm II – 61 Biogasanlagen im Vergleich. ISBN 978-3-9803927-8-5. Gülzow 2010.
- FNR 2014.** Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR): Leitfaden Biogasaufbereitung und –Einspeisung. ISBN 3-00-018346-9. Gülzow 2014.
- Förtig 2014.** Förtig, C., Schnell Motoren AG, Vertrieb Deutschland Mitte: Anforderungen an BHKW-Technik im Regelbetrieb nach EEG 2014. Vortrag auf der Biogas Fachtagung Thüringen 2/2014.
- Fragol 2016.** Fragol – Händler für Wärmeträgerflüssigkeiten und synthetische Schmierstoffe.
- Gebhardt 2002.** Gebhardt, M.; Kohl, H.; Steinrötter, T.: Preisatlas - Ableitung von Kostenfunktionen für Komponenten der rationellen Energienutzung. Institut für Energie- und Umwelttechnik e.V. (IUTA). Duisburg 2002.
- Grantner 2012.** Grantner T.: Die Direktvermarktung in der Praxis der Umweltgutachter – ein Impuls des ERT e.V. ERT e.V. Bad Abbach 2012.
- Grote 2009.** Grote, W.: Ein Beitrag zur modellbasierten Regelung von Entnahmedampfturbinen. Dissertation. Bochum 2009.
- Güsewell 2013.** Güsewell, J.: Technisch-ökonomische Analyse unterschiedlicher Wärmespeicher für Biogasanlagen sowie die Nachverstromung in ORC-Anlagen. Diplomarbeit. Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER), Universität Stuttgart 2013.
- Härdtlein 2013.** Härdtlein, M.; Eltrop, L.: Schwachstellen-Identifikation und Optimierungspotenziale von Biogasanlagen in Baden-Württemberg – Eine technisch-ökonomische Analyse auf der Basis einer Befragung von Biogasanlagenbetreibern. Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung. Stuttgart 2013.
- Härting et. al. 2013.** Härting, G.; Sonnleitner, M.; Wiedemann, L.; Zörner, W.; Aschmann, V.: Technische Anforderungen an Biogasanlagen für die flexible Stromerzeugung, Zusammengestellt für die Arbeitsgruppe IV (Bau- und Verfahrenstechnik) im „Biogas Forum Bayern“, Nr. IV – 12/2013.
- Hartmann 2012.** Hartmann, N.; Eltrop, L.; Bauer, N.; Salzer, J.; Schwarz, S.; Schmidt, M.: Stromspeicherpotenziale für Deutschland. Forschungsbericht des Zentrums für Energieforschung Stuttgart (Zfes). Stuttgart, 2012.

- HLBS 2010.** Hauptverband der landwirtschaftlichen Buchstellen und Sachverständigen e.V.: HLBS Verlautbarung 1_2010 - AfA bei einer Biogasanlage. St. Augustin 2010.
- IEA 2010.** International Energy Agency (IEA): Projected Costs of Generating Electricity 2010 Edition.
- IER 2015.** Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung: GHD Wärmelastgänge 2015. IER Datenbank.
- KTBL 2013.** Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft (KTBL): Faustzahlen Biogas, 3. Ausgabe. Darmstadt 2013.
- Karl 2012.** Karl, J.; Dezentrale Energiesysteme: Neue Technologien im liberalisierten Energiemarkt. Oldenbourg Verlag. München 2012.
- Kern 2014.** Kern M.; Raussen T.: Biogas-Atlas 2014/2015. Anlagenbuch der Vergärung biogener Abfälle in Deutschland und Europa. Witzenhausen: Witzenhausen Institut für Abfall, Umwelt und Energie.
- Kilburg 2013.** Kilburg, S.: Holzvergasungsanlagen – Situation in Bayern. Agrar Plus GmbH Holzgasseminar. St. Pölten 2013.
- Klemm 2014.** Klemm, M.; Herrmann, A.; Seiffert, M.; Müller-Langer, F.; Ortwein, A.; Büchner, D.; Lenz, V.: Comparison of the impact of the research topics of wood combustion and wood gasification on the energy revolution in Switzerland. DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum. Leipzig 2014.
- Kost 2013.** Kost, C.; Mayer, J. N.; Thomsen, J.; Hartmann, N.; Senkpiel, C.; Philipps, S.; Nold, S.; Lude, S.; Schlegl, T.: Studie - Stromgestehungskosten erneuerbare Energien. Fraunhofer-Institut für solare Energiesysteme. Freiburg 2013.
- Laing 2011.** Laing, D.: Nutzung von Wärmespeichern zur Integration erneuerbarer Energien. DENA-Konferenz: Beiträge städtischer Verteilnetze für die Energiesysteme der Zukunft. Berlin 2011.
- LfL 2012.** Bayerische Landesanstalt für Landwirtschaft, Autoren: Aschmann, V.; Effenberger, M.; Graf, J.; Halama, M.; Keymer, U.; Strobl.; Winkler, J.: Bayernplan Einsatz von Biogas zum Ersatz von Gaskraftwerken, Arbeitsgruppe 1 „Potential, verfahrenstechnische und ökonomische Konsequenzen für die Biogaserzeugung“. Freising-Weihenstephan 2012.
- MLR 2016.** Entwicklung der Biogasanlagen in Baden-Württemberg sowie den Stadt-/Landkreisen. Ministerium für Ländlichen Raum und Verbraucherschutz Baden-Württemberg, Stand Februar 2016. Stuttgart 2016.

- MUKE 2015.** Erneuerbare Energien in Baden-Württemberg 2014 – Erste Abschätzungen, Stand April 2015. Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg, Referat 64 „Erneuerbare Energien“. Stuttgart 2015.
- NEP 2014.** Netzentwicklungsplan Strom, zweiter Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber, Stand 14. November 2014.
- Nussbaumer 2013.** Nussbaumer, T.: Fluiddynamische Optimierung mit CFD und PIV - Erweiterung der Teillastfähigkeit einer Rostfeuerung. BWK Bd. 65, Nr. 5. 2013.
- Pfeiffer 2014.** Pfeiffer Elektromotoren GmbH.: Drehstromtransformatoren DTS und MKD.
http://www.elektromotoren.at/?page=Drehstromtransformatoren&id_sub=0.
- Poboß 2013.** 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. 2013.
- ProCom GmbH 2015.** EPEX Power Spot Price Forecast 01.01.2015 – 31.12.2015, 120h Prognose, tägliche Lieferung.
- Reh 2014.** Reh, M.: Vermarktung von eigenerzeugter Energie – Minutenreserve, Marktprämienmodell. Lechwerke AG 2014.
- Rohrig 2012.** Rohrig, Dr. K.: Flexible Stromproduktion aus Biogas und Biomethan - Die Einführung einer Kapazitätskomponente als Förderinstrument. Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES). Kassel 2011.
- Sattler AG 2012.** Broschüre - Biogasspeicher. [Online] 2012. http://sattler-ag.com/sattler-web/static/media/pdf/Broschuere_UT_DE.pdf.
- Schäfer-Stradowsky et. al. 2015.** Schäfer-Stradowsky, S.; Gerhardt, N.; Holzhammer, U.; Richts, C.; Stelzer, M.; Klobasa, M.; Ragwitz, M.; Sensfuß, F.; Lehnert, W.: Laufende Evaluierung der Direktvermarktung von Strom aus Erneuerbaren Energien, 13. Quartalsbericht, Stand 05/2015. Erstellt im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie.
- Scheffelowitz 2014.** Scheffelowitz, M.; Daniel-Gromke, J.; Rensberg, N.; Denysenko, V.; Hillebrand, K.; Naumann, K.; Ziegler, D.; Witt, J.; Beil, M.; Beyrich, W.: Stromerzeugung aus Biomasse (Vorhaben Ila Biomasse), Zwischenbericht Juni 2014, Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH (DBFZ). Leipzig 2014.
- Sigma-Aldrich 2016.** Sigma-Aldrich Chemikaliengroßhandel. www.sigmaaldrich.com

- Steurer 2014.** Steurer, M.; Sun, N.; Fahl, U.; Voß, A.: Lastverschiebung in der Industrie – Potenzial und Einfluss auf die Stromerzeugungskosten in Deutschland. 13. Symposium Energieinnovation. Graz, 2014.
- Steurer 2015.** Steurer, M.; Miller, M.; Fahl, U.; Hufendiek, K.: Enabling demand side integration – assessment of appropriate information and communication technology infrastructures, their costs and possible impact on the electricity system. Accepted Paper for Proceedings of Smarter Europe, E-World energy & water 2015. Essen, 2015.
- Sun 2013.** Sun, N.: Modellgestützte Untersuchung des Elektrizitätsmarktes – Kraftwerkseinsatzplanung und -investitionen, Von der Fakultät Energie-, Verfahrens- und Biotechnik der Universität Stuttgart zur Erlangung der Würde eines Doktors der Ingenieurwissenschaft (Dr.-Ing.) genehmigte Abhandlung, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung. Stuttgart 2013.
- VDN 2007.** Verband der Netzbetreiber - VDN – e.V. beim VDEW: Transmission Code 2007 Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber, Version 1.1, August 2007.
- Weißbach 2009.** Weißbach, T.: Verbesserung des Kraftwerks- und Netzregelverhaltens bezüglich handelsseitiger Fahrplanänderungen von der Fakultät Energie-, Verfahrens- und Biotechnik der Universität Stuttgart zur Erlangung der Würde eines Doktor-Ingenieurs (Dr.-Ing.) genehmigte Abhandlung. Institut für Verfahrenstechnik und Dampfesselwesen der Universität Stuttgart 2009.
- Wickert et. al. 2012.** Wickert, M.; Slaby, W.; Liebelt, A.; Brauns, S.: Implementierung einer IKT Infrastruktur für ein virtuelles Kraftwerk in der Modellregion Harz. In: Tagungsband des 17. Kasseler Symposium Energie-Systemtechnik Strukturen und Netze für die Energieversorgung von morgen. Kassel 2012.
- Woite 2015.** Woite, M.; Böffel, A.: Betriebserfahrungen der STEAG New Energies GmbH mit flexibler Stromproduktion in Holz(heiz)kraftwerken. Kraftwerkstechnik 2015 - Strategien, Anlagentechnik und Betrieb. SAXONIA Standortentwicklungs- und -verwaltungsgesellschaft mbH. ISBN: 978-3-934409-70-5. Freiberg 2015.
- Ziesing 2011.** Ziesing, H.-J.: Zur Wirtschaftlichkeit neuer KWK-Anlagen. FÖS/IKEM - Stadtwerke-Workshop. Berlin 2011.

Anhang A: Publikationen und Tagungsbeiträge

Im Rahmen des Projektes wurden die im Folgenden aufgelisteten Beiträge zum wissenschaftlichen Transfer in Form von Veröffentlichungen, Vorträgen oder Postern präsentiert:

Henßler, Martin; Fleischer, Benjamin (2014): Ökonomie der flexiblen Stromerzeugung (Vortrag), Betreiberstammtisch der Staatlichen Biogasberatung in Boxberg. 05.03.2014.

Daiber, Rafael; Panic, Olga (2014): Technische und ökonomische Bewertung von Biogasspeichern für bedarfsorientierte Stromerzeugung (Poster). DGAW Wissenschaftskongress in Münster. 27.03.2014.

Fleischer, Benjamin (2014): Flexible biogas plants in future energy systems (Vortrag). International Conference Progress in Biogas III in Stuttgart. 10.09.2014

Panic, Olga: Flexible Biogasproduktion - Auswirkungen der Planungsparameter auf Speichermöglichkeiten im Mikrogasnetz (Vortrag). BioabfallForum 2014 Baden-Württemberg, Stuttgart. 15.10.2014.

Fleischer, Benjamin; Eltrop, Ludger (2014): Welchen Beitrag kann Biogas künftig zur flexiblen Strombereitstellung in Baden-Württemberg leisten? (Vortrag). Tagung Flexible energetische Biomasse-Nutzung und das EEG 2014. Stuttgart. 27.11.2014

Panic, Olga (2014): Potenziale von Mikrogasnetzen für die Flexibilisierung von Biogasanlagen (Vortrag). Tagung Flexible energetische Biomasse-Nutzung und das EEG 2014. Stuttgart. 27.11.2014

Beirow, Marcel; Dieter, Heiko (2014): Biomasse-Heizkraftwerke und Anlagen zur Vergasung von Biomasse (Vortrag). Tagung Flexible energetische Biomasse-Nutzung und das EEG 2014. Stuttgart. 27.11.2014

Panic-Savanovic, Olga; Kranert, Martin (2015): Potentiale des Betriebs von Biogasanlagen im Mikrogasnetzverbund für die flexible Fahrweise. In: DGAW V. Wissenschaftskongress Abfall- und Ressourcenwirtschaft (Tagungsbeitrag), 18-19. März 2015, Innsbruck.

Beirow, Marcel; Schmid, Max; Dieter, Heiko; Scheffknecht, Günter (2015): Wirbelschichtmodellierung unter Berücksichtigung von Teillastbetriebspunkten bei der Wasserdampfvergasung. Tagungsband: 27. Deutscher Flammentag, 16. und 17. September 2015, Clausthal-Zellerfeld; VDI-Berichte 2267, Seite(n): 219-228; ISBN: 978-3-18-092267-6.

Beirow, Marcel; Schweitzer, Daniel; Gredinger, Andreas; Waizmann, Gebhard; Dieter, Heiko; Scheffknecht, Günter: (2015): Load change behaviour of biomass steam gasification with in-situ CO₂ capture in a 200 kWth pilot plant (Poster), IEA Bioenergy Conference, 27.-29. Oktober 2015, Berlin.

Fleischer, Benjamin; Eltrop, Ludger; Härdtlein, Marlies (2015): Biomasse als Flexibilitätsoption am Elektrizitätsmarkt. In: 6. Statuskonferenz der Förderprogramms „Energetische Biomassenutzung“ (Tagungsbeitrag), 12. November 2015, Leipzig.

Fleischer, Benjamin; Eltrop, Ludger; Härdtlein, Marlies (2015): Flexible Biomassenutzung in Baden-Württemberg, Stand und Entwicklungspotenziale. In: Biogas Expo & Congress (Tagungsbeitrag), 25. November 2015, Offenburg.

Tagung „Flexible energetische Biomasse-Nutzung und das EEG 2014“: Am 27. November 2014 wurde in Kooperation mit dem Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg und der staatlichen Biogasberatung Baden-Württemberg die Tagung im Innenministerium in Stuttgart veranstaltet. Vierzehn Referenten aus Politik, Wissenschaft und Industrie informierten die 80 Teilnehmenden über die Entwicklung der Biomassenutzung, technische, rechtliche und wirtschaftliche Aspekte sowie neue Verfahrensansätze und Praxiserfahrungen zur bedarfsorientierten Elektrizitäts- und Wärmeerzeugung aus Biomasse.

Anhang B: Zusammenarbeit mit Praxispartnern

Die Methoden und erarbeiteten (Zwischen-)Ergebnisse wurden mit den Praxispartnern in bilateralen Treffen diskutiert und evaluiert. Zudem fand auch ein Datenaustausch mit den Praxispartnern statt. Nachfolgend wird die Zusammenarbeit mit den Praxispartnern kurz dokumentiert:

Stadtwerke Schwäbisch Hall: Um Aussagen zum Betriebsverhalten von Holzheizkraftwerke und Biomasse-Vergaseranlagen in einem Wärmeverbund zu generieren, wurde ein Zeitreihenberechnungsmodell in stündlicher Auflösung erstellt. Basierend auf Verläufen des Wärmebedarfs und des Strompreises können so verschiedene Betriebsvarianten einer KWK-Anlage untersucht werden. Anhand von Betriebsdaten des Wärmeverbundes der Stadtwerke Schwäbisch Hall konnte das Simulationsmodell an einen realen Betrieb angepasst werden. Basierend auf diesen Informationen erfolgte in einem weiteren Schritt eine Überprüfung des Modells. Es konnte mit dem Modell ein Betriebsverhalten von KWK-Anlage und Wärmespeicher erzeugt werden, das sehr gut mit den realen Werten korreliert.

Ingenieurbüro Schuler: Im Rahmen mehrerer Projekttreffen und Workshops wurden Themen der Flexibilisierung vor allem von Biogasanlagen und Biomethan-BHKW diskutiert und zukünftige Lösungsansätze zur Systemintegration aus Sicht von Planern und Betreibern erarbeitet.

Das Ingenieurbüro Schuler stand zudem bei Validierung von Daten und Modellergebnissen zur Seite und gewährleistete dadurch die Qualitätssicherung der Projektergebnisse.

Im Rahmen eines Praxisworkshops wurden zwei Anlagenstandorte mit einer Biogasanlage, einem Biomethan-BHKW und einer Heizzentrale besichtigt und die Versorgungskonzepte erläutert.

Staatliche Biogasberatung BW: Im Rahmen mehrerer Betreiberstammtische der staatlichen Biogasberatung u.a. in Boxberg und Steinenkirch wurden Projektergebnisse und aktuelle Fragestellungen zur Flexibilisierung von Biogasanlagen präsentiert und mit den Teilnehmern diskutiert. Zu den Teilnehmern gehörte neben einer Vielzahl an Anlagenbetreibern auch Alois Gerig (MdB, Wahlkreis Odenwald-Tauber), der sich ebenfalls über die Möglichkeiten und Hemmnisse zur Flexibilisierung von Biogasanlagen informierte.

Zudem stellte die staatliche Biogasberatung Standortdaten der Biogasanlagen zur Georeferenzierung zur Verfügung. Weitere Daten und Ergebnisse wurden mit der staatlichen Biogasberatung diskutiert und ggf. ergänzt.

Präsentation des Planungs- und Analysetools bei zwei Betreiberstammtischen in Weitlingen und in Kupferzell. Befragung der Anlagenbetreiber zu deren Biogasanlagen und Berechnung von Fallbeispielen. Diskussion der Ergebnisse sowie

Methodenevaluierung zusammen mit der staatlichen Biogasberatung BW und der Landesanstalt für Agrartechnik und Bioenergie: Versuchsplanung und –durchführung zur Bestimmung und Machbarkeit der flexiblen Biogasproduktion durch bedarfsorientierte Beschickung mit unterschiedlichen Inputsubstraten, Beschickungsmengen und Beschickungszyklen am Beispiel einer Praxisanlage.

Anhang C: Erweiterte Tabellen und Ergebnisse

Tabelle 0-1: Optimierte Anlagenparameter für die Anlagenklasse BGA 75 in den Szenarien 40% EE, 60% EE und 80% EE.

	40% EE	60% EE	80% EE
Vollastbetriebsstunden			
mit Fütterungsmanagement	7.172	6.237	5.635
ohne Fütterungsmanagement	7.513	7.326	6.012
Speicherdauer			
mit Fütterungsmanagement	0,5 h	3,0 h	6,0 h
ohne Fütterungsmanagement	0,0 h	1,7 h	16,0 h
Überbauung (Vielfaches von P_{Bem})			
mit Fütterungsmanagement	1,2	1,4	1,6
ohne Fütterungsmanagement	1,1	1,2	1,5

Tabelle 0-2: Optimierte Anlagenparameter für die Anlagenklasse BGA 250 in den Szenarien 40% EE, 60% EE und 80% EE.

	40% EE	60% EE	80% EE
Vollastbetriebsstunden			
mit Fütterungsmanagement	6.890	5.934	4.995
ohne Fütterungsmanagement	7.469	6.237	5.415
Speicherdauer			
mit Fütterungsmanagement	2,5 h	4,0 h	8,5 h
ohne Fütterungsmanagement	1,0 h	9,4 h	19,6 h
Überbauung (Vielfaches von P_{Bem})			
mit Fütterungsmanagement	1,3	1,5	1,8
ohne Fütterungsmanagement	1,2	1,4	1,6

Tabelle 0-3: Optimierte Anlagenparameter für die Anlagenklasse BGA 500 in den Szenarien 40% EE, 60% EE und 80% EE.

	40% EE	60% EE	80% EE
Vollastbetriebsstunden			
mit Fütterungsmanagement	6.357	5.293	4.362
ohne Fütterungsmanagement	6.620	5.392	4.743
Speicherdauer			

mit Fütterungsmanagement	3,5 h	5,0 h	13,5 h
ohne Fütterungsmanagement	7,4 h	16,0 h	29,5 h
Überbauung (Vielfaches von P_{Bem})			
mit Fütterungsmanagement	1,4	1,7	2,0
ohne Fütterungsmanagement	1,3	1,6	1,8

Tabelle 0-4: Optimierte Anlagenparameter für die Anlagenklasse BGA 1000 in den Szenarien 40% EE, 60% EE und 80% EE.

	40% EE	60% EE	80% EE
Vollastbetriebsstunden			
mit Fütterungsmanagement	5.115	4.861	4.043
ohne Fütterungsmanagement	5.986	4.830	4.250
Speicherdauer			
mit Fütterungsmanagement	4,6 h	6,9 h	20,0 h
ohne Fütterungsmanagement	13,3 h	20,8 h	39,0 h
Überbauung (Vielfaches von P_{Bem})			
mit Fütterungsmanagement	1,7	1,8	2,2
ohne Fütterungsmanagement	1,5	1,8	2,1

Tabelle 0-5: Optimierte Anlagenparameter für die Anlagenklasse BGA 2000 in den Szenarien 40% EE, 60% EE und 80% EE.

	40% EE	60% EE	80% EE
Vollastbetriebsstunden			
mit Fütterungsmanagement	4.544	3.777	3.621
ohne Fütterungsmanagement	5.005	3.943	3.501
Speicherdauer			
mit Fütterungsmanagement	8,0 h	11,0 h	22,8 h
ohne Fütterungsmanagement	17,0 h	24,4 h	43,4 h
Überbauung (Vielfaches von P_{Bem})			
mit Fütterungsmanagement	1,9	2,3	2,4
ohne Fütterungsmanagement	1,8	2,2	2,5

Tabelle 0-6: Optimierte Anlagenparameter für Biomethan-BHKW in den Szenarien 40% EE, 60% EE und 80% EE.

	40% EE	60% EE	80% EE
Vollastbetriebsstunden	4.167	3.168	2.102
Überbauung (Vielfaches von P_{Bem})	2,1	2,8	4,2