

**Vorbereitung und Begleitung der Erstellung des
Erfahrungsberichts 2014
gemäß § 65 EEG**

**im Auftrag des
Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie**

Vorhaben I

**Spartenübergreifende und integrierende Themen sowie
Stromerzeugung aus Klär-, Deponie- und Grubengas**

Wissenschaftlicher Bericht

Projektleitung:

Maik Schmidt
Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung
Baden-Württemberg (ZSW)



Juli 2014





Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW)
Industriestraße 6,
D-70565 Stuttgart

Projektleitung: Maike Schmidt

Stuttgart, Heidelberg, Teltow, Hannover
Juli 2014

Auftraggeber: **Bundesministerium für Wirtschaft und Energie** Scharnhorststr. 34-37
10115 Berlin

Auftragnehmer: **Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW)** Industriestraße 6
70565 Stuttgart



Projektleitung:
Maike Schmidt

Bearbeiter:
Henning Jachmann
Thorsten Rüter
Tobias Kelm

Unterauftragnehmer: **Ingenieurbüro für neue Energien (IfnE)** Bertholdstraße 24
14513 Teltow



Projektleitung:
Dr. Bernd Wenzel

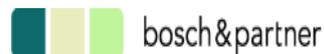
Unterauftragnehmer: **Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg GmbH (IFEU)** Wilckensstraße 3
69120 Heidelberg



Projektleitung:
Dr. Martin Pehnt

Bearbeiter:
Dr. Lars-Arvid Brischke
Florian Herbert

Unterauftragnehmer: **Bosch & Partner GmbH** Lister Damm
48155 Münster



Projektleitung:
Dr. Dieter Günnewig

Bearbeiter:
Sebastian Dijks
Sven Schicketanz



Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis	VI
Tabellenverzeichnis.....	X
1 Einleitung	1
2 Spartenübergreifende und integrierende Themen	3
2.1 Szenarienbasierte Einordnung der zukünftigen Entwicklung der Stromerzeugung im Rahmen des EEG	3
2.2 Auswirkungen auf EEG-Vergütungen, -Differenzkosten und -Umlage sowie weitere ökonomische Wirkungen des EEG.....	8
2.2.1 Kostenwirkungen.....	8
2.2.2 Nutzenwirkungen	14
2.3 Wirkungen des EEG auf Klimaschutz und Ressourcenschonung sowie Natur und Landschaft.....	18
2.3.1 Wirkungen des Ausbaus der erneuerbaren Stromerzeugung auf den Klimaschutz und Ressourcenschonung.....	18
2.3.2 Wirkungen des Ausbaus der erneuerbaren Stromerzeugung auf Natur und Landschaft.....	22
2.3.3 Biomasseanbau	24
2.3.4 Windenergie an Land	26
2.3.5 Windenergie auf See.....	27
2.3.6 Photovoltaik-Freifläche.....	28
2.3.7 Wasserkraft.....	30
3 Stromerzeugung aus Klär-, Deponie- und Grubengas	33
3.1 Bisherige Regelung.....	33
3.1.1 Klärgas.....	33
3.1.2 Deponiegas.....	33
3.1.3 Grubengas	34
3.2 Stand der Marktentwicklung	34
3.2.1 Entwicklung von Klär-, Deponie- und Grubengas	34
3.2.1.1 Stromerzeugung.....	34
3.2.1.2 EEG-Zubau an installierter Leistung	37
3.2.2 Klärgas.....	38
3.2.2.1 Rechtlicher Rahmen	38
3.2.2.2 Aufkommen und Verwendung.....	39
3.2.2.3 Stromerzeugung.....	40
3.2.2.4 Installierte Leistung.....	41
3.2.2.5 Potenziale.....	42
3.2.3 Deponiegas.....	43
3.2.3.1 Rechtlicher Rahmen	43
3.2.3.2 Aufkommen und Verwendung.....	44
3.2.3.3 Stromerzeugung	46
3.2.3.4 Installierte Leistung.....	46
3.2.3.5 Potenziale.....	47



3.2.4	Grubengas	47
3.2.4.1	Aufkommen und Verwendung.....	47
3.2.4.2	Stromerzeugung	48
3.2.4.3	Installierte Leistung.....	49
3.2.4.4	Potenziale.....	50
3.2.5	Fazit	50
3.3	Entwicklung der Stromerzeugungskosten	51
3.3.1	Grundlagen	51
3.3.1.1	Methodik.....	51
3.3.1.2	Netzanschlusskosten.....	51
3.3.1.3	Laufende Kosten / Betriebskosten	51
3.3.1.4	Finanzierungsbedingungen	52
3.3.1.5	Preisentwicklung /-änderungsraten.....	52
3.3.1.6	Komponentennutzungsdauern.....	52
3.3.2	Modellfälle Klärgas.....	52
3.3.2.1	Systemgrenze	52
3.3.2.2	Stromgestehungskosten	54
3.3.2.3	Erweiterte Wirtschaftlichkeitsbetrachtung	56
3.3.2.4	Umstellung und Nachrüstung von kleinen Kläranlagen	57
3.3.2.5	Zusammenfassung	59
3.3.3	Modellfälle Deponiegas	60
3.3.3.1	Systemgrenze	60
3.3.3.2	Stromgestehungskosten	62
3.3.3.3	Erweiterte Wirtschaftlichkeitsbetrachtung	67
3.3.3.4	Zusammenfassung	69
3.3.4	Modellfälle Grubengas	70
3.3.4.1	Systemgrenze	70
3.3.4.2	Stromgestehungskosten	71
3.3.4.3	Erweiterte Wirtschaftlichkeitsbetrachtung	74
3.3.4.4	Zusammenfassung	76
3.4	Zukünftige Herausforderungen.....	76
3.4.1	Klärgas.....	76
3.4.2	Deponiegas.....	78
3.4.3	Grubengas	79
3.5	Handlungsempfehlungen	80
3.5.1	Übergreifende Bewertung	80
3.5.2	Klärgas.....	81
3.5.3	Deponiegas.....	82
3.5.4	Grubengas	82
3.5.5	Degression.....	83
4	Gemeinsames Analyseraster – Stromgestehungskosten und Wirtschaftlichkeit erneuerbarer Energien.....	83
	Literaturverzeichnis.....	86



Abbildungsverzeichnis

Abbildung 2-1: Entwicklung der EEG-Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien bis 2020 gemäß Referenzszenario; Zusammensetzung der Stromerzeugung im Zieljahr.....	4
Abbildung 2-2: Erneuerbarer Anteil am Bruttostromverbrauch bis 2013 (vorläufig) und Zielkorridor der EEG-Novelle bis 2035.....	6
Abbildung 2-3: Entwicklung der EEG-Differenzkosten 2001 bis 2012, Prognose für 2013 und 2014 [5].....	10
Abbildung 2-4: Entwicklung der EEG-Umlage 2001 bis 2012, Prognose der ÜNB für 2013 und 2014 [5].....	12
Abbildung 2-5: Entwicklung der EEG-Kernumlage für die Bestandsanlagen, die bis Ende 2013 in Betrieb gegangen sind, Modellrechnung ab 2013, [5] und eigene Berechnungen.....	13
Abbildung 2-6: Entwicklung der Bruttobeschäftigungseffekte in der heimischen EE-Branche insgesamt (links) sowie die durch das EEG-induzierten Beschäftigungseffekte von 2007 bis 2013 [].	17
Abbildung 2-7: Entwicklung der durch EE insgesamt, durch EE-Strom (außer EEG) und durch EEG-Förderung vermiedenen THG-Emissionen von 2009 bis 2012.....	22
Abbildung 3-8: Gesamt-Stromerzeugung aus Klär-, Deponie- und Grubengas in Deutschland [eigene Darstellung mit Daten aus [5],[],[]].	35
Abbildung 3-9: Entwicklung der Gesamt-Stromerzeugung aus Klär-, Deponie- und Grubengas im Vergleich zum jeweiligen Vorjahr in GWh [eigene Darstellung mit Daten [5],[19],[20] und eigenen Berechnungen].	36
Abbildung 3-10: Entwicklung der EEG-Stromerzeugung aus Klär-, Deponie- und Grubengas, gegliedert in die Anteile Direktvermarktung und EEG-Stromeinspeisung in GWh [eigene Darstellung mit Daten aus [21]].	37
Abbildung 3-11: Entwicklung der EEG-Vergütung für Klär-, Deponie- und Grubengas nach dem EEG in Mio. Euro [eigene Darstellung mit Daten aus [21]].	37
Abbildung 3-12: Jährlicher Zubau an installierter Leistung für Klär-, Deponie- und Grubengas (EEG gefördert)[eigene Darstellung mit Daten aus []].	38
Abbildung 3-13: Klärgasaufkommen in den Jahren 2003 bis 2011 und Angaben zu den verschiedenen Nutzungspfaden [eigene Darstellung mit Daten aus [24]].	39
Abbildung 3-14: Klärgaseinsatz in KWK-Anlagen und Stromerzeugung [eigene Darstellung mit Daten aus [24], eigene Berechnungen].	40
Abbildung 3-15: Stromerzeugung und Netzeinspeisung ins öffentliche Stromnetz aus Klärgas [eigene Darstellung mit Daten aus [5] und [24]]	41



Abbildung 3-16: Installierte Gesamtleistung und EEG-Zubau an installierter Leistung für Klärgas [eigene Darstellung mit Daten aus [5] und [21]].	42
Abbildung 3-17: Deponiegasaufkommen und –verwendung für Deponien in der Ablagerungs- und Stilllegungsphase gegliedert nach Eigenverbrauch auf der Deponie, Abgabe an EVU, Abgabe sonstige sowie Fackelverluste [eigene Darstellung mit Daten aus [27], eigene Berechnungen].	45
Abbildung 3-18: Deponiegasverwendung (Basisjahr 2010) unterteilt in Deponien, die sich in der Ablagerungs- und Stilllegungsphase sowie in der Nachsorgephase befinden [Eigene Darstellung mit Daten aus [27], eigene Berechnungen].	45
Abbildung 3-19: Stromerzeugung aus Deponiegas [eigene Darstellung mit Daten aus [29]].	46
Abbildung 3-20: Installierte Gesamtleistung und EEG-Zubau an installierter Leistung für Deponiegas [eigene Darstellung mit Daten aus [29] und [21]].	46
Abbildung 3-21: Grubengasaufkommen und Stromerzeugung in Nordrhein-Westfalen (NRW) mit Angabe der rechnerischen elektrischen Nutzungsgrade der Anlagentechnik [eigene Darstellung mit Daten aus [19], eigene Berechnungen].	Fehler! Textmarke nicht definiert.
Abbildung 3-22: Stromerzeugung aus Grubengas in Nordrhein-Westfalen und im Saarland [Eigene Darstellung mit Daten aus GVSt 2013].	48
Abbildung 3-23: Stromerzeugung aus Grubengas in Nordrhein-Westfalen (NRW) unterteilt in inaktiven und aktiven Steinkohlebergbau [eigene Darstellung mit Daten aus [19]].	49
Abbildung 3-24: Installierte Gesamtleistung und EEG-Zubau an installierter Leistung für Grubengas [eigene Darstellung mit Daten aus [20] und [21]].	49
Abbildung 3-25: Darstellung der Systemgrenze für die Modellfälle der Klärgas-BHKW [Graphik von Pro2 Anlagentechnik mit Ergänzung der Systemgrenze].	53
Abbildung 3-26: Stromgestehungskosten für Klärgas-BHKW mit $P_{el} = 50$ kW (1 Gasmotor á 50 kW) unter Variation der Volllaststunden und der Investitionskosten von 80 % bis 120 % in Bezug auf den Referenzfall (Modell K1.1).	54
Abbildung 3-27: Stromgestehungskosten für Klärgas-BHKW mit $P_{el} = 200$ kW (1 Gasmotor á 200 kW) unter Variation der Volllaststunden und der Investitionskosten von 80 % bis 120 % in Bezug auf den Referenzfall (Modell K2.1).	55
Abbildung 3-28: Stromgestehungskosten für Klärgas-BHKW mit $P_{el} = 500$ kW (2 Gasmotoren á 250 kW) unter Variation der Volllaststunden und der Investitionskosten von 80 % bis 120 % in Bezug auf den Referenzfall (Modell K3.1).	55
Abbildung 3-29: Stromgestehungskosten für Klärgas-BHKW mit $P_{el} = 1.500$ kW (3 Gasmotoren á 500 kW) unter Variation der Volllaststunden und der	



Investitionskosten von 80 % bis 120 % in Bezug auf den Referenzfall (Modell K4.1). Je nach Volllaststunden variiert der EEG-Vergütungssatz zwischen 6,11 und 6,26 Cent/kWh.	56
Abbildung 3-30: Wirtschaftlichkeitsbetrachtung ohne EEG für Klärgas-BHKW mit 50 kW, 200 kW und 500 kW mit Vergleich der Barwerte der Kosten und Erlöse über die Nutzungsdauer von 20 Jahren.	57
Abbildung 3-31: Projektkostenbarwertevergleich in Abhängigkeit der angeschlossenen Einwohnerwerte einer Kläranlage und unterschiedlichen Preissteigerungsraten für die Energie- und Entsorgungskosten für die Verfahrensvarianten aerobe bzw. anaerobe Schlammstabilisierung [32].	58
Abbildung 3-32: Darstellung der Systemgrenze für die Modellfälle der Deponiegas-BHKW [Graphik von Pro2 Anlagentechnik mit Ergänzung der Systemgrenze].....	61
Abbildung 3-33: Stromgestehungskosten für Deponiegas-BHKW mit $P_{el} = 50$ kW (1 Gasmotor á 50 kW) unter Variation der Volllaststunden und der Investitionskosten von 80 % bis 120 % in Bezug auf den Referenzfall (Modell D1.1, Stromerzeugung -3 %/a).....	62
Abbildung 3-34: Stromgestehungskosten für Deponiegas-BHKW mit $P_{el} = 50$ kW (1 Gasmotor á 50 kW) unter Variation der Volllaststunden und der Investitionskosten von 80 % bis 120 % in Bezug auf den Referenzfall (Modell D1.2, Stromerzeugung -1 %/a).....	63
Abbildung 3-35: Stromgestehungskosten für Deponiegas-BHKW mit $P_{el} = 200$ kW (1 Gasmotor á 200 kW) unter Variation der Volllaststunden und der Investitionskosten von 80 % bis 120 % in Bezug auf den Referenzfall (Modell D2.1, Stromerzeugung -3 %/a).....	64
Abbildung 3-36: Stromgestehungskosten für Deponiegas-BHKW mit $P_{el} = 200$ kW (1 Gasmotor á 200 kW) unter Variation der Volllaststunden und der Investitionskosten von 80 % bis 120 % in Bezug auf den Referenzfall (Modell D2.2, Stromerzeugung -1 %/a).....	64
Abbildung 3-37: Stromgestehungskosten für Deponiegas-BHKW mit $P_{el} = 500$ kW (2 Gasmotoren á 250 kW) unter Variation der Volllaststunden und der Investitionskosten von 80 % bis 120 % in Bezug auf den Referenzfall (Modell D3.1, Stromerzeugung -3 %/a).....	65
Abbildung 3-38: Stromgestehungskosten für Deponiegas-BHKW mit $P_{el} = 500$ kW (2 Gasmotoren á 250 kW) unter Variation der Volllaststunden und der Investitionskosten von 80 % bis 120 % in Bezug auf den Referenzfall (Modell D3.2, Stromerzeugung -1 %/a).....	66
Abbildung 3-39: Stromgestehungskosten für Deponiegas-BHKW mit $P_{el} = 1.500$ kW (3 Gasmotoren á 500 kW) unter Variation der Volllaststunden und der Investitionskosten von 80 % bis 120 % in Bezug auf den Referenzfall (Modell D4.1, Stromerzeugung -3 %/a). Je nach Volllaststunden variiert der EEG-Vergütungssatz zwischen 6,98 und 7,57 Cent/kWh...	67



Abbildung 3-40: Stromgestehungskosten für Deponiegas-BHKW mit $P_{el} = 1.500$ kW (3 Gasmotoren á 500 kW) unter Variation der Volllaststunden und der Investitionskosten von 80 % bis 120 % in Bezug auf den Referenzfall (Modell D4.2, Stromerzeugung -1 %/a). Je nach Volllaststunden variiert der EEG-Vergütungssatz zwischen 6,98 und 7,57 Cent/kWh...	67
Abbildung 3-41: Wirtschaftlichkeitsbetrachtung ohne EEG für Deponiegas-BHKW mit 50 kW, 200 kW und 500 kW mit Vergleich der Barwerte der Kosten und Erlöse über die Nutzungsdauer von 20 Jahren (Stromerzeugung - 3 %/a).....	68
Abbildung 3-42: Wirtschaftlichkeitsbetrachtung ohne EEG für Deponiegas-BHKW mit 50 kW, 200 kW und 500 kW mit Vergleich der Barwerte der Kosten und Erlöse über die Nutzungsdauer von 20 Jahren (Stromerzeugung - 1 %/a).....	69
Abbildung 3-43: Darstellung der Systemgrenze für die Modellfälle der Grubengas-BHKW [Graphik von Pro2 Anlagentechnik mit Ergänzung der Systemgrenze].....	71
Abbildung 3-44: Stromgestehungskosten für Grubengas-BHKW mit $P_{el} = 500$ kW (2 Gasmotoren á 250 kW) unter Variation der Volllaststunden und der Investitionskosten von 80 % bis 120 % in Bezug auf den Referenzfall (Modell G1.1).....	72
Abbildung 3-45: Stromgestehungskosten für Grubengas-BHKW mit $P_{el} = 1.500$ kW (3 Gasmotoren á 500 kW) unter Variation der Volllaststunden und der Investitionskosten von 80 % bis 120 % in Bezug auf den Referenzfall (Modell G2.1). Je nach Volllaststunden variiert der EEG-Vergütungssatz zwischen 6,17 und 6,82 ct/kWh.....	73
Abbildung 3-46: Stromgestehungskosten für Grubengas-BHKW mit $P_{el} = 2.500$ kW (5 Gasmotoren á 500 kW) unter Variation der Volllaststunden und der Investitionskosten von 80 % bis 120 % in Bezug auf den Referenzfall (Modell G3.1). Je nach Volllaststunden variiert der EEG-Vergütungssatz zwischen 5,64 und 6,04 ct/kWh.....	74
Abbildung 3-47: Wirtschaftlichkeitsbetrachtung ohne EEG für Grubengas-BHKW mit 500 kW, 1.500 kW und 2.500 kW mit Vergleich der Barwerte der Kosten und Erlöse über die Nutzungsdauer von 20 Jahren (hier: keine Abwärmenutzung und damit auch kein KWK-Zuschlag).	75
Abbildung 3-48: Wirtschaftlichkeitsbetrachtung ohne EEG für Grubengas-BHKW mit 500 kW, 1.500 kW und 2.500 kW mit Vergleich der Barwerte der Kosten und Erlöse über die Nutzungsdauer von 20 Jahren (hier: 100 % Abwärmenutzung und KWK-Zuschlag).	75



Tabellenverzeichnis

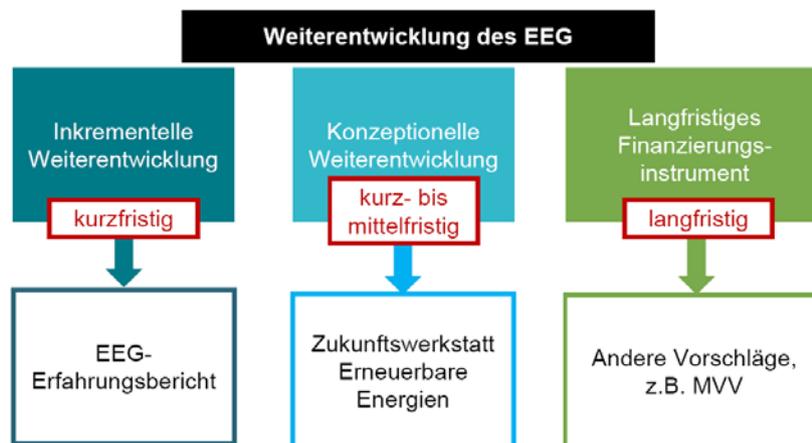
Tabelle 2-1:	Eckdaten des Referenzszenarios; Ausgangs- und Zielwerte.	4
Tabelle 2-2:	Substitutionsfaktoren fossiler Energieträger zur Stromerzeugung durch erneuerbare Energien nach EE-Sparten für die Jahre 2011 und 2012.	19
Tabelle 2-3:	THG-Vermeidungsfaktoren, EEG-geförderte Strommengen und damit vermiedene THG-Emissionen im Jahr 2011 (eigene Berechnungen auf Basis von [14,16] sowie Vorhaben Ila Biomasse).	20
Tabelle 2-4:	THG-Vermeidungsfaktoren, EEG-geförderte Strommengen und damit vermiedene THG-Emissionen im Jahr 2012 (eigene Berechnungen auf Basis von [15,17]).	21
Tabelle 3-5:	EEG-Vergütung für Strom aus Klärgas gemäß § 25 EEG.	33
Tabelle 3-6:	EEG-Vergütung für Strom aus Deponiegas gemäß § 24 EEG.	34
Tabelle 3-7:	EEG-Vergütung für Strom aus Grubengas gemäß § 26 EEG.	34
Tabelle 3-8:	Modellfälle der Klärgas-BHKW mit Angabe der Leistungsklasse und der Staffelung der Gasmotoren.	53
Tabelle 3-9:	Zusammenfassung der Stromgestehungskosten für die Modellfälle von Klärgas.	60
Tabelle 3-10:	Modellfälle der Deponiegas-BHKW mit Angabe der Leistungsklasse und der Staffelung der Gasmotoren.	61
Tabelle 3-11:	Zusammenfassung der Stromgestehungskosten für die Modellfälle von Deponiegas.	70
Tabelle 3-12:	Modellfälle der Deponiegas-BHKW mit Angabe der Leistungsklasse und der Staffelung der Gasmotoren.	71
Tabelle 3-13:	Zusammenfassung der Stromgestehungskosten für Grubengas.	76
Tabelle 4-14:	Zusammenstellung der für den EEG-Erfahrungsbericht 2014 verwendeten Kalkulationszinssätze nach Sparten.	84



1 Einleitung

Der vorliegende wissenschaftliche Bericht des koordinierenden Vorhabens I verfolgt in erster Linie das Ziel, eine belastbare, wissenschaftlich fundierte und qualitativ hochwertige Informationsbasis als Grundlage für die Erfüllung der Berichtspflichten des BMU zu schaffen. Er dient gemeinsam mit den entsprechenden wissenschaftlichen Berichten der Kategorie-I-Vorhaben (IIa-e, III und IV) sowie den zur Verfügung stehenden Ergebnissen der Kategorie-II-Vorhaben als wissenschaftlich fundierte Entscheidungsgrundlage für die EEG-Reform 2014.

Im Hinblick auf die Weiterentwicklung des EEG wurde und wird in der öffentlichen Diskussion die Zukunftsfähigkeit des bestehenden Fördersystems grundlegend in Frage gestellt. Es mehrten sich die Stimmen, die einen Übergang zu einem marktorientierteren Förderrahmen ohne administrative Preisbestimmung fordern. Hier wurden von verschiedener Seite die unterschiedlichsten Vorschläge für die zukünftige Ausgestaltung der Förderung der erneuerbaren Energien eingebracht, wie die folgende Abbildung schematisch zeigt.



Eine Analyse der möglichen Optionen der Weiterentwicklung des Förderinstrumentariums für die erneuerbaren Energien ebenso wie dessen Auswirkungen auf das Gesamtsystem aus den verschiedensten Blickwinkeln ist Gegenstand des vom Bundesumweltministerium in Auftrag gegebenen Vorhabens „Zukunftswerkstatt Erneuerbare Energien“, das nun nach Übernahme durch das Bundeswirtschaftsministerium weitergeführt wird. Hierin werden Weiterentwicklungsvorschläge für sämtliche Zeithorizonte entwickelt und auch Vorschläge anderer entsprechend untersucht und bewertet.

Im Rahmen der wissenschaftlichen Arbeiten dieses Vorhabens, das ursprünglich zur Vorbereitung und Begleitung der Erstellung des Erfahrungsberichts 2014 dienen sollte, lag der Schwerpunkt dagegen auf der Entwicklung konkreter Handlungsempfehlungen zur inkrementellen Weiterentwicklung des bestehenden Förderinstruments. Der Bedarf für diese inkrementelle Anpassungen blieb auch für die aktuelle EEG-Reform teilweise

bestehen, da auch Anpassungen des bestehenden Systems, insbesondere der Vergütungsvorschriften, übergangsweise oder auch zur Ausgestaltung und Einführung neuer Instrumentarien benötigt wurden.

Der vorliegende wissenschaftliche Bericht enthält insbesondere eine detaillierte Darstellung des Arbeitspakets IV, der Entwicklung der Stromerzeugung aus Klär-, Deponie- und Grubengas, wobei hier die Datenlage eine Aktualisierung auf das Jahr 2013 leider nicht zuließ. Zuvor wird ein Überblick über spartenübergreifenden Themen gegeben. Hier wurde insbesondere das Basisszenario für den Ausbau der erneuerbaren Energien an die Entwicklung im Jahr 2012 angepasst um für die Kostenanalysen, die im Rahmen der Zukunftswerkstatt Erneuerbare Energien erfolgten, eine mit dem Auftraggeber abgestimmte Basis zur Verfügung stellen zu können. Auf Wunsch des Auftraggebers wurde das Szenario ausschließlich für die Arbeiten der Zukunftswerkstatt verwendet und lediglich dem wissenschaftlichen Konsortium der Zukunftswerkstatt sowie dem Auftraggeber zugänglich gemacht. Anknüpfend hieran erfolgt eine Einordnung des im EEG 2014 definierten Ausbaukorridors vor dem Hintergrund der bisherigen Entwicklung und der bestehenden Ausbau- sowie Klimaschutzziele.

Weiterhin wurden im Rahmen der wissenschaftlichen Arbeiten die ökonomischen Wirkungen des EEG analysiert bzw. die bestehenden Analysen ausgewertet. Schwerpunkt ist dabei die Darstellung der Entwicklung der EEG-Differenzkosten bzw. der EEG-Umlage, was mit dem Rechenmodell KodEGG erfolgt. Der Fokus liegt hierbei auf der Entwicklung der Differenzkosten des bis Ende 2013 installierten Anlagenbestands, um Aussagen darüber zu treffen, welche Vergütungsverpflichtungen bis Jahresende 2013 eingegangen wurden und daher auch bei einer Änderung des Förderregimes weiterhin von der Gesellschaft zu tragen sein werden. Daneben werden weitere ökonomische Effekte wie Beschäftigungswirkungen und Verteilungswirkungen (Besondere Ausgleichsregelung, Merit-Order-Effekt etc.) kurz dargestellt. Ergänzt wird dies durch die Analyse der Klimaschutzwirkungen und weiterer ökologischer Aspekte, die durch den Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugung berührt sind. Eine Kurzbeschreibung des Analyserasters, das den Spartenvorhaben Ila-e auftragsgemäß zum 31.12.2012 zur einheitlichen Berechnung der Stromerzeugungskosten der Verfügung gestellt wurde schließt die Arbeiten dieses wissenschaftlichen Berichts des Vorhaben I ab.

Aufgrund der politischen Bedeutung und des gesetzlich vorgegebenen Verfahrens wurden die Arbeiten des Vorhabens politikbegleitend durchgeführt. Dies bedeutete eine enge Abstimmung mit dem Auftraggeber ebenso wie die entsprechende Aufnahme und Bearbeitung unterschiedlicher Positionen zu einzelnen Fragestellungen, die sowohl in der Fachwelt als auch im politischen Raum diskutiert werden.



2 Spartenübergreifende und integrierende Themen

2.1 Szenarienbasierte Einordnung der zukünftigen Entwicklung der Stromerzeugung im Rahmen des EEG

Da erst zum 30. September 2013 ein neues Vorhaben „Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der Erneuerbaren Energien in Deutschland unter besonderer Berücksichtigung der nachhaltigen Entwicklung sowie regionaler Aspekte“ vergeben wurde, dass den zukünftigen Ausbau der erneuerbaren Energien analysiert und im Kontext des gesamten Energiesystems modelliert, sind erste Szenarienergebnisse erst in der zweiten Hälfte des Jahres 2014 zu erwarten. Dagegen wurden die Ergebnisse der Langfristszenarien (Leitstudie 2011) [1] teilweise bereits durch die eingetretenen Entwicklungen überholt. Daher war es insbesondere zur Unterstützung der Arbeiten des laufenden Vorhabens „Zukunftswerkstatt Erneuerbare Energien“ erforderlich, einen zukünftigen Ausbaupfad für die einzelnen Sparten der erneuerbaren Energien im Rahmen eines neuen Szenarios zu skizzieren. Daher wurde seitens des koordinierenden Vorhabens in Abstimmung mit dem Auftraggeber ein Referenzausbaupfad definiert, dessen Technologieportfolio sich weiterhin sehr eng am BMU-Leitszenario 2011 orientiert, dieses aber insbesondere bezüglich der Ausbauzahlen 2011 und 2012 aktualisiert. Der Ausbaupfad des Referenzszenarios unterstellt im Bereich Offshore-Wind ein Erreichen des Ausbauziels von 10 GW bis 2020, wohl wissend, dass dies aufgrund der bekannten Verzögerungen im Offshore-Wind-Ausbau aus heutiger Sicht als wenig wahrscheinlich einzustufen ist. Dieser ambitionierte Offshore-Ausbau wird im Referenzszenario durch den Ausbau der Windenergieleistung an Land auf rund 45 GW und der Photovoltaikleistung auf 52 GW ergänzt. Das Referenzszenario stellt damit in den Bereichen Wind an Land und Photovoltaik kein Maximalszenario dar.

Der TechnologiemiX des Referenzszenarios wird außerdem durch Wasserkraft, Biomasse, sonstige Gase und Geothermie ergänzt, deren Zubau weitestgehend dem Leitszenario 2011 entspricht. Für etwaige Kostenabschätzungen sind dabei lediglich diejenigen Anlagen relevant, die eine EEG-Vergütung erhalten. Insbesondere in den Sparten Biomasse und Wasserkraft sind auch außerhalb des EEG-Vergütungssystems nennenswerte Erzeugungskapazitäten vorhanden. Deren Stromerzeugung beeinflusst die Höhe der EEG-Differenzkosten jedoch nicht, weshalb sie im Rahmen der Untersuchung der EEG-Umlage nicht berücksichtigt werden. Für die EEG-relevante Stromerzeugung aus Biomasse wird im Referenzszenario näherungsweise unterstellt, dass ein Leistungszubau bis 2020 ausschließlich im Bereich Biogas erfolgt. Der Zubau der Jahre 2014 bis 2020 in den Sparten Biomasse, Wind und PV wird ausgehend von der voraussichtlich Ende 2013 installierten Leistung als konstanter jährlicher Nettozubau auf die Jahre verteilt (Tabelle 2-1).



Tabelle 2-1: Eckdaten des Referenzszenarios; Ausgangs- und Zielwerte.

Installierte Leistung [MW]	2012	2013	2020	Nettozubau p.a. 2014-2020	Stromerzeugung 2020 [GWh]
Wasserkraft (EEG)	1.184	1.206	1.451	26-44	6.717
Gase	466	454	341	-	883
Biomasse (EEG)	4.862	5.038	6.270	176	42.849
davon Biogas	3.246	3.404	4.510	158	32.396
Geothermie	27	40	300	17 – 64	1.658
Wind Land	31.042	32.842	44.792	1.700	85.268
Wind Offshore	280	1.495	10.000	1.215	37.271
Photovoltaik	32.641	37.641	51.998	2.051	49.900
SUMME	70.501	78.716	119.662	~5.200	224.546

Insgesamt betrachtet stellt das Referenzszenario durch das Erreichen des Ausbauziels im Offshore-Bereich bei gleichzeitig ambitioniertem Biogasausbau aus Kostensicht ein Maximalszenario dar. Dieses Maximalszenario wird aller Voraussicht nach auch ohne Anpassung der Rahmenbedingungen mit dem Ziel der Steuerung des Technologiemies in dieser Ausprägung nicht eintreten. Vor dem Hintergrund der im Vergleich zu den anderen Technologien hohen spezifischen Stromgestehungskosten (und damit Förderhöhe) dieser beiden Technologien stellen die für das Referenzszenario berechneten Kosten daher den Maximalwert der möglichen Kostenbandbreite dar.

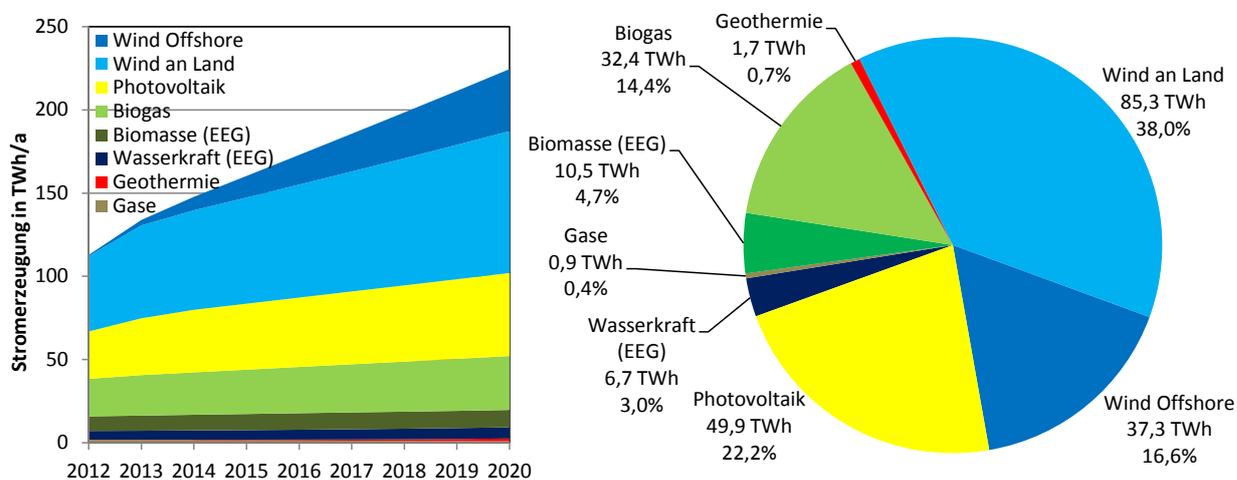


Abbildung 2-1: Entwicklung der EEG-Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien bis 2020 gemäß Referenzszenario; Zusammensetzung der Stromerzeugung im Zieljahr.

Nach dem Referenzszenario wird im Jahr 2020 eine Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in Höhe von 247,5 TWh erreicht (davon knapp 225 TWh EEG-Strom, vgl. Abbildung 2-1). Dies entspricht bei einem unterstellten Bruttostromverbrauch von 564 TWh/a einem erneuerbaren Anteil von knapp 44 %. Auch bei einer Verfehlung der Stromeinspar-



ziele und einem gegenüber 2012 unveränderten Niveau des Bruttostromverbrauchs von rund 600 TWh würde durch die Umsetzung dieses Ausbaupfads das im EEG-formulierte Mindestziel von 35 % für die erneuerbare Stromerzeugung mit 41 % übererfüllt.¹

Ausbaupfad der erneuerbaren Energien im EEG 2014

An dieser Stelle sei darauf hingewiesen, dass diese Szenarienbetrachtungen ausschließlich zur Vorbereitung der EEG-Reform entwickelt und verwendet wurden, um eine Bewertung unterschiedlicher Ausbaupfade und Zubauoptionen vorzunehmen. In der Folge wurde ein zukünftiger Ausbaukorridor für die erneuerbaren Energien zur Stromerzeugung definiert, der im EEG 2014 (Stand: 8. April 2014) erstmals festgeschrieben wird. Hieran soll sich die Entwicklung der erneuerbaren Stromerzeugung zukünftig orientieren. Gemäß § 1 EEG soll der Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch bis 2025 auf 40 bis 45 % und bis 2035 auf 55 bis 60 % steigen. Erreicht werden sollen diese Ziele durch die Umsetzung der in § 3 EEG genannten Ausbaupfade für die einzelnen Technologien. So soll der jährliche Ausbau für Windenergie an Land 2.500 MW (netto), für Solarenergie 2.500 MW (brutto) und für Biomasse 100 MW (brutto) betragen. Für Windenergie auf See wird als Zielgröße eine installierte Leistung von 6.500 MW im Jahr 2020 und 15.000 MW im Jahr 2030 festgelegt. Dies entspricht einem durchschnittlichen, jährlichen Zubau von 800 bis 850 MW (netto) bis 2030. Für die Energieträger Wasser, Geothermie und Gase (Deponie-, Klär- und Grubengas) werden aufgrund des geringen Ausbaus der vergangenen Jahre und einer nicht zu erwartenden Entwicklungsdynamik keine Ausbauziele genannt.

Die Konzentration des Ausbaus auf die Energiequellen Wind an Land und Photovoltaik erfolgt aufgrund ihrer Kostenvorteile – sie gelten aktuell als die kostengünstigsten verfügbaren erneuerbaren Technologien zur Stromerzeugung. Diese Einschätzung trifft bei der ausschließlichen Betrachtung der reinen Stromerzeugungskosten definitiv zu, was direkte Auswirkungen auf die Höhe der Förderung im EEG-Regime hat. So ist es wahrscheinlich, dass durch die Fokussierung der neuen Ausbaupfade auf die Technologien mit niedrigen Stromerzeugungskosten, der weitere Kostenanstieg innerhalb des EEG-Regimes minimiert werden kann. Ob dieser Ansatz jedoch auch bei einer angemessenen Berücksichtigung der Kosten für die Systemintegration der fluktuierend einspeisenden Energiequellen kostenoptimal bleibt, scheint bislang weder ausreichend untersucht noch abschließend bewertbar. Daher bleibt zunächst abzuwarten, ob bzw. wie lange die Vorteile der geringeren Vergütungssätze von Wind an Land und Photovoltaik die perspektivisch stei-

¹ Da das Stromziel für die erneuerbaren Energien lediglich ein Teilziel zur Erreichung des Gesamtziels von 18 % des Bruttoendenergieverbrauchs bis 2020 darstellt – der Weg dorthin wurde durch den Nationalen Aktionsplan der Bundesregierung dokumentiert und entspricht im Wesentlichen dem Leitszenario 2010 des BMU – erscheint eine Übererfüllung im Strombereich aufgrund der fehlenden Potenziale und Dynamik in den Bereichen erneuerbare Wärme und Kraftstoffe erforderlich. Dies wurde im Rahmen der vorliegenden Sensitivitätsanalysen hinsichtlich der Kosten des Ausbaus der erneuerbaren Stromerzeugung nicht in Frage gestellt. Die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in 2020 von 247,5 TWh bleibt somit als Zielgröße unverändert.



genden Kosten für Netzausbau, Backup-Kraftwerke und Speicherung kompensieren können.

Der im EEG 2014 verankerte Ausbaupfad strebt insgesamt einen jährlichen, durchschnittlichen Ausbau von über 6.000 MW (brutto) an. In der Gesetzesbegründung findet sich der Hinweis, dass der Zuwachs der Stromerzeugung bei durchschnittlich 11 TWh liegen und sich damit auf dem Niveau der vergangenen fünf Jahre bewegen soll. Ein Vergleich mit der historischen Entwicklung zeigt, dass der geplante Ausbaukorridor ein ähnliches Tempo aufweist wie der bisherige Ausbau seit Einführung des EEG im Jahr 2000 (siehe Abbildung 2-2). Der durchschnittliche Anstieg des EE-Anteils am Bruttostromverbrauch beträgt in beiden Fällen ca. 1,5 Prozentpunkte pro Jahr. In der Abbildung wird weiterhin das Verhältnis zwischen den Zielen des EEG 2012 und dem neuen Ausbaukorridor deutlich. Während das EEG 2012 Mindestziele für 2020 (mind. 35 %) und 2030 (mind. 50 %) definierte, führt der Entwurf des EEG 2014 Ober- und Untergrenzen für die Jahre 2025 und 2035 ein. Entscheidender Unterschied ist, dass der neue Ausbaukorridor die Zieldefinition des EEG 2012 nicht als Mindestziel sondern als Mittelwert einer Zielspanne weiterführt. Das Ambitionsniveau, d. h. das jährliche, angestrebte Ausbautempo, bleibt dennoch mit 1,5 Prozentpunkten konstant.

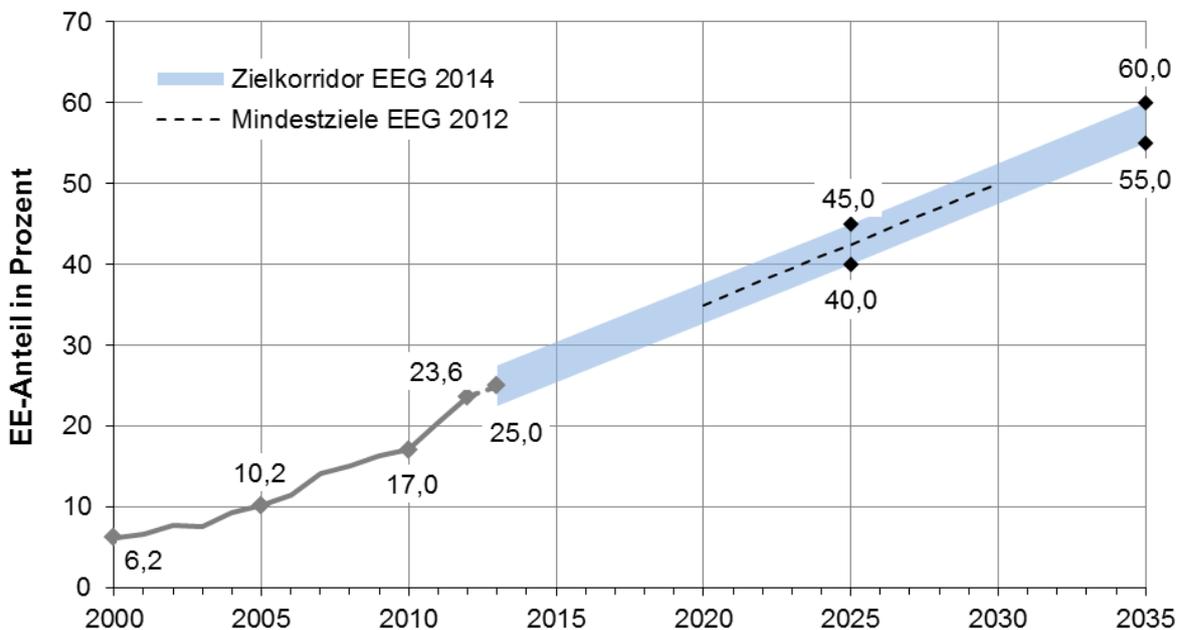


Abbildung 2-2: Erneuerbarer Anteil am Bruttostromverbrauch bis 2013 (vorläufig) und Zielkorridor der EEG-Novelle bis 2035.

Der Entwurf des EEG 2014 nennt zwar Ober- und Untergrenzen für die Ausbauziele als prozentuale Anteile, gibt jedoch keine Auskunft über die Höhe der Bezugsgröße, d. h. konkret über den zugrunde gelegten Bruttostromverbrauch. Dadurch ist eine Zieldiskussion auf Basis absoluter Werte schwierig. Unterstellt man beispielsweise einen auf heutigem Niveau konstant bleibenden Bruttostromverbrauch von 600 TWh, müsste die Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien im Jahr 2025 zwischen 240 und 270 TWh und im



Jahr 2035 zwischen 330 und 360 TWh liegen. Würden die im Energiekonzept seitens der Bundesregierung formulierten Effizienzziele erreicht und der Bruttostromverbrauch bis 2020 gegenüber 2008 um 10 % reduziert [2], wären die im EEG formulierten erneuerbaren Anteile mit geringerem Aufwand erreichbar.

Abweichend von den Energieträgern Photovoltaik und Biomasse wird der Ausbaupfad von Wind an Land als Nettoausbau definiert. In dieser Zielgröße wird der Ersatz von Altanlagen nicht als Zubau von Leistung berücksichtigt, wodurch der Bruttoausbau (der die gesamten Bauaktivitäten summiert) deutlich höher liegen kann als 2.500 MW pro Jahr.² Für die Solarenergie legt das EEG 2014 ebenfalls einen Ausbaupfad von 2.500 MW pro Jahr zugrunde, definiert diesen jedoch als Bruttoausbau. Im Jahr 2020 wäre demzufolge eine installierte Leistung von 52.000 MW und damit nach den aktuellen Regelungen das Ende der Photovoltaik-Förderung für Neuanlagen erreicht. Für die Zeit nach 2020 ist eine Evaluation erforderlich, innerhalb derer analysiert wird, ob und inwieweit ein weiterer Ausbau der Photovoltaik auf dem geplanten oder einem anderen Niveau auch ohne eine Förderung fortgesetzt werden kann.

Im EEG 2014 wird bereits darauf hingewiesen, dass im Rahmen der Ausschreibung, mittels derer ab 2017 die Höhe der Vergütungssätze ermittelt werden sollen, möglicherweise von den beschlossenen Ausbaumengen abgewichen werden muss. Denn zwingende Voraussetzung für eine erfolgreiche Ausschreibung ist, dass das an der Ausschreibung teilnehmende Projektvolumen (Angebot) die Ausschreibungsmenge (Nachfrage) übersteigt. Insbesondere für Wind an Land gilt noch zu klären, ob es ausreichend viele Standorte gibt, um einen Nettoausbau von 2.500 MW über einen längeren Zeitraum zu realisieren.

Vergleich der durchschnittlichen Vergütungssätze im EEG 2012 und EEG 2014

Der durchschnittliche Vergütungssatz für Neuanlagen, die 2015 unter dem EEG 2014-Regime in Betrieb gehen werden, beträgt 12,4 ct/kWh. Diese Schätzung beruht auf dem gewichteten Mittelwert der technologiespezifischen Vergütungssätze und dem jährlichen, Zuwachs der Stromerzeugung, der aus den Ausbaupfaden resultiert.³ Die Durchschnittsvergütung des Anlagenbestands liegt deutlich darüber. Auf Basis der „Prognose der EEG-Umlage 2013 nach AusglMechV“ der Übertragungsnetzbetreiber lässt sich ein durchschnittlicher Vergütungssatz von 17,2 ct/kWh berechnen [6]. Diesem liegen die Vergütungszahlungen an Anlagenbetreiber (inkl. den Börsenerlösen aus der Marktprämie) in

² Wird eine Nutzungsdauer von 20 Jahren unterstellt, beläuft sich der kumulierte Ersatzbau auf ca. 4 000 MW bis 2020 und ca. 16 000 MW bis 2025. Verteilt auf einzelne Jahre, betrüge der Bruttozubau bis 2020 über 3 000 MW pro Jahr und nach 2020 über 4 000 MW pro Jahr.

³ Für die einzelnen Technologien wurde unterstellt: Wind Offshore (3,2 TWh Zuwachs pro Jahr á 19,4 ct/kWh Vergütung), Wind an Land (5,3 TWh á 8,9 ct/kWh), Photovoltaik (2,4 TWh á 10,5 ct/kWh) und Biomasse (0,4 TWh á 15 ct/kWh).



Höhe von 22,8 Mrd. € und die prognostizierte Stromeinspeisung von 132,5 TWh (ohne Direktvermarktungsmengen nach § 33b Nr. 2 u. 3 EEG) zugrunde.

Ein Vergleich der Vergütungssätze von Neu- und Bestandsanlagen ist jedoch wenig aussagekräftig, weil die „teuren Jahrgänge“ 2009 bis 2011 das Bild verzerren. Ein isolierter Blick auf Neuanlagen zeigt, dass die Vergütungssätze bereits im EEG 2012 deutlich reduziert wurden. So weisen Neuanlagen, die 2013 in Betrieb gingen, einen durchschnittlichen Vergütungssatz einschließlich der Managementprämie von 14,6 ct/kWh auf (eigene Berechnungen auf Basis von [3]). Unter Verwendung des Trendszenarios der Mittelfristprognose bis 2018 hätten Neuanlagen im Jahr 2015 im Regime des EEG 2012 theoretisch eine Durchschnittsvergütung von 13,7 ct/kWh erhalten (eigene Berechnungen auf Basis von [4]). Mit dem Gesetzentwurf des EEG 2014 konnte die durchschnittliche Vergütung folglich weiter gesenkt werden. Die Einsparungen gegenüber dem EEG 2012 belaufen sich auf etwa 1,3 ct/kWh bzw. knapp 10 %.

2.2 Auswirkungen auf EEG-Vergütungen, -Differenzkosten und -Umlage sowie weitere ökonomische Wirkungen des EEG

In diesem Kapitel werden ausgewählte Kosten- und Nutzenwirkungen des Ausbaus der erneuerbaren Energien beschrieben. Während sich manche dieser Wirkungen und Effekte direkt dem EEG zuordnen lassen – beispielsweise die EEG-Differenzkosten – sind andere nur im gesamten Kontext der erneuerbaren Energien zu betrachten, so z. B. die vermiedenen Umweltschäden. Dabei ist die Unterscheidung zwischen systemanalytischen Kostenwirkungen und Verteilungseffekten entscheidend: In der tagespolitischen Diskussion über Kosten und Nutzen der erneuerbaren Energien im Allgemeinen sowie des EEG im Besonderen werden wenig fundierte gesamtwirtschaftliche Rechnungen aufgestellt, die häufig fälschlicherweise Brutto-, Netto- und Verteilungseffekte aggregieren und das Ergebnis als volkswirtschaftlichen Effekt der Energiewende interpretieren. Stattdessen kann nur eine volkswirtschaftliche Gesamtrechnung die auf Nettoeffekten basiert eine Gesamtaussage über Kosten und Nutzen der erneuerbaren Energien treffen. Dies können die folgenden Ausführungen jedoch in der Gesamtheit nicht leisten, so dass eine Aufrechnung hier vorgestellter Kosten- und Nutzenwirkungen nicht zulässig ist.

2.2.1 Kostenwirkungen

Der Fokus dieses Kapitels liegt auf den Kostenwirkungen des EEG. Die zentrale Größe für eine sachgerechte Einordnung der (Netto-) Kosten des EEG sind die sogenannten Differenzkosten. Sie beschreiben die Mehrkosten des EEG-Regimes gegenüber den Grenzkosten des fossilen Kraftwerksparks. Sie beschreiben folglich nicht die Mehrkosten eines regenerativen gegenüber einem konventionellen Energiesystem. Letzteres kann nur eine systemanalytische Betrachtung leisten, die die Stromgestehungskosten des regenerativen mit denen eines fossilen Kraftwerkspark auf Vollkostenbasis miteinander ver-



gleich. Deshalb schließt sich nach der Beschreibung der EEG-Differenzkosten und der EEG-Umlage eine Diskussion der systemanalytischen Differenzkosten an. Hierin werden ergänzend einige ausgewählte Kostenpositionen der Energiewende, beispielsweise der Netzausbau und das Einspeisemanagement, beschrieben.

Die Entwicklung der **EEG-Differenzkosten** ist in Abbildung 2-3 dargestellt.⁴ Sie berechnen sich aus den Vergütungszahlungen an die EEG-Anlagenbetreiber abzüglich der Verkaufserlöse des erneuerbaren Stroms an der Strombörse zuzüglich der Verwaltungskosten des EEG, die bei Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB) anfallen. Seit Einführung des EEG sind die Differenzkosten kontinuierlich gestiegen, von etwa 1,1 Mrd. € im Jahr 2001 auf ca. 17,2 Mrd. € im Jahr 2012 [5]. Der Verlauf beschreibt jedoch keineswegs einen linearen Anstieg, da sich die Differenzkosten allein zwischen 2009 (5,3 Mrd. €) und 2012 mehr als verdreifacht haben. Für 2013 prognostizieren die ÜNB einen weiteren Anstieg auf 20,4 Mrd. € und für 2014 auf 23,6 Mrd. € [6]. Ursächlich hierfür ist naturgemäß der Zubau von erneuerbaren Stromanlagen, gerade in der letzten Zeit spielen jedoch die fallenden Preise an der Strombörse eine ebenso entscheidende Rolle.

Während in den ersten Jahren des EEG vor allem Windenergieanlagen an Land sowie Biomasse-Heizkraftwerke auf Altholzbasis und folglich relativ kostengünstige Technologien zur erneuerbaren Stromerzeugung installiert wurden, entwickelten sich ab 2009 auch die Installationszahlen von Photovoltaik- und Biogasanlagen sehr dynamisch. Allein in den letzten vier Jahren betrug der Zubau der Photovoltaik (PV) über 25.000 MW. Dies hatte zur Folge, dass die jährlichen Differenzkosten der PV von ca. 2,7 Mrd. € auf über 7,9 Mrd. € in 2012 anstiegen [5]. Erst der atmende Deckel, welcher im Rahmen der PV-Novelle 2012 noch einmal verschärft und auf monatliche Basis umgestellt wurde, konnte die Ausbaudynamik verlangsamen. Mit einem Ausbau der installierten Leistung um 3.300 MW konnte 2013 erstmals der Zielkorridor der Bundesregierung von 2.500 bis 3.500 MW eingehalten werden [7]. Daneben hatte auch der Ausbau der Biomasse einen erheblichen Einfluss auf die Differenzkosten. Seit 2009 sind diese von 2,0 Mrd. € auf knapp 4,6 Mrd. € in 2012 gestiegen. Die Kostensteigerung kann nahezu ausschließlich dem Zubau von Biogasanlagen zugeordnet werden, weil die Stromerzeugung aus fester Biomasse seit 2009 nur geringfügig zugenommen hat und die Stromerzeugung aus flüssiger Biomasse sogar rückläufig war. Für den relativ starken Anstieg der Differenzkosten von Windenergie an Land zwischen 2009 und 2012 von 0,6 Mrd. € auf 2,9 Mrd. € sind neben einem moderaten jährlichen Nettozubau von durchschnittlich 1.800 MW vor allem zwei Effekte verantwortlich: Erstens waren die Windverhältnisse in 2009 sehr schwach, während in 2012 die Witterung dem langjährigen Mittel entsprach. Zweitens wurde 2012 die Marktprämie eingeführt, die bei Windanlagenbetreibern auf unerwartet großes Interesse stieß, so dass rund 80 % der Windenergieleistung von der Festvergütung in die

⁴ In den Jahren 2010 bis 2012 erfolgt die Komponentenzerlegung für die jahresscharfe Berechnung, für 2013 und 2014 werden die Bestandteile der Prognose der ÜNB dargestellt.



Marktprämie wechselte. Die Kosten stiegen durch die Zahlung der sogenannten Managementprämie um etwa 0,4 Mrd. €. Mit der Managementprämienverordnung 2012 konnte die Bundesregierung weitere Kostensteigerungen begrenzen, indem sie die Prämien für dargebotsabhängige Energieträger wie Wind und Sonne stark reduzierte.

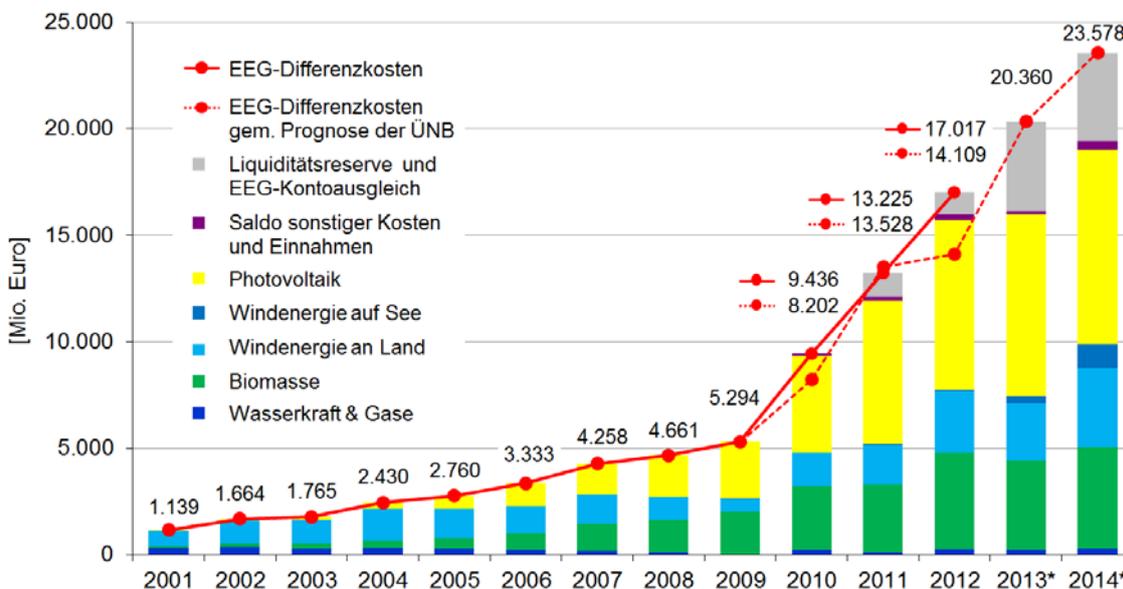


Abbildung 2-3: Entwicklung der EEG-Differenzkosten 2001 bis 2012, Prognose für 2013 und 2014 [5].

Betrachtet man nur die vergütungsbezogenen Differenzkosten 2012 von 16,3 Mrd. € (von insgesamt 17,0 Mrd. €), lassen sich folgende Kostenanteile der Energieträger feststellen: Photovoltaik hat einen Anteil von 49 %, gefolgt von Biomasse mit 29 %, Windenergie an Land und auf See kommen zusammen auf 19 %. Der Kostenanteil der Photovoltaik ist durch die sinkenden Vergütungssätze gegenüber dem Vorjahr um 6 Prozentpunkte gesunken.

Neben dem Ausbau der erneuerbaren Energien liegen die steigenden Differenzkosten auch in der Entwicklung des Börsenstrompreises (Phelix Spot Day-Ahead Base) begründet. Seit 2008 weist dieser einen permanenten Abwärtstrend auf und sank von durchschnittlich 65 €/MWh auf knapp 38 €/MWh im Jahr 2013. Dies hatte z. B. für das Jahr 2012 zur Folge, dass trotz größerer Verkaufsmengen die Verkaufserlöse des EEG-Stroms gegenüber 2011 nur noch geringfügig stiegen. So konnten die Einnahmen aus der Vermarktung nur um etwa 4 % von 4,4 Mrd. € auf 4,6 Mrd. € erhöht werden, obwohl die an der Strombörse vermarktete EEG-Strommenge um etwa 28 % von 91 TWh auf 117 TWh kletterte [5].

Gemäß den Vorgaben der Ausgleichsmechanismus-Verordnung (AusglMechV) berechnen die ÜNB seit 2010 die Differenzkosten für das Folgejahr (Abbildung 2-3, gestrichelte Linie). Der Verlauf der ex-post berechneten, jahresscharfen Differenzkosten zeigt, dass die Prognose in den Jahren 2010 und 2012 deutlich zu niedrig angesetzt war. Die tat-



sächlichen Kosten liegen in 2010 mit 9,4 Mrd. € etwa 1,2 Mrd. € über der Prognose. In 2012 betrug die Deckungslücke zwischen Prognose und tatsächlichen Kosten sogar 2,9 Mrd. €. Diese Prognoseabweichungen haben dazu geführt, dass das EEG-Konto seit Juni 2012 einen negativen Saldo aufwies, was in der Prognose für 2013 durch einen steigenden Kontoausgleich berücksichtigt wurde, wie in Abbildung 2-2 zu erkennen ist. Darüber hinaus wurde 2012 erstmals eine Liquiditätsreserve im Umfang von 3 % der (Kern-)Differenzkosten (340 Mio. €) geschaffen, als Puffer gegen Abweichungen und Unsicherheiten der Prognose. Diese wurde 2013 auf 10 % bzw. 1,6 Mrd. € angehoben, als unmittelbare Folge der massiven Prognoseabweichung im Jahr 2012. Auch 2014 wird die Liquiditätsreserve weiterhin 10 % betragen. Aufgrund der insgesamt gestiegenen (Kern-)Differenzkosten steigt sie jedoch von 1,6 auf 1,9 Mrd. €. Der EEG-Kontostand am Stichtag 30.09.2013 fiel mit -2,2 Mrd. € etwas höher aus als im Vorjahr (-2,9 Mrd. €). Dadurch konnte der Kostenanteil der Liquiditätsreserve und des Kontoausgleichs an den EEG-Differenzkosten 2014 mit 4 Mrd. € nahezu konstant bleiben. Im Februar 2014 lag der Saldo des EEG-Kontos wieder im Plus und entwickelte sich seitdem positiv (Kontostand am 30.06.2014: +1,6 Mrd. €).

Durch Umlage der Differenzkosten auf den Letztverbrauch (Nettostromverbrauch abzüglich Eigenverbrauch) erhält man die **EEG-Umlage**. Jedoch ist nicht der gesamte Letztverbrauch vollständig umlagepflichtig. Von insgesamt 483 TWh Letztverbrauch in 2012 sind etwa 92 TWh bzw. 19 % privilegiert, d. h. teilweise von der Zahlung der EEG-Umlage befreit. Davon entfallen ca. 86 TWh auf stromintensive Unternehmen und Schienenbahnunternehmen, die die Besondere Ausgleichsregelung in Anspruch nehmen, und knapp 6 TWh auf das sogenannte Grünstromprivileg [8]. Sowohl 2013 als auch 2014 gehen die ÜNB von einer Steigerung des privilegierten Letztverbrauchs auf 96 TWh bzw. auf 107 TWh aus. Diese Ausnahmeregelungen führen letztlich dazu, dass einige Wirtschaftsakteure, vor allem private Haushalte, Unternehmen des Gewerbe-, Handel- und Dienstleistungssektors ebenso wie nicht-energieintensive Industriebetriebe, von den Kosten des EEG stärker belastet werden als einige industrielle Stromverbraucher. Folglich verschmelzen in der EEG-Umlage Kosten- mit Verteilungseffekten. Deshalb ist die Entwicklung der EEG-Umlage, anders als die der EEG-Differenzkosten, nicht allein kostenbasiert und beschreibt aufgrund der Ausnahmeregelungen einen etwas steileren Verlauf.

Die Entwicklung der EEG-Umlage ist in Abbildung 2-4 im gleichen Schema wie die EEG-Differenzkosten aufgetragen. Die gestrichelte Linie zeigt die von den ÜNB berechnete Prognose der EEG-Umlage. Es wird wiederum deutlich, dass die EEG-Umlage 2012 mit 3,59 ct/kWh erheblich zu niedrig angesetzt wurde. In einer ex-post Betrachtung hätte sie 4,35 ct/kWh betragen und damit 0,76 ct/kWh liegen müssen. Dadurch wurden einerseits Nachholeffekte in der Größenordnung von 0,67 ct/kWh und andererseits eine Aufstockung der Liquiditätsreserve auf 0,42 ct/kWh (10 % der Kernumlage) erforderlich. Zusammen machen sie etwa 20 % der EEG-Umlage 2013 aus. Unterm Strich fließen von den 5,28 ct/kWh EEG-Umlage nur 4,19 ct/kWh in die Förderung erneuerbarer Anlagen im



Jahr 2013, mit 1,09 ct/kWh wird der verbleibende Teil für einmalige Zahlungsaufwendungen (Kontoausgleich und Liquiditätsreserve) verwendet.

Am 15. Oktober 2013 haben die ÜNB die EEG-Umlage 2014 auf 6,24 ct/kWh festgelegt. Davon werden 5,15 ct/kWh erforderlich, um vor allem die Vergütungen der EEG-Anlagen im laufenden Jahr zu bezahlen (Kernumlage). Da das EEG-Konto auch zum Stichtag 30. September 2013 einen stark negativen Saldo aufwies, tragen der Kontoausgleich und die Liquiditätsreserve auch im Jahr 2014 mit 1,09 ct/kWh zur Höhe der EEG-Umlage bei. Dabei beträgt der Kontoausgleich 0,58 ct/kWh und die Liquiditätsreserve 0,51 ct/kWh.

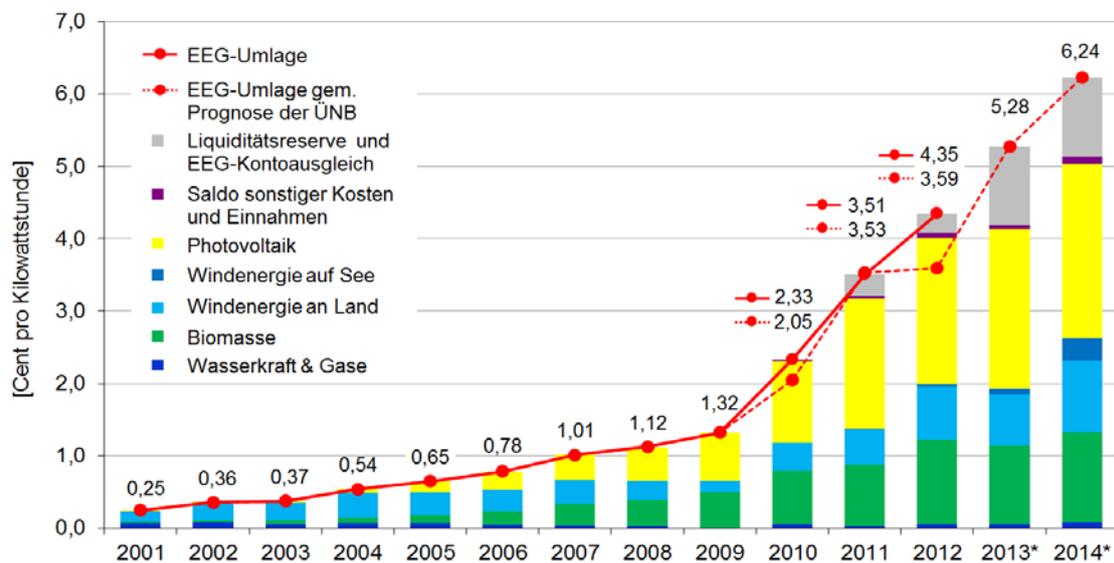


Abbildung 2-4: Entwicklung der EEG-Umlage 2001 bis 2012, Prognose der ÜNB für 2013 und 2014 [5].

In Deutschland ist der Bestands- bzw. Vertrauensschutz politischer Konsens. Grund genug den Einfluss der EEG-Bestandsanlagen, die bis Ende 2013 ans Netz gegangen sind, auf die EEG-Umlage näher zu beleuchten. Die zentrale Größe für diese Untersuchung ist die EEG-Kernumlage, welche ausschließlich die jahresscharfen EEG-Differenzkosten beinhaltet und somit um Einmalauftwendungen, wie Kontoausgleich und Liquiditätsreserve, bereinigt wurde. In Abbildung 2-5 ist die Entwicklung der Kernumlage für den Bestand bis 2034 dargestellt. Ab 2020 fällt die Kurve zunehmend, was an den auslaufenden Vergütungsansprüchen der älteren EEG-Jahrgänge liegt. Man erkennt deutlich den Einfluss der kostenintensiven Jahrgänge 2009 bis 2012, die zunächst zu einem starken Anstieg und ab 2029 zu einem starken Rückgang der EEG-Kernumlage beitragen. Obwohl in Abbildung 2-5 keine Neuanlagen nach 2013 enthalten sind, steigt die EEG-Kernumlage bis Mitte des Jahrzehnts auf 4,92 ct/kWh weiter an. Das liegt einerseits daran, dass viele Neuanlagen aus 2013 erst ab 2014 das gesamte Jahr Strom einspeisen und dafür Vergütung erhalten. Außerdem führt der weitere Rückgang der Börsenstrompreise im Jahr 2014 (Annahme: 35 €₂₀₁₄/MWh) zu einem Anstieg der Differenzkosten. Andererseits wird



im Modell für die Fortschreibung der Bestandsanlagen von einem sinkenden nicht-privilegierten Letztverbrauch ausgegangen, basierend auf der Bruttostromverbrauchsentwicklung der Langfristszenarien 2011 des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. Dadurch steigt die Kernumlage der Bestandsumlagen bis 2020 weiter, bis die ersten Altanlagen aus dem EEG ausscheiden.

In Abbildung 2-5 treten zwei Konsequenzen der EEG-Förderung zu Tage. Zum Einen wird deutlich, dass gegenüber den bis dato gebauten EEG-Anlagen langfristige Zahlungsverpflichtungen bestehen, die, abhängig von der Strompreisentwicklung, erst mit dem Ausscheiden der ältesten EEG-Anlagen ab 2020 substantiell zu sinken beginnen. Zum anderen zeigt sich, dass die Förderung der Bestandsanlagen im Vergleich zu der der Neuanlagen noch über Jahre den weitaus größeren Kostenpunkt ausmacht. Reformansätze können aus Bestandsschutzgründen nur Neuanlagen betreffen. Auswirkungen auf die Höhe der EEG-Umlage sind deshalb auf kurz- und mittelfristige Sicht begrenzt.

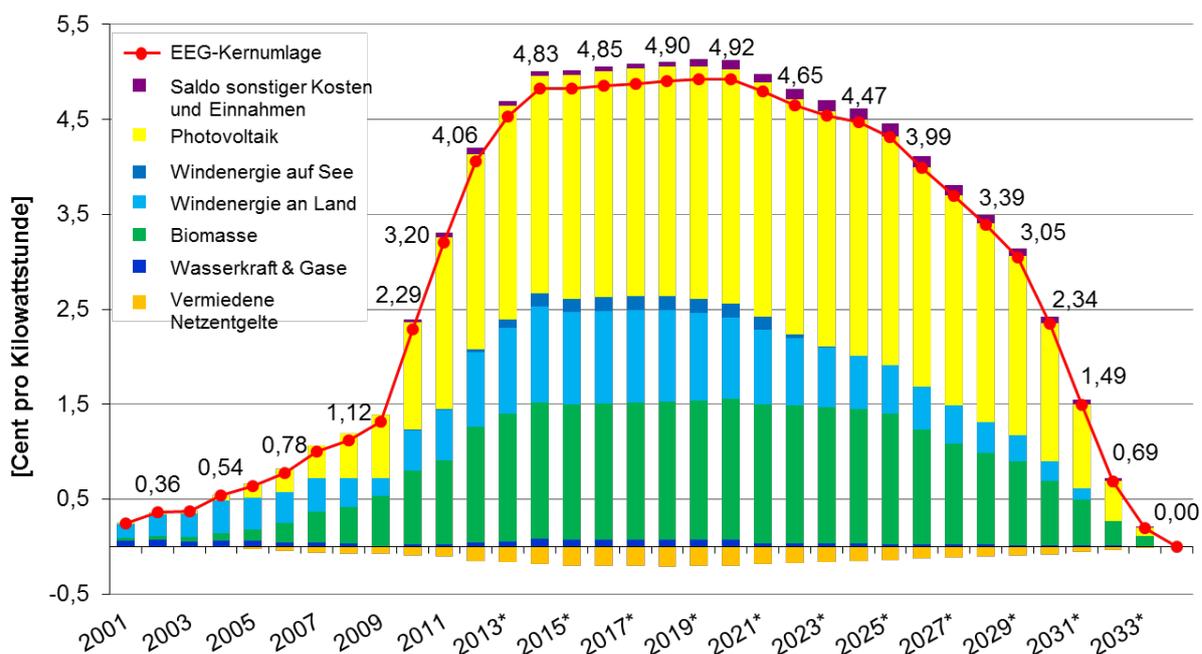


Abbildung 2-5: Entwicklung der EEG-Kernumlage für die Bestandsanlagen, die bis Ende 2013 in Betrieb gegangen sind, Modellrechnung ab 2013, [5] und eigene Berechnungen.

Weder die EEG-Differenzkosten noch die EEG-Umlage sind geeignete Kenngrößen, um die gesamtwirtschaftlichen Effekte des Ausbaus der Erneuerbaren Energien zu beschreiben. Hierfür ist eine detaillierte Untersuchung auf Basis **systemanalytischer Differenzkosten** erforderlich, wie sie z. B. in der Studie „Monitoring der Kosten- und Nutzenwirkungen des Ausbaus erneuerbarer Energien im Jahr 2012“ berechnet wurden [9] und im Rahmen des laufenden Vorhabens „Wirkungen des Ausbaus erneuerbarer Energien (ImpRES)“ aktuell auch für das Jahr 2013 erarbeitet werden. Die hier ausgewiesenen



Zahlen für 2013 sind vorläufige Werte und können sich bis zur vorgesehenen Veröffentlichung des Berichts zum „Monitoring der Kosten- und Nutzenwirkungen des Ausbaus erneuerbarer Energien im Jahr 2013“ im September 2014 noch geringfügig verändern. Die systemanalytischen Differenzkosten im Strombereich werden für 2013 mit ca. 11,8 Mrd. € (2012: 10,9 Mrd. €) beziffert. Darin enthalten sind die *direkten Differenzkosten* mit 11,1 Mrd. € (2012: 10,3 Mrd. €), die *Regel- und Ausgleichsenergiekosten* mit 0,12 Mrd. € (2012: 0,16 Mrd. €) und die *Netzausbaukosten* mit 0,54 Mrd. € (2012: 0,46 Mrd. €). Somit sind die systemanalytischen Differenzkosten insgesamt in 2013 im Vergleich zum Vorjahr leicht gestiegen, was zum Großteil auf den Anstieg der direkten Differenzkosten zurückzuführen ist, die sich aus der Differenz zwischen den fossilen und erneuerbaren Gestehungskosten für Strom ergeben.⁵ Dagegen sind die Regel- und Ausgleichsenergiekosten, die durch die Integration der EEG-Strommengen, vor allem für den Ausgleich von Prognosefehlern bei der Wind- und Photovoltaikeinspeisung entstehen, im Jahr 2013 leicht gesunken. Die Netzausbaukosten, die sich aus den abgezinsten Kosten für den Bau von Übertragungsnetzen und die Anbindung von Offshore-Windparks ergeben, sind im Vergleich zum Vorjahr in 2013 leicht gestiegen, fallen aber insgesamt noch wenig ins Gewicht. Gegenüber 2012 haben sich die Differenzkosten insgesamt um ca. 0,9 Mrd. € bzw. knapp 8 % erhöht (2012 10,9 Mrd. €).

2.2.2 Nutzenwirkungen

Die politische Debatte über das EEG beschränkt sich häufig auf eine reine Kostendiskussion. Dabei wird außer Acht gelassen, dass die Förderung der erneuerbaren Energien kein Selbstzweck ist, sondern die Vorteile einer emissionsarmen Energieversorgung klar im Blick hat. Für eine vollständige Bilanzierung der erneuerbaren Energien bedarf es deshalb der Gegenüberstellung der Kosten- mit den Nutzenwirkungen. Dabei ist zu unterscheiden, ob es sich um einen gesamtwirtschaftlichen Nutzen (z.B. vermiedene Umweltschäden), um einen makroökonomischen Effekt (z.B. Verminderung der Energieimporte, Investitionen in EE-Anlagen, Umsätze der EE-Branche, Bruttobeschäftigung, etc.) oder um einen Verteilungseffekt (z. B. Merit-Order-Effekt) handelt. Nur der gesamtwirtschaftliche Nutzen lässt sich aggregieren und den Kostenwirkungen gegenüberstellen, da dieser Nettoeffekte beschreibt.

Die unbestritten wichtigste Nutzenwirkung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien ist der Klimaschutz. Der Wert des Klimaschutzes lässt sich über die durch die Substitution fossiler Stromerzeugung **vermiedenen Umweltschäden** definieren und quantifizieren. Zentraler Ansatzpunkt sind hier die vermiedenen CO₂-Emissionen, die, mit einem Schadenskostenansatz von 80 €/t CO₂ monetär bewertet, allein durch den Einsatz erneuerbarer Energien im Stromsektor Umweltschäden in der Größenordnung von etwa

⁵ Die Beschaffungskosten für CO₂-Zertifikate sind nicht enthalten. Sie werden bei der Diskussion zu den vermiedenen Umweltschäden berücksichtigt.



9,7 Mrd. € in Jahr 2013⁶ vermieden haben. Dieser Wert weist gegenüber 9,2 Mrd. € im Jahr 2012 [9] eine steigende Tendenz auf. Unter Berücksichtigung von (Teil-)Internalisierung durch CO₂-Zertifikate verringert sich der Nutzeneffekt 2013 auf etwa 9,2 Mrd. € (2012: 8,4 Mrd. €). Die Entwicklung der letzten Jahre zeigt, dass der kontinuierliche Zuwachs der erneuerbaren Energien in der Stromerzeugung einen steigenden Nutzen für den Klima- und Umweltschutz hat. Denn von 2010 bis 2013 sind die vermiedenen Umweltschäden (ohne Internalisierung) allein in diesem Bereich kontinuierlich um 3,9 Mrd. € auf die genannte Summe von 9,7 Mrd. € gestiegen. In absoluten Zahlen bedeutet dies im Jahr 2013 eine Vermeidung von knapp 108 Mio. t CO₂ Äquivalenten durch die Nutzung erneuerbarer Energien im Stromsektor, wovon auf das EEG wiederum Einsparungen von 86 Mio. t CO₂ Äquivalenten entfielen.

Eine direkte Folge des vermehrten Einsatzes von erneuerbaren Energien sind zudem **rückläufige Importe von fossilen Energieträgern**. Monetär wird die Verminderung der Energieimporte für den Stromsektor 2013 mit 3,8 Mrd. € bewertet und bewegt sich damit auf ähnlichem Niveau wie im Vorjahr (2012: 3,9 Mrd. € [9]), während zwischen 2011 und 2012 die Importsubstitution mit fast 1 Mrd. € (2011: 2,92 Mrd. €) noch deutlich anstieg. Dieser deutliche Anstieg in den Vorjahren war jedoch weniger auf Mengeneffekte zurückzuführen, sondern vor allem durch steigende Preise für fossile Energieträger zu begründen. Dieser Effekt trat im Jahr 2013 in dieser Form nicht mehr ein, tendenziell zeichnete sich eher ein leicht gegenläufiger Trend ab. Ein direkter, positiver Effekt der Verringerung der Energieimporte ist die **Steigerung der Versorgungssicherheit**. Die Diversifizierung von Energieträgern und Bezugsregionen mindert sowohl Preis- als auch Mengenrisiken, z. B. im Fall von Lieferstörungen. Der Nutzen der Versorgungssicherheit im Strombereich lässt sich derzeit jedoch noch nicht quantifizieren. Die entsprechende Methodik befindet sich noch in der Entwicklung.

Das EEG führte in den vergangenen Jahren zu einem dynamischen Wachstum des heimischen Anlagenbestandes zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien. Davon gingen erhebliche Innovations- und Beschäftigungsimpulse aus, begleitet von umfangreichen Forschungs- und Entwicklungsmaßnahmen sowie gesteigerten Exportaktivitäten. Viele deutsche Unternehmen aus der Erneuerbare-Energien-Branche gehören weltweit zur technologischen Spitzengruppe. Dies gilt nicht zuletzt für den vorgelagerten Maschinen- und Anlagenbau. Das positive Investitionsklima konnte mittels entsprechender politischer Rahmensetzung weitgehend erhalten werden, auch wenn teilweise einschneidende Anpassungen der EEG-Regelungen wie die massive Absenkung der Vergütungssätze im

⁶ Die Werte für 2013 sind vorläufige Werte, die für diesen Bericht aus dem Vorhaben „Wirkungen des Ausbaus erneuerbarer Energien (ImpRES)“ zur Verfügung gestellt wurden. Der entsprechende umfassende Bericht zum Monitoring der Kosten und Nutzenwirkungen des Ausbaus erneuerbarer Energien im Strom- und Wärmebereich im Jahr 2013 soll im September 2014 veröffentlicht werden.



Bereich der Photovoltaik oder die Neustrukturierung der Vergütung für Biomasseanlagen erforderlich waren.

Die Absenkungen in den Vergütungssätzen der Photovoltaik (PV) spiegelt sich auch in den gesunken Anlagenpreisen und damit in gesunkenen **Investitionen** wider. Insbesondere der deutliche Rückgang der jährlichen Photovoltaik-Installationen auf zuletzt 3,3 GW hatte erheblichen Einbruch der ausgelösten Investitionen in Photovoltaik-Anlagen von 19,5 Mrd. € in 2010 über 11,2 Mrd. € in 2012 auf 4,2 Mrd. € im Jahr 2013 zur Folge [10,11]. In den letzten Jahren waren die Umsätze der Photovoltaik-Branche in Deutschland durch den Preisverfall und den rückläufigen Zubau, parallel zu den Investitionen, stark rückläufig. Sie konnten nicht im gleichen Umfang durch den Zubau anderer Technologien wie Wind oder Biogas ausgeglichen werden, weshalb die Umsätze der EE-Branche insgesamt eine rückläufige Tendenz aufweisen. So lagen die Umsätze in 2012 noch bei 26,01 Mrd. €. Ein Lichtblick ist jedoch, dass der Umsatz 2013 etwa 30 % über den in Deutschland in 2013 getätigten Investitionen von insgesamt 16,09 Mrd. € (in Strom- und Wärmesektor zusammen) liegt. Deutschland wird folglich auch im Bereich der EE-Technologien seiner Rolle als Exportnation immer mehr gerecht.

Insgesamt lag die Bruttobeschäftigung im Bereich der erneuerbaren Energien durch die Investitionen in Neuanlagen, den Betrieb des Anlagenbestands, die Produktion von Biokraftstoffen sowie dem Export von Vorleistungen und Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien auf einem Niveau von rund 371.400 Arbeitsplätzen und wies damit erstmals eine rückläufige Tendenz auf. Wie Abbildung 2-6, Darstellung links verdeutlicht, ist auch der Rückgang der Bruttobeschäftigung im Wesentlichen auf den erheblichen Rückgang im Bereich der Photovoltaikinstallationen und –investitionen zurückzuführen. Die Verwerfungen auf dem globalen Photovoltaik-Markt spiegeln sich auch in den Beschäftigtenzahlen der heimischen Photovoltaik-Branche wider. Auswirkungen auf die Beschäftigung hatten dabei sowohl der z. T. durch Insolvenz und/oder Stilllegung von Produktionsstätten bedingte Rückgang der Produktion von Modulen in Deutschland, ein leichter Produktionsrückgang im Bereich der Wechselrichter als auch der massive Rückgang der installierten Leistung (-57% im Vergleich zu 2012). Dies konnte kaum durch entsprechende Exportzuwächse ausgeglichen werden, so dass die Beschäftigung in der Sparte Photovoltaik in 2013 um 44% zurückging.

Die insgesamt in den vergangenen Jahren zu beobachtende Wachstumsdynamik hinsichtlich der Beschäftigung in der Erneuerbare-Energien-Branche ist dabei in hohem Maße auf die EEG-Förderung zurückzuführen, für die sich die Beschäftigungseffekte 2013 auf knapp 261.500 Arbeitsplätze addiert (Abbildung 2-6, Darstellung rechts). Damit ist der Anteil der EEG-induzierten Arbeitsplätze innerhalb von 6 Jahren von 62 % auf über 70 % der Gesamtbeschäftigung im Bereich der Erneuerbaren Energien gewachsen.



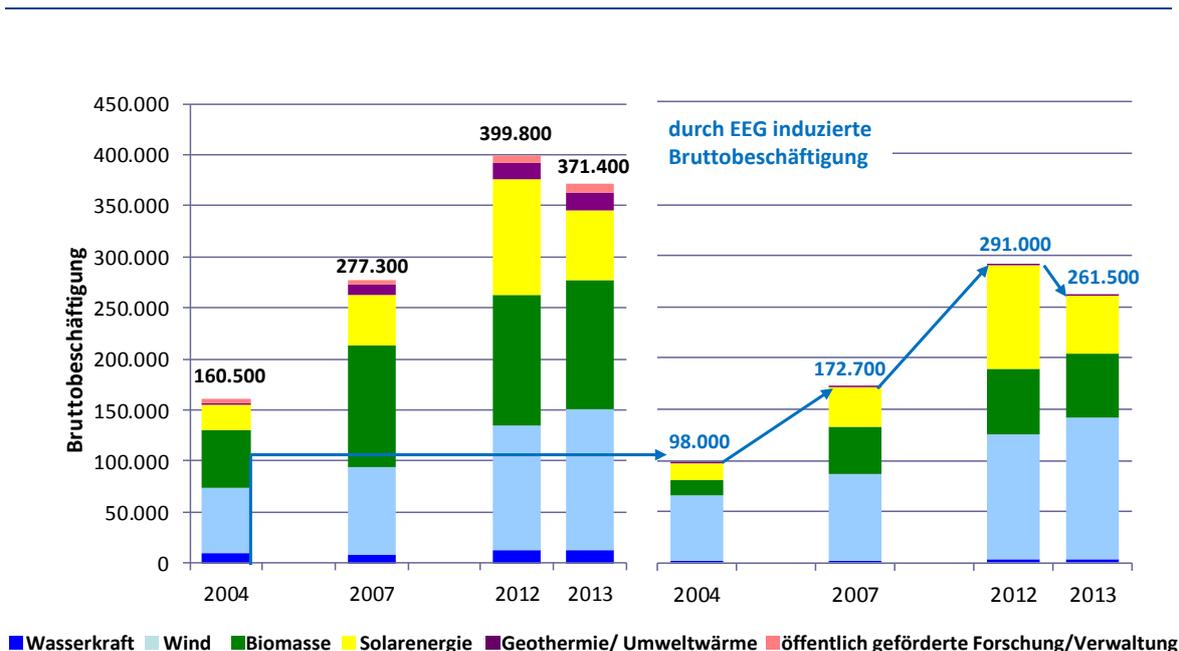


Abbildung 2-6: Entwicklung der Bruttobeschäftigungseffekte in der heimischen EE-Branche insgesamt (links) sowie die durch das EEG-induzierten Beschäftigungseffekte von 2007 bis 2013 [11].

Die Bruttobeschäftigungseffekte dürfen jedoch nicht isoliert betrachtet werden, sondern sind in den gesamtwirtschaftlichen Kontext einzuordnen, da den positiv auf die Beschäftigung wirkenden Effekten (Nachfrage durch Investitionen und Anlagenbetrieb) negative Effekte gegenüber stehen (z.B. aufgrund der Mehrkosten der erneuerbaren Energien oder der Substitution von Investitionen in konventionelle Kraftwerke). Nettobeschäftigungseffekte können dabei ausschließlich über die Bildung der Differenz zweier konsistenter Szenarien ermittelt werden. Dabei zeigt sich eine hohe Abhängigkeit der Nettoeffekte vom zukünftigen Energiepreinsniveau ebenso wie von der Entwicklung der Exportquoten [12]. Der Einfluss der derzeitigen Lage auf dem Photovoltaik-Markt auf die Nettoarbeitsplatzzahlen, der sich in den Bruttoarbeitsplatzzahlen (Abbildung 2-6) bereits niederschlägt, ist weiter zu beobachten und tiefergehend zu analysieren.

Die Einspeisung erneuerbarer Energien zeigt mit steigender Einspeisung immer signifikantere Auswirkungen auf den Strompreis am Großhandelsmarkt, sowohl im Spot- als auch im Terminmarkt. Der sogenannte **Merit-Order-Effekt** beschreibt die preissenkenden Wirkungen einer hohen Einspeisung aus erneuerbaren Energien, die kurzfristig zu einer Kostenentlastung der Stromverbraucher und zu einem Erlösrückgang bei den Kraftwerksbetreibern führen. Langfristig reduzieren sich die Senkungswirkungen, da zunehmend Grundlastkraftwerke mit geringen Grenzkosten niedrigere Anteile am Kraftwerksmix halten werden und stattdessen weniger kapitalintensive, dafür aber mit höheren Grenzkosten operierende Kraftwerke an Bedeutung zunehmen. Annähernd lässt sich der Effekt nur für die Vergangenheit nachrechnen. Abschätzungen in die Zukunft sind wegen der sehr großen Unsicherheiten bei zentralen Einflussfaktoren wie Entwicklung des Kraftwerksparks, deren Verfügbarkeiten sowie CO₂- und Brennstoffpreisen sehr angreifbar.



In 2012 betrug der Merit-Order-Effekt 4,9 Mrd. € und lag damit auf einem ähnlichen Niveau wie im Jahr 2011, jedoch deutlich höher als in 2010, als er noch mit lediglich 2,8 Mrd. € beziffert wurde [9]. Ursächlich für diesen Anstieg ist gerade in den Sommermonaten die Photovoltaikeinspeisung, die zu einer deutlichen Preisreduktion in den Mittagsstunden führte. Bezogen auf die an der Börse gehandelte Strommengen führte der Merit-Order-Effekt zu einer Absenkung des durchschnittlichen Börsenpreises um 8,9 €/MWh. Davon profitieren vor allem Stromversorger und große Stromverbraucher, wie Industrieunternehmen, die Strom direkt an der Strombörse einkaufen können. Private Haushalte hingegen sind darauf angewiesen, dass Stromversorger die Preisreduktionen an sie weitergeben. Dies können sie – wenn auch nur indirekt – durch die Wahl bzw. den Wechsel ihres Stromanbieters beeinflussen.

2.3 Wirkungen des EEG auf Klimaschutz und Ressourcenschonung sowie Natur und Landschaft

Die Betrachtung und Analyse der EEG-getriebenen Auswirkungen auf Natur und Umwelt erfolgt aus zwei Richtungen mit jeweils spezifischen methodischen Ansätzen. Beide Perspektiven gilt es angemessen zu berücksichtigen. Zum einen gibt es Auswirkung auf den Klimaschutz und Ressourcenschonung, die methodisch u. a. durch Ökobilanzen, Treibhausgasbilanzen und Lebens-Zyklus-Analysen erfasst werden. Zum anderen gibt es Auswirkungen auf Schutzgüter und Ziele des Naturschutzes, die mittels Wirkungsanalyse und Bewertung anhand von Maßstäben, die aus naturschutzrechtlichen Normen abzuleiten sind, untersucht werden. Im Zuge der Bewertung der einzelnen Sparten der erneuerbaren Energien gilt es die beiden Dimensionen getrennt zu betrachten.

2.3.1 Wirkungen des Ausbaus der erneuerbaren Stromerzeugung auf den Klimaschutz und Ressourcenschonung

Die Nutzung erneuerbarer Energien (EE) zur Strom- und Wärmeerzeugung bewirkt durch die Einsparung von fossilen Ressourcen und die Vermeidung direkter Emissionen in anderen Bereichen eine Senkung der Emissionen von Treibhausgasen (CO₂, CH₄ und N₂O). Auf der anderen Seite entstehen Emissionen von Treibhausgasen (THG) in den vorgelagerten Prozessschritten, beispielsweise durch die Bereitstellung von Rohstoffen, den Betrieb der Anlagen oder die Produktion von EE-Anlagen. Die gesamte Emissionsbilanz der erneuerbaren Energien, die auch die THG-Bilanz mit Vorketten beinhaltet, wird vom Umweltbundesamt (UBA) nach der in [13] beschriebenen Methodik kontinuierlich fortgeschrieben.

Zur Quantifizierung der netto vermiedenen THG-Emissionen durch EEG-geförderte Strom- und Wärmebereitstellung in den Jahren 2011 und 2012 werden die THG-Vermeidungsfaktoren aus [14] bzw. [15] verwendet, so dass die hier quantifizierten vermiedenen THG-Emissionen (mit Vorketten) konsistent zur Gesamtemissionsbilanz der erneuerbaren Energien berechnet sind. Die Faktoren der netto vermiedenen THG-Emissionen der



EE-Stromerzeugung berechnen sich durch Differenzbildung zwischen deren brutto vermiedenen und den verursachten THG-Emissionen. Die Berechnung der Faktoren der brutto vermiedenen THG-Emissionen basiert auf den Substitutionsfaktoren fossiler Energieträger zur Stromerzeugung durch erneuerbare Energien und den THG-Emissionsfaktoren der fossilen Energieträger [14,15]. Sowohl die Substitutionsfaktoren als auch die THG-Emissionsfaktoren sind für die Jahre 2011 und 2012 identisch und in Tabelle 2-2 zusammengefasst.

Tabelle 2-2: Substitutionsfaktoren fossiler Energieträger zur Stromerzeugung durch erneuerbare Energien nach EE-Sparten für die Jahre 2011 und 2012.

EE-Sparten	Substitution fossiler Energieträger			
	Braunkohle	Steinkohle	Gas	Öl
Wasserkraft	2,8%	75,7%	21,5%	0,0%
Deponie, Klär-, Grubengas	2,6%	73,6%	23,8%	0,0%
Biogene Festbrennstoffe	2,7%	74,5%	22,8%	0,0%
Biogene flüssige Brennstoffe	2,6%	73,6%	23,8%	0,0%
Biogas	2,8%	75,4%	21,9%	0,0%
Geothermie	2,8%	75,7%	21,5%	0,0%
Windenergie	3,3%	80,1%	16,6%	0,0%
Solare Strahlungsenergie	3,0%	75,5%	21,5%	0,0%
Biogener Anteil des Abfalls	2,7%	74,5%	22,8%	0,0%
	CO₂-Äquivalente [g/kWh]			
THG-Emissionsfaktoren der vermiedenen Stromerzeugung mit fossilen Energieträgern	1.080,00	922,92	445,57	789,47

Zur Quantifizierung der netto vermiedenen THG-Emissionen durch EEG-geförderte Strommengen werden die durch Festvergütung, Marktprämie und Grünstromprivileg geförderten Strommengen der Jahre 2011 und 2012 aus den EEG-Jahresabrechnungen der Übertragungsnetzbetreiber [16,17] mit den THG-Vermeidungsfaktoren aus [14,15] multipliziert. Die Ergebnisse sind in Tabelle 2-3 und Tabelle 2-4 zusammengefasst.



Tabelle 2-3: THG-Vermeidungsfaktoren, EEG-geförderte Strommengen und damit vermiedene THG-Emissionen im Jahr 2011 (eigene Berechnungen auf Basis von [14,16] sowie Vorhaben Ila Biomasse).

EEG-Sparten	THG-Vermeidungsfaktor t/GWhel	EEG-geförderte Strommengen (Festvergütung, Marktprämie, Grünstromprivileg) [GWh]			Vermiedene THG-Emissionen durch EEG-geförderte Strommengen [Mio t CO ₂ -Äquiv.]
		Festvergütung	Marktprämie + Grünstromprivileg	Gesamt	
Wasserkraft	821,9	2.397,2	2.446,2	4.843,5	3,981
Deponie-, Klär- und Grubengas	787,9	487,3	1.328,0	1.815,2	1,430
<i>davon Deponiegas</i>	787,9	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.
<i>davon Klärgas</i>	787,4	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.
<i>davon Grubengas</i>	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.
Biomasse gesamt		23.373,6	4.603,0	27.976,6	16,167
<i>Biogene Festbrennstoffe inkl. biogener Anteil des Abfalls</i>	793,1	8.700,0	k.A.	12.580,3	9,977
<i>biogene flüssige Brennstoffe</i>	496,9	k.A.	k.A.	284,5	0,141
<i>Biogas</i>	400,3	k.A.	k.A.	15.111,8	6,049
Geothermie	607,4	18,8	0,0	18,8	0,011
Windenergie	781,4	45.611,1	3.271,6	48.882,8	38,197
<i>Onshore</i>	781,4	45.043,0	3.271,6	48.314,6	37,753
<i>Offshore</i>	781,4	568,1	0,0	568,1	0,444
Solare Strahlungsenergie	715,8	19.339,5	0,7	19.340,2	13,844
Summe		91.227,6	11.649,5	102.877,1	73,630

Mit einem Teil der EEG-geförderten Strommengen wird in den Sparten Deponie-, Klär- und Grubengas, Biomasse und Geothermie über Kraft-Wärme-Kopplung auch Wärmemengen bereitgestellt, mit denen ebenfalls THG-Emissionen vermieden werden. Die Aufteilung der mit KWK-Wärmemengen verbundenen Emissionsvermeidung wird ebenfalls aus [14,15] übernommen. Eine Abschätzung der relevanten Wärmemengen, die mit EEG-geförderten Strommengen gekoppelt erzeugt werden, erfolgt für Biomasse auf Basis der Daten des Deutschen Biomasse Forschungszentrums DBFZ [18] und für Deponie-, Klär- und Grubengas auf Basis von Kapitel 3 „Arbeitspaket 4: Stromerzeugung aus Klär-, Deponie- und Grubengas“ dieses Berichts.



Tabelle 2-4: THG-Vermeidungsfaktoren, EEG-geförderte Strommengen und damit vermiedene THG-Emissionen im Jahr 2012 (eigene Berechnungen auf Basis von [15,17]).

EEG-Sparten	Vermeidungsfaktor t/GWhel	EEG-geförderte Strommengen (Festvergütung, Marktprämie, Grünstromprivileg) [GWh]			Vermiedene THG-Emissionen durch EEG-geförderte Strommengen [Mio t CO ₂ -Äquiv.]
		Festvergütung	Marktprämie + Grünstromprivileg	Gesamt	
Wasserkraft	821,9	2.724,4	2.448,7	5.173,1	4,252
Deponie-, Klär- und Grubengas	787,9	578,3	1.188,5	1.766,8	1,392
<i>davon Deponiegas</i>	787,9	k.A.	k.A.	525,3	k.A.
<i>davon Klärgas</i>	787,4	k.A.	k.A.	90,0	k.A.
<i>davon Grubengas</i>	k.A.	k.A.	k.A.	1.155,6	k.A.
Biomasse gesamt		24.353,3	9.965,6	34.318,9	19,134
<i>biogene Festbrennstoffe inkl. biogener Anteil des Abfalls</i>	793,1	k.A.	k.A.	13.579,4	10,842
<i>biogene flüssige Brennstoffe</i>	496,9	k.A.	k.A.	329,2	0,140
<i>Biogas</i>	400,3	k.A.	k.A.	20.410,3	8,153
Geothermie	607,4	25,4	0,0	25,4	0,015
Windenergie	781,0	14.383,7	36.123,9	50.507,6	39,444
<i>Onshore</i>	781,0	14.302,1	35.483,9	49.786,0	38,881
<i>Offshore</i>	781,0	81,6	640,1	721,7	0,564
Solare Strahlungsenergie	715,8	24.368,9	1.024,5	25.393,4	18,177
Summe		66.433,9	50.751,2	117.185,1	82,414

Für das Jahr 2011 ergeben sich folgende durch Wärmebereitstellung netto vermiedene THG-Emissionen, die an EEG-geförderte Strommengen gekoppelt sind: Bei Deponie-, Klär- und Grubengas 0,65 Mio t CO₂-Äquivalente, bei Biomasse 6,5 Mio t CO₂-Äquivalente und bei Geothermie 0,2 Mio t CO₂-Äquivalente. In der Summe ergeben sich damit vermiedene THG-Emissionen in Höhe von 7,4 Mio t CO₂-Äquivalenten.

Für das Jahr 2012 wurden die durch Wärmebereitstellung netto vermiedenen THG-Emissionen analog zu 2011 berechnet und sind mit 7,6 Mio t CO₂-Äquivalenten nahezu identisch mit den Werten für 2011.

In der Summe wurden durch EEG-geförderte Strom- und Wärmemengen im Jahr 2011 rund 81,0 Mio t CO₂-Äquivalente (von gesamt 130 Mio t CO₂-Äq. durch EE vermiedene THG-Emissionen) und im Jahr 2012 rund 90,0 Mio t CO₂-Äquivalente (von gesamt 145 Mio t CO₂-Äq. durch erneuerbare Energien vermiedene THG-Emissionen) netto vermieden [29]. Für das Jahr 2013 sind die Berechnungen noch nicht abgeschlossen.



Ein Blick auf die Entwicklung in den Jahren 2009 bis 2012 zeigt einen kontinuierlichen Anstieg der durch erneuerbare Energien vermiedenen THG-Emissionen, wozu das EEG den maßgeblichen Beitrag geleistet hat.

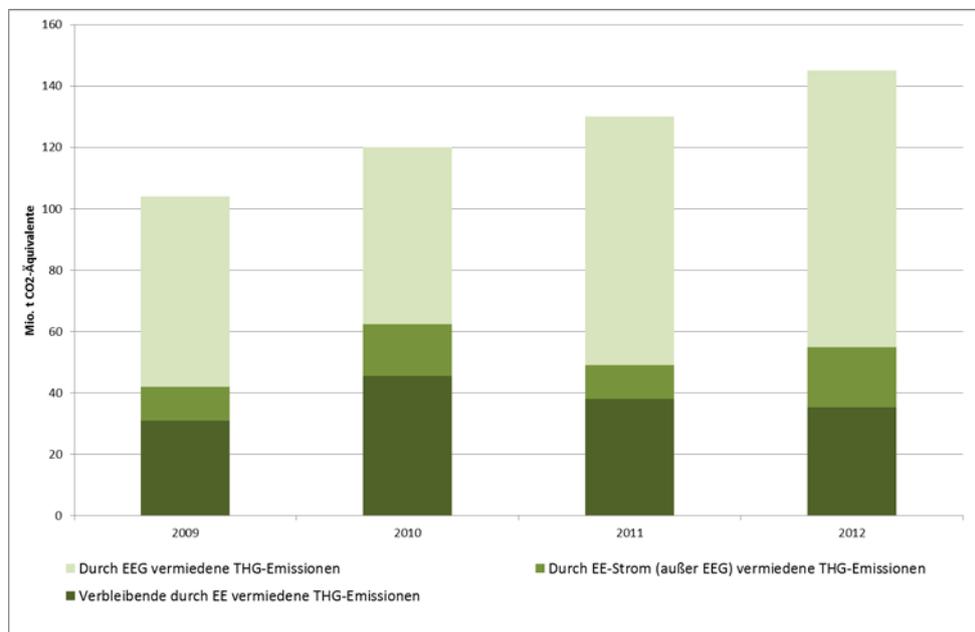


Abbildung 2-7: Entwicklung der durch EE insgesamt, durch EE-Strom (außer EEG) und durch EEG-Förderung vermiedenen THG-Emissionen von 2009 bis 2012.

2.3.2 Wirkungen des Ausbaus der erneuerbaren Stromerzeugung auf Natur und Landschaft

Vorgehensweise

Der nachhaltige Ausbau der erneuerbaren Energien sollte möglichst naturverträglich erfolgen, weshalb das EEG Regelungen vorsieht, die dazu beitragen, auftretende Konflikte mit den Belangen von Natur und Landschaft zu vermeiden bzw. zu mindern und erkannte Fehlentwicklungen zu korrigieren. Vor diesem Hintergrund ist die ökologische Bewertung der spartenspezifischen und -übergreifenden Wirkungen des EEG auf Natur und Landschaft sowie der Wirksamkeit der betreffenden Regelungen wie in den Jahren 2007 und 2011 ein wichtiger Bestandteil des Erfahrungsberichts zum EEG.

Die einschlägigen Erkenntnisse werden sowohl aus den Spartenvorhaben als auch aus zahlreichen parallel laufenden Untersuchungen zusammengeführt. In einem im März 2013 durchgeführten Vernetzungsworkshop haben sich dazu die Forschungsnehmer der naturschutzfachlichen Teilprojekte der spartenbezogenen Vorhaben über die jeweiligen methodischen Herangehensweisen und die sich abzeichnenden Lösungsansätze ausgetauscht und die Vorgehensweisen sowie die Form der Ergebnisdarstellungen abgestimmt.

Die naturschutzbezogenen Teilprojekte zu den einzelnen EEG-relevanten Sparten, wie der Stromerzeugung aus Biomasse, der Geothermie, der solaren Strahlungsenergie, der Wasserkraft, der Windenergie sowie der Klär-, Deponie- und Grubengasnutzung beziehen sich neben der Analyse und Bewertung der ökologischen Auswirkungen insbesondere auf die im Vordergrund stehende Analyse der Wirksamkeit der mit der Novellierung des EEG 2009 und 2012 spartenspezifisch und spartenübergreifend neu eingeführten naturschutzbezogenen Steuerungsansätze.

Ergebnisse

Grundsätzlich ist mit dem weiteren Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien wie bei anderen raum- und umweltwirksamen Nutzungen eine Zunahme der ökologischen Auswirkungen verbunden. Daher ist davon auszugehen, dass sich die aktuell bereits bestehenden Konflikte durch den weiteren Ausbau der EE-Nutzung tendenziell noch verschärfen werden. Durch geeignete Maßnahmen kann diesen nachteiligen „Nebenwirkungen“ jedoch entgegen gewirkt werden. Dazu kommen sowohl Steuerungsansätze innerhalb als auch außerhalb des EEG infrage.

Die Möglichkeiten einer zielgerichteten Beeinflussung von negativen ökologischen Auswirkungen mithilfe der Vergütungsbestimmungen des EEG sind grundsätzlich begrenzt und unterscheiden sich spartenspezifisch deutlich. Eine qualifizierte Entscheidung über die im Zuge einer EEG-Novellierung zu ergreifenden Steuerungsansätze erfordert daher auch einen gewissen Überblick über sonstige Handlungs- und Steuerungsmöglichkeiten insbesondere der räumlichen Planungen und der Vorhabenzulassung. Letztendlich kann nur durch eine gezielte Abstimmung der Steuerungsansätze eine größtmögliche Naturverträglichkeit des Ausbaus der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien erreicht werden.

Im Folgenden werden die Erkenntnisse über die mit der Nutzung der EE-Sparten verbundenen zentralen ökologischen Konflikte erläutert und die Wirksamkeit der einschlägigen Regelungen des EEG bezogen auf diese Konflikte überblicksartig dargestellt. Dabei wird der Fokus zunächst auf diejenigen Konflikte gerichtet, die im Einflussbereich des EEG liegen. Von wesentlicher Bedeutung sind dabei nicht nur bundesweit wirksame Konflikte, sondern auch solche, die z.B. durch eine sehr starke Konzentration von Anlagen nur in einzelnen Regionen auftreten. Aufgrund der bisher nur geringen Zahl von Anlagen zur Nutzung der Tiefengeothermie sowie der im Vergleich zur Biomassebereitstellung örtlich sehr begrenzten direkten Auswirkungen der Bioenergieanlagen, werden diese beiden Anlagentypen dabei zunächst nicht näher betrachtet. Ebenso kann die Nutzung von Klär-, Deponie- und Grubengas hier aus entsprechenden Gründen vernachlässigt werden.

Als Ergebnis der Analysen werden abschließend jeweils die zukünftigen EEG-spezifischen Anforderungen sowie die außerhalb des EEG anzusiedelnden Lösungsansätze dargestellt.



2.3.3 Biomasseanbau

Der Anteil der landwirtschaftlichen Fläche, der für die Bereitstellung von Biomasse zur Stromerzeugung genutzt wird, beträgt je nach Bundesland inzwischen ca. 15-25%. Dies geht zum Teil sowohl mit veränderten räumlichen Nutzungsstrukturen einher als auch mit Änderungen in der Intensität der Nutzung. Die ökologischen Auswirkungen der Biomassebereitstellung zur energetischen Nutzung auf Natur und Landschaft unterscheiden sich jedoch nicht wesentlich von denen der sonstigen landwirtschaftlichen Nutzung. Besondere Konflikte ergeben sich aber in Regionen mit einer sehr großen Konzentration von Biogasanlagen und den damit verbundenen Flächenbedarfen für Energiepflanzenanbau. Einerseits wird in diesen Regionen die Flächenkonkurrenz verschärft, was zu einem Anstieg der Pachtpreise führt. Andererseits kommt es durch den weit überwiegenden Einsatz von Maissilage und der damit verbundenen Monotonisierung der landwirtschaftlichen Bodennutzung zu Veränderungen in der Landschaftsstruktur. Dieses führt unmittelbar zu Konflikten insbesondere mit Belangen der Biologischen Vielfalt sowie des Kulturlandschaftsschutzes und der Erholungsnutzung.

Mit den Regelungen im EEG 2012 – Begrenzung des Mais- und Getreideeinsatzes in Neuanlagen auf 60 % und Einführung von Einsatzstoffvergütungsklassen – wurde ein erster Schritt getan, um den Auswirkungen des massiven Einsatzes von Mais zur Biogaserzeugung gegenzusteuern. 2013 war der Anlagenzubau gegenüber 2012 weiterhin geringer als in den Vorjahren. Die Anbaufläche von Silomais für die Stromerzeugung aus Biogas ist konstant geblieben. Ein direkter Zusammenhang zur Wirkung der aufgeführten EEG-Regelungen kann dabei allerdings nicht festgestellt werden. Die naturschutzfachliche Überprüfung der Zuordnung von Anbaukulturen in die beiden Einsatzstoffvergütungsklassen zeigt Anpassungsbedarf auf.



Zentrale Konflikte Bestand 2013: Maisanbau 800.000 ha	Veränderungen der Konflikte aufgrund des EEG		
	Anreizwirkung zur Bioenergienutzung; indirekter Anreiz zur Nutzung von Silomais	Landschaftspflegebonus	Mais- und Getreide-deckel 60 % Einsatzstoffvergütungsklassen (Angenommene Wirkung)
Landschaftsbild Regional begrenzte Monotonisierung der Landschaft durch übermäßig hohe Flächenanteile für den Maisanbau zur Biogasgewinnung			
Landschaftsbild Beeinträchtigung von Sichtbeziehungen durch hochwachsende Energiepflanzen			
Fauna Regional auftretende Lebensraumverluste für Brutvögel und Nahrungsmangel für Greifvögel, Kleinsäuger und Insekten durch Verengung der Fruchtfolgen zugunsten von Mais			

Zukünftige Herausforderungen

- EEG-spezifische Anforderungen
 - Ökologisch verträglichere Substrate sollen, aufgrund ihrer gegenüber Mais geringeren Wirtschaftlichkeit, höher vergütet werden. Die aufgrund der größeren Naturverträglichkeit erfolgte Zuordnung der Kulturen zur Einsatzstoffklasse II ist fachlich grundsätzlich möglich, sollte aber im Detail dringen angepasst werden.
 - Zur Förderung der Biologischen Vielfalt sollten beim Einsatz von Anbaubiomasse mindestens 4 verschiedene Anbaukulturen gefordert werden, von denen keine mehr als 30 % Masseanteil umfasst.
- Anforderungen die außerhalb des EEG gelöst werden sollten
 - Der weitere Zubau der Bioenergienutzung sollte räumlich gesteuert werden, um die ökologische/räumliche Tragfähigkeit nicht zu überschreiten sowie Flächen/Nutzungskonkurrenzen zu vermeiden. Ansätze bieten Energiekonzepte und die Anlagengenehmigung.
 - Allgemein kann bei den ökologischen Auswirkungen teilweise nur schwer zwischen denen landwirtschaftlicher Produktion zur Nahrungs- und Futtermittelproduktion und der Energiepflanzenproduktion unterschieden werden. Daher sollte darauf hingewirkt werden, dass auch die naturschutzbezogenen Regelungen im Fachrecht (vgl. Biokraft-NachV (§§ 4-7) und Biost-NachV (§ 4-7), ELER-VO (Agrarumweltmaßnahmen), Cross-Compliance-Regelungen Artikel 6 (Guter landwirtschaftlicher und ökologischer Zustand, Düngemittel-VO, BNatschG § 5 Land-,



Forst- und Fischereiwirtschaft (gute fachliche Praxis), Bauleitplanung (Flächennutzungsplan)) konsequent umgesetzt werden.

2.3.4 Windenergie an Land

Der Ausbau der Windenergie an Land war in 2012 sowie in der ersten Hälfte 2013 unverändert dynamisch. Der Zubau erstreckt sich zusehends auf die gesamte Bundesrepublik, wobei es regional zu hohen Konzentrationen kommt. Mit dem Rückbau von Altanlagen an problematischen Standorten im Zuge des Repowerings sind aufgrund der zunehmende Höhe der als Ersatz errichteten Anlagen ambivalente Wirkungen auf Natur und Landschaft verbunden, die nicht ohne weiteres gegeneinander aufgerechnet werden können.

Neben dem Trend zu höheren Anlagen ist eine Entwicklung bei Kleinwindenergieanlagen (KWEA) zu beobachten. Die Problemlage bei KWEA ist ähnlich, jedoch im Moment so gering, dass sie hier nicht weiter betrachtet werden.

Für den weiteren Ausbau der Windenergienutzung an Land erscheint es zur Vermeidung und Minderung von Eingriffen weiterhin wichtig, dass in den kommenden Jahren in bestehenden und zu errichtenden Windparks die Auswirkungen auf die **verschiedenen Schutzgüter** detailliert untersucht und beschrieben werden. Der identifizierte Forschungsbedarf zu den Kollisionsrisiken und möglichen Auswirkungen auf **Greif- und Großvögel** sowie **Fledermäusen** ist weiterhin groß, moderne Techniken ermöglichen hier weitergehende Ergebnisse und Schlussfolgerungen.

Zentrale Konflikte	Veränderungen der Konflikte aufgrund des EEG
Zubau 2013: Prognose IE 2.180 MW* Bestand 2013: Prognose IE 33.052 MW**	§ 30 EEG Anreize zum Repowering
Fauna Die Errichtung von Windenergieanlagen führt zu Kollisionen von Vögeln und Fledermäusen.	
Landschaftsbild Insbesondere durch die Errichtung von zunehmend höheren Anlagen ist eine stärkere Fernwirkung und damit eine neue Form der Beeinträchtigung des Landschaftsbildes gegeben.	
Menschliche Gesundheit Auswirkungen können durch Lärm, Schattenwurf, Reflexion, Befehung und Infraschall verursacht werden.	

Nach Statistik 2013 Windmonitor *Zubau 2013: 1.007 Anlagen / 2.800 MW

**Bestand Dezember 2013: 24.009 Anlagen / 33.530 MW

Zukünftige Herausforderungen

- EEG-spezifische Anforderungen
 - Anreize im EEG für das Repowering (§ 30) mit dem Ziel, Anlagen in problematischen Bereichen zu ersetzen, erscheinen weiterhin sinnvoll.



- Eine Klassifizierung von WEA und damit auch hinsichtlich der maximalen Größe von Kleinwindenergieanlagen ist zu empfehlen.
- Anforderungen die außerhalb des EEG gelöst werden sollten.
 - Auf kommunaler und auf Landesebene bestehen insgesamt ausreichend Planungsinstrumente zur Steuerung der Windenergienutzung, auch hinsichtlich der Windenergienutzung über Wald.
 - In Anbetracht bestehender Unsicherheiten und Wissenslücken ist darauf zu achten, dass die Erteilung von Genehmigungen der Entwicklung des Wissensstands nicht zu weit voraus läuft. Hier kann ggf. auch in den Nebenbestimmungen der Genehmigungen Vorsorge getroffen werden, dass insbesondere Maßnahmen zur Vermeidung und Minderung von Eingriffen nach dem jeweiligen Stand der Technik angewandt werden.

2.3.5 Windenergie auf See

Die Anlagenzahl beim Ausbau der Windenergie auf See ist im Vergleich zur Anzahl der WEA an Land (noch) marginal. Die Auswirkungen auf See führen jedoch aufgrund besonderer Empfindlichkeiten der Meeresumwelt zu relevanten Konflikten.

Durch die Regelung in § 31 EEG können die Auswirkungen auf den Vogelzug und das Landschaftsbild zum Teil erfolgreich gemindert werden. Der Tiefenwasserbonus ist aus Naturschutzsicht jedoch zu hinterfragen, auch wenn er den Ausbauzielen der Offshore-Windenergienutzung vermutlich zuträglich ist. Mit der steigenden Küstenentfernung und gleichzeitigem Anstieg der Wassertiefe, sind mit den erhöhten technischen Anforderungen auch stärkere Eingriffe in das Ökosystem verbunden. Dies ist insbesondere bei der Fundamentierung der Anlagen und den daraus resultierenden Schallemissionen der Fall, die mit Größe und Einbindetiefe von Stahlfundamenten ansteigen. Diese werden besonders im Hinblick auf **Schweinswale** aus artenschutzrechtlicher Perspektive vielfach kritisch bewertet.



Zentrale Konflikte Zubau 2013: 48 Anlagen / 240 MW Bestand 2013: 116 Anlagen / 520,3 MW	Veränderungen der Konflikte aufgrund des EEG	
	§ 31 höhere Vergütungen mit steigender Wassertiefe und Küstenentfernung	§ 31 die Einspeisevergütung auf Bereiche außerhalb der Meeresschutzgebiete beschränkt
Fauna Trotz geeigneter Gegenmaßnahmen kann eine Störung von Schweinswalen aufgrund von Unterwasserschallimmissionen bei den Rammarbeiten der Stahlfundamente nicht ausgeschlossen werden.		
Fauna Die Errichtung von WEA auf See führt zu Kollisionen von Vögeln und kann den Vogelzug beeinträchtigen.		

Zukünftige Herausforderungen

- EEG-spezifische Anforderungen
 - Innerhalb des EEG wird derzeit wenig Bedarf für eine Steuerung des Ausbaus der Offshore-Windenergienutzung gesehen, da die planerischen Instrumente effektiver sind und ausreichen.
- Anforderungen die außerhalb des EEG gelöst werden sollten
 - Für den weiteren Ausbau der Offshore-Windenergienutzung ist es zur Vermeidung und Minderung von Eingriffen zunächst sehr wichtig, dass in den kommenden Jahren in den zu errichtenden Windparks die Auswirkungen auf die verschiedenen Schutzgüter detailliert untersucht und beschrieben werden, um so auch für den ökologischen Bereich eine möglichst steile Lernkurve zu erzielen. Gleichzeitig gilt es für wichtige Fragen wie Schallminderung und Beleuchtungskonzepte möglichst rasch technische Lösungen zu entwickeln.
 - Darüber hinaus wäre zu prüfen, ob artenschutzrechtliche Verbotstatbestände auch über andere Maßnahmen, wie eine verbesserte Vergrämung und eine Online-Überwachung der Baustellen vermieden werden können. Vor dem Hintergrund anderer und offenkundig mit EU-Recht vereinbarere Vorgehensweisen in anderen europäischen Ländern sollte geprüft werden, welche Regelungen und Maßnahmen ergriffen werden können, um die Verletzung von artenschutzrechtlichen Verbotstatbeständen zu vermeiden.

2.3.6 Photovoltaik-Freifläche

Der Bestand an PV-Freiflächenanlagen beträgt rund ein Viertel der installierten Leistung. Das ist bezogen auf das Verhältnis zu den Gebäude- und Bauwerksanlagen mehr als umweltpolitisch gewollt. Aufgrund der Kürzung der EEG-Vergütung fiel deren Anteil im



letzten Jahr auf bundesweit ca. 28 % (2013) am jährlichen Zubau. Der Wegfall der Ackerflächen hat sich vor allem in Bayern ausgewirkt. Die Zäsur in dem Bundesland des bisher stärksten Zubaus mit relevanten raumstrukturellen Folgen ist seit 2011 deutlich.

Inzwischen konzentriert sich der Zubau aufgrund der kontinuierlichen Präzisierung der vergütungsfähigen Flächenkategorien im EEG vor allem auf große vorbelastete Konversionsflächen in den östlichen Bundesländern. Die zunehmende Anlagengröße – inzwischen auf max. 10 MW begrenzt – stellt sich unter naturschutzfachlichen wie raumordnerischen Gesichtspunkten als Problem auch für die Akzeptanzschaffung dar. Die vergütungsseitig ausgeschlossenen Naturschutzgebiete wurden auch bisher nur in wenigen Fällen und überwiegend ohne Erfolg beplant.

Aufgrund der erheblichen Kostensenkungen sind erste Tendenzen erkennbar, PV-Freiflächenanlagen außerhalb der EEG-Vergütung zu realisieren. Es ist in diesem Zusammenhang nicht auszuschließen, dass die aus wirtschaftlicher Sicht besonders interessanten Flächen, hier insbesondere die aus der EEG-Vergütung entlassenen Ackerflächen, wieder stärker in den Blick genommen werden. Die das bisherige Geschehen prägende räumliche Steuerung durch das EEG entfällt hier, so dass auch umweltrelevante Konflikte drohen. Allerdings konzentriert sich die Entwicklung in diesem Bereich auf Nischenanwendungen im gewerblichen Betrieb. Komplette ohne EEG-Förderung betrieben werden ausschließlich Kleinanlagen für die gewährleistet ist, dass der PV-Strom jederzeit verbraucht wird.

Aktuelle Erkenntnisse zeigen, dass in den Bereichen Bodenverdichtung, -umlagerung und -versiegelung sowie Erosionsgefahr, Vegetation, Störung durch Reflexblendungen oder elektromagnetische Felder nicht mit erheblichen Auswirkungen zu rechnen ist. Auswirkungen auf bestimmte faunistische Artengruppen entfalten PV-FFA regelmäßig im Bau durch eine Stör- und Scheuchwirkung, die zur Folge hat, dass diese Arten ihr Bruthabitat verlieren.



Zentrale Konflikte	Veränderungen der Konflikte aufgrund des EEG			
Zubau 2013*: ~279 Anlagen / ~1.000 MW Bestand 2013*: ~1780 Anlagen / (22.400 ha) ~8.770 MW	Abgrenzung vergütungsfähiger Flächenkategorien / Streichung Ackerflächen	Beschränkung auf Konversionsflächen, 110 m Korridore entlang von Bundesautobahnen und Schienenwegen	Ausschluss von Konversionsflächen, die Naturschutzgebiet oder Nationalpark sind	Beschränkung auf maximal 10 MW (20-25 ha)
Fauna Entzug und Zerschneidung von Lebensräumen für Groß- und Mittelsäuger durch Abzäunung großer Anlagen				
Flora Störung der Vegetationsentwicklung durch Überdeckung bzw. Verschattung				
Landschaftsbild Technisierung und Verfremdung von Landschaft insbesondere durch Großanlagen				

* Abschätzung zum 06.12.2013

Zukünftige Herausforderungen

- EEG-spezifische Anforderungen
 - Der Geltungsbereich des Ausschlusses der Vergütung für Freiflächenanlagen in Naturschutzgebieten und Nationalparks sollte allgemeingültig sein und im Sinne einer konsequenten Gesamtregelung nicht nur auf Konversionsstandorte beschränkt werden.
- Anforderungen die außerhalb des EEG gelöst werden sollten
 - Vor dem Hintergrund der kostensenkungsbedingt verringerten räumlichen Steuerungswirkung des EEG sind die Möglichkeiten der Raumordnung und Bauleitplanung verstärkt zu nutzen, um geeignete Standorte in Umfang und Lage zu ermitteln und vorzuhalten.
 - Die räumliche Steuerung soll auch dazu genutzt werden, Lebensraumkorridore des Naturschutzes von großen Freiflächenanlagen mit langen Zaunstrecken freizuhalten.

2.3.7 Wasserkraft

Im Bereich der Wasserkraft ist zukünftig nur mit geringem Zubau zu rechnen. Damit beschränken sich die ökologischen Auswirkungen auf den Anlagenbestand und dessen



Stand der Technik. Allgemein wird die Gewässerökologie am Standort einer Wasserkraftanlage in mehrfacher Hinsicht im Vergleich zum natürlichen Gewässer beeinträchtigt. Bestimmte Betriebsweisen von Wasserkraftanlagen wie der Schwellbetrieb haben zusätzliche Auswirkungen. Diese Betriebsart ist zwar in beinahe allen Bundesländern aus ökologischen Gründen verboten, doch führt die steigende Notwendigkeit zur Stromerzeugung im Laufwasserkraftwerk nach Leistungsbedarf zu einer Zunahme der Ausstellung von Erlaubnisbescheiden für den Schwellbetrieb.

Hieraus resultieren zum Teil gravierende Auswirkungen auf die Artenzusammensetzung und die Dominanzverhältnisse der Ufer- und Auenvegetation sowie der terrestrischen Fauna. Seit dem EEG 2012 besteht ein Anspruch auf Vergütung nur noch, wenn die Anforderungen des Wasserhaushaltsgesetz (WHG) erfüllt sind.

Zentrale Konflikte Zubau 2013: Keine Angaben Bestand 2013: Keine Angaben	Veränderungen der Konflikte aufgrund des EEG		
	Alle Anlagen: ökologische Anforderungen nach §23 Absatz 4 EEG	Alle Anlagen: ökologische Anfor- derungen nach §23 Ab- satz 4 EEG i.V.m. WHG (ab EEG 2012)	Bestehende Anla- gen zusätzlich: technischen Anfor- derungen nach §23 Absatz 2 EEG
Fauna Beeinträchtigung durch Schwellenbetrieb			
Fauna Beeinträchtigung der Durchgängigkeit für die Aquafauna bei stromaufwärts und -abwärts gerichteter Wanderung			
Flora Folgen von Aufstau und Ausleitung auf die Lebensgemeinschaften in und an Fließgewässern; Beeinträchtigung von Auen (Erosionsreduzierung, fehlendes Hochwasser und Wasserspiegelbeein- flussungen führen zu Auswirkungen auf Artenzusammensetzung)			

Zukünftige Herausforderungen

- EEG-spezifische Anforderungen

Bleibt der Verweis auf das WHG bestehen, werden folgende Änderungen für die Nachweisregelung empfohlen:

- Es wird empfohlen, eine Informationsmöglichkeit der zuständigen Behörden an den Netzbetreiber im EEG zu verankern. Der Netzbetreiber sollte verpflichtet werden, begründeten Hinweisen zur möglichen Nichteinhaltung der technischen oder ökologischen Anforderungen nachzugehen.



- Alternativ sollte im EEG eine Regelung über einen regelmäßigen Nachweis der ökologischen Maßnahmen (ggf. sowohl nach EEG 2004, EEG 2009 als auch nach EEG 2012) durch die Betreiberin oder den Betreiber aufgenommen werden.
- Die Möglichkeit, die Erfüllung der ökologischen Anforderungen durch ein Umweltgutachten nach EEG 2009 nachzuweisen, sollte sofort entfallen. Die Übergangsregelungen in § 66 Absatz 5 und Absatz 14 sollten so umformuliert werden, dass sie nicht auf die Nachweisregelung anzuwenden sind.
- Die Regelung der Nachweispflicht im EEG 2012 dämmt den Missbrauch durch gutachterliche Stellungnahmen ein. Auch wenn aus Behördensicht Gutachten für den Nachweis der ökologischen Verbesserung nicht erforderlich sind und der administrative Aufwand in der DAU nicht zwingend gerechtfertigt erscheint, sind Fälle denkbar, in denen durch Maßnahmen, die keine wasserrechtliche Zulassung erfordern, die Anforderungen nach dem WHG erfüllt werden. Auch könnte eine Gutachterin oder ein Gutachter in Zukunft die wirtschaftliche Angemessenheit von Maßnahmen prüfen. Daher wird empfohlen, die Regelung beizubehalten.
- § 23 Absatz 4 Satz 3 Nr. 2 sollte dahin gehend geändert werden, dass die Frist auf drei Monate verlängert wird.
- Anforderungen die außerhalb des EEG gelöst werden sollten
 - Eine inhaltliche Beschäftigung mit den Anforderungen muss im WHG erfolgen, nicht im EEG, das lediglich einen Bezug herstellt.



3 Stromerzeugung aus Klär-, Deponie- und Grubengas

3.1 Bisherige Regelung

3.1.1 Klärgas

Die EEG-Vergütung für Strom aus Klärgas wird in § 25 EEG 2012 geregelt. Die Vergütungssätze werden in Abhängigkeit von der Bemessungsleistung festgelegt. Die Degression beträgt 1,5 % und der Vergütungszeitraum 20 Jahre. In der nachfolgenden Tabelle sind die EEG-Vergütungssätze von 2012 bis 2016 dargestellt.

Tabelle 3-5: EEG-Vergütung für Strom aus Klärgas gemäß § 25 EEG.

Jahr der Inbetriebnahme	bis 500 kW_{el} in ct/kWh	bis 5 MW_{el} in ct/kWh
2012	6,79	5,89
2013	6,69	5,80
2014	6,59	5,71
2015	6,49	5,63
2016	6,39	5,54

Für Strom aus aufbereitetem Klärgas wird gemäß Anlage 1 EEG 2012 ein Gasaufbereitungsbonus bis zu einer Bemessungsleistung von 5 MW_{el} gewährt. Die Vergütung richtet sich nach der maximalen Nennleistung der Gasaufbereitung und beträgt:

- bis 700 Nm³/h: 3,0 ct/kWh
- bis 1.000 Nm³/h: 2,0 ct/kWh
- bis 1.400 Nm³/h: 1,0 ct/kWh

3.1.2 Deponiegas

Die EEG-Vergütung für Strom aus Deponiegas wird in § 24 EEG 2012 geregelt. Die Vergütungssätze werden wie bei Klärgas in Abhängigkeit von der Bemessungsleistung festgelegt. Die Degression beträgt 1,5 % und der Vergütungszeitraum 20 Jahre. In der nachfolgenden Tabelle sind die EEG-Vergütungssätze von 2012 bis 2016 dargestellt.



Tabelle 3-6: EEG-Vergütung für Strom aus Deponiegas gemäß § 24 EEG

Jahr der Inbetriebnahme	bis 500 kW_{el} in ct/kWh	bis 5 MW_{el} in ct/kWh
2012	8,60	5,89
2013	8,47	5,80
2014	8,34	5,71
2015	8,22	5,63
2016	8,10	5,54

Für Strom aus aufbereitetem Deponiegas wird gemäß Anlage 1 EEG 2012 ein Gasaufbereitungsbonus bis zu einer Bemessungsleistung von 5 MW_{el} gewährt. Die Vergütung richtet sich nach der maximalen Nennleistung der Gasaufbereitung und beträgt:

- bis 700 Nm³/h: 3,0 ct/kWh
- bis 1.000 Nm³/h: 2,0 ct/kWh
- bis 1.400 Nm³/h: 1,0 ct/kWh

3.1.3 Grubengas

Die EEG-Vergütung für Strom aus Grubengas wird in § 26 EEG 2012 geregelt. Die Vergütungssätze werden in Abhängigkeit von der Bemessungsleistung festgelegt.

Die Degression beträgt 1,5 % und der Vergütungszeitraum 20 Jahre. In der nachfolgenden Tabelle sind die EEG-Vergütungssätze von 2012 bis 2016 dargestellt.

Tabelle 3-7: EEG-Vergütung für Strom aus Grubengas gemäß § 26 EEG

Jahr der Inbetriebnahme	bis 1 MW_{el} in ct/kWh	bis 5 MW_{el} in ct/kWh	über 5 MW_{el} in ct/kWh
2012	6,84	4,93	3,98
2013	6,74	4,86	3,92
2014	6,64	4,78	3,86
2015	6,54	4,71	3,80
2016	6,44	4,64	3,75

3.2 Stand der Marktentwicklung

3.2.1 Entwicklung von Klär-, Deponie- und Grubengas

3.2.1.1 Stromerzeugung

Die Gesamt-Stromerzeugung aus Klär-, Deponie- und Grubengas in Deutschland ist in den letzten Jahren leicht rückläufig. Die größte Stromerzeugung aus den drei Energieträgern wurde im Jahr 2007 mit rd. 3,6 TWh erreicht. Im Jahr 2011 lag sie bei rd. 3,0 TWh (siehe Abbildung 3-8).



Die Entwicklung der Stromerzeugung stellt sich für die einzelnen Energieträger recht unterschiedlich dar. Für Grubengas lag die größte Stromerzeugung mit rd. 1,6 TWh im Jahr 2007. Seit 2007 ist die jährliche Stromerzeugung rückläufig und lag im Jahr 2011 noch bei rd. 1,1 TWh (IVG 2013 und GVSt 2013). Deponiegas erreichte im Jahr 2006 die größte Stromerzeugung mit rd. 1,1 TWh, wobei sie im Jahr 2012 nur noch bei rd. 0,6 TWh lag [5]. Im Gegensatz zu Deponie- und Grubengas ist die Stromerzeugung aus Klärgas in den letzten zehn Jahren gestiegen, wobei insbesondere in den letzten Jahren erhebliche Zuwachsraten zu beobachten sind. Lag die Stromerzeugung im Jahr 2003 noch bei rd. 0,8 TWh, wurden im Jahr 2012 rd. 1,3 TWh erzeugt [5].

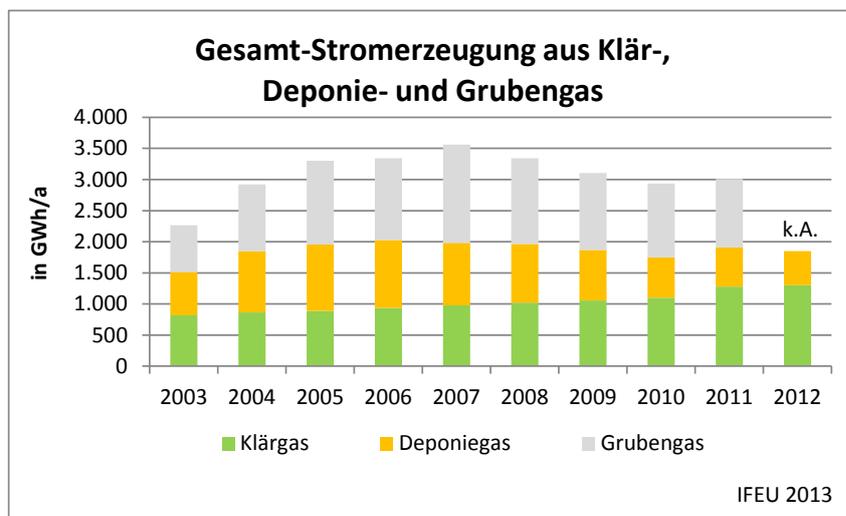


Abbildung 3-8: Gesamt-Stromerzeugung aus Klär-, Deponie- und Grubengas in Deutschland [eigene Darstellung mit Daten aus [5],[19],[20]].

Abbildung 3-9 zeigt die jährliche Zu- bzw. Abnahme der Gesamt-Stromerzeugung für Klär-, Deponie- und Grubengas. Deutlich zu erkennen ist die kontinuierliche Zunahme für Klärgas, die insbesondere im Jahr 2011 mit 179 GWh besonders hoch ausfiel. Für Deponie- und Grubengas ist ein deutlicher Rückgang seit den Jahren 2007/2008 erkennbar.

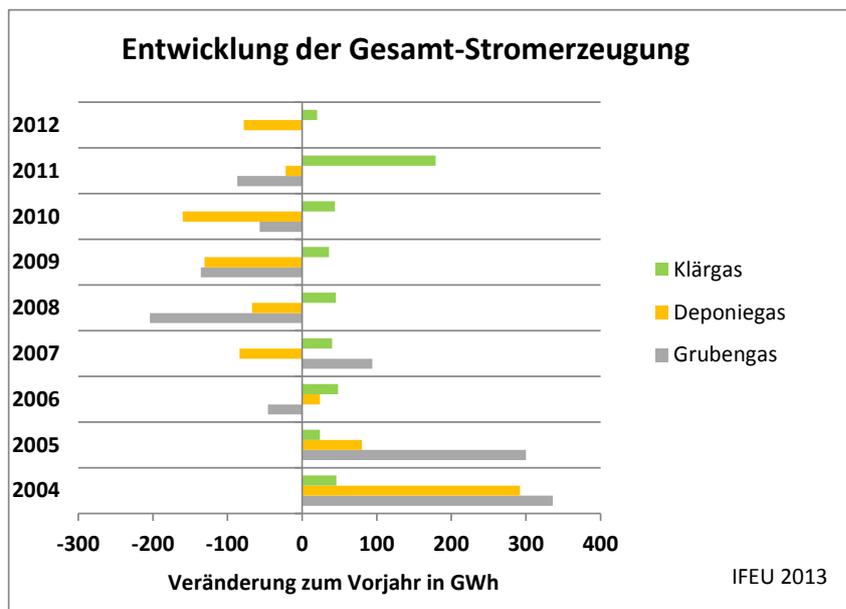


Abbildung 3-9: Entwicklung der Gesamt-Stromerzeugung aus Klär-, Deponie- und Grubengas im Vergleich zum jeweiligen Vorjahr in GWh [eigene Darstellung mit Daten [5],[19],[20] und eigenen Berechnungen].

Die EEG-Stromerzeugung aus Klär-, Deponie- und Grubengas für Anlagen, die eine Vergütung nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) erhalten, ist seit 2005 rückläufig (siehe Abbildung 3-10). Auf Basis von Anlagendaten der vier Übertragungsnetzbetreiber in Deutschland wurde im Jahr 2005 die höchste EEG-Stromerzeugung mit rd. 3,1 TWh erzielt. Im Jahr 2012 lag sie bereits bei lediglich rd. 1,8 TWh, wobei der größte Anteil auf die Direktvermarktung des Stroms entfiel. Der Anteil der Direktvermarktung erreichte 2011 seinen höchsten Wert und ging im Jahr 2012 wieder leicht zurück.

Diese Entwicklung spiegelt sich auch in den Zahlungen der EEG-Vergütungen für Klär-, Deponie- und Grubengas wider (siehe Abbildung 3-11). Während die EEG-Vergütung im Jahr 2005 noch bei rd. 219 Mio. Euro lag, betrug sie im Jahr 2011 nur noch rd. 36 Mio. Euro (ohne Direktvermarktung). Im Jahr 2012 kam es zu einem leichten Anstieg auf rd. 42 Mio. Euro.

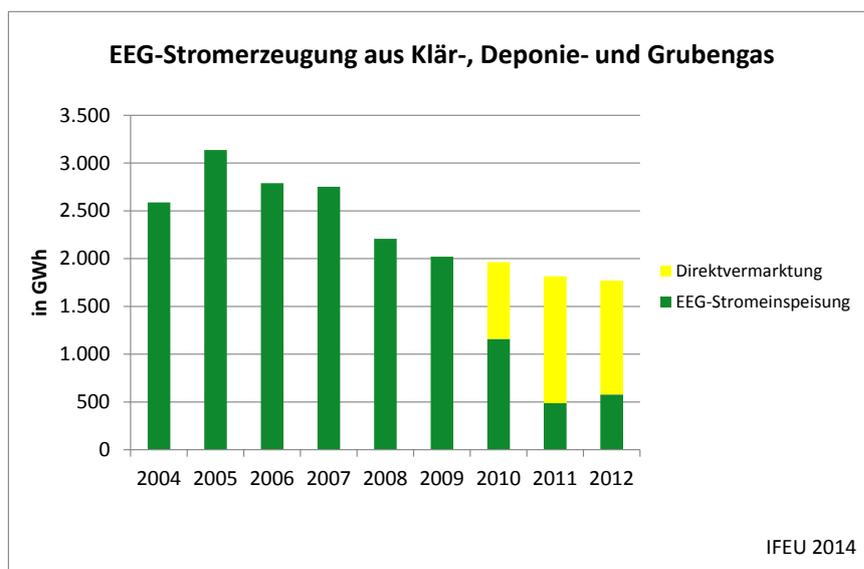


Abbildung 3-10: Entwicklung der EEG-Stromerzeugung aus Klär-, Deponie- und Grubengas, gegliedert in die Anteile Direktvermarktung und EEG-Stromeinspeisung in GWh [eigene Darstellung mit Daten aus [21]].

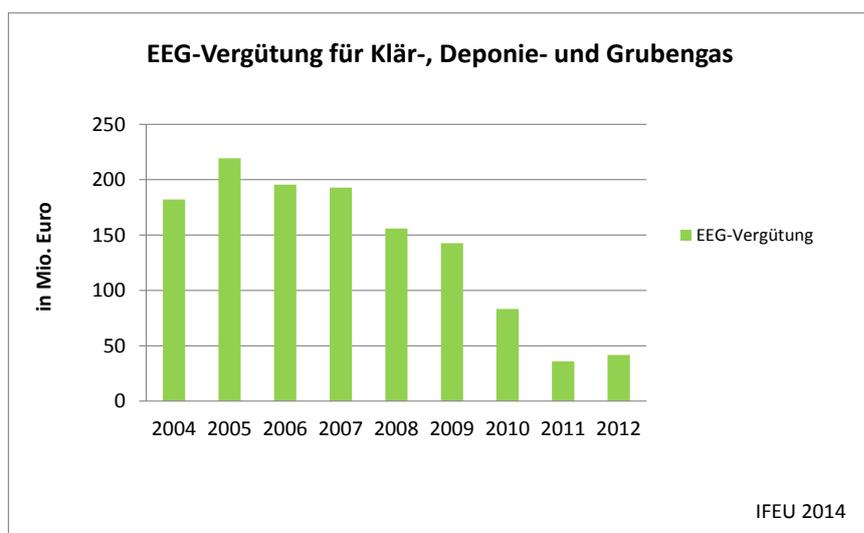


Abbildung 3-11: Entwicklung der EEG-Vergütung für Klär-, Deponie- und Grubengas nach dem EEG in Mio. Euro [eigene Darstellung mit Daten aus[21]].

3.2.1.2 EEG-Zubau an installierter Leistung

Für Klärgas lag der jährliche EEG-Zubau an installierter Leistung im Jahr 2003 noch bei rd. 11 MW. In den Folgejahren hat der EEG-Zubau für Klärgas stark abgenommen und lag in der Regel unter einem MW Leistung (siehe Abbildung 3-12).

Für Deponiegas ist ein ähnlicher Trend zu beobachten, wobei der höchste Zubau im Jahr 2004 mit rd. 21 MW lag. Für Grubengas lag der stärkste Zubau in den Jahren 2003 (63 MW) und 2004 (48 MW). Danach kam es zu einem erheblichen Rückgang der Neuin-

stationen. In den Jahren 2009 bis 2011 betrug der jährliche Zubau zwischen 3 MW und 7 MW Leistung.

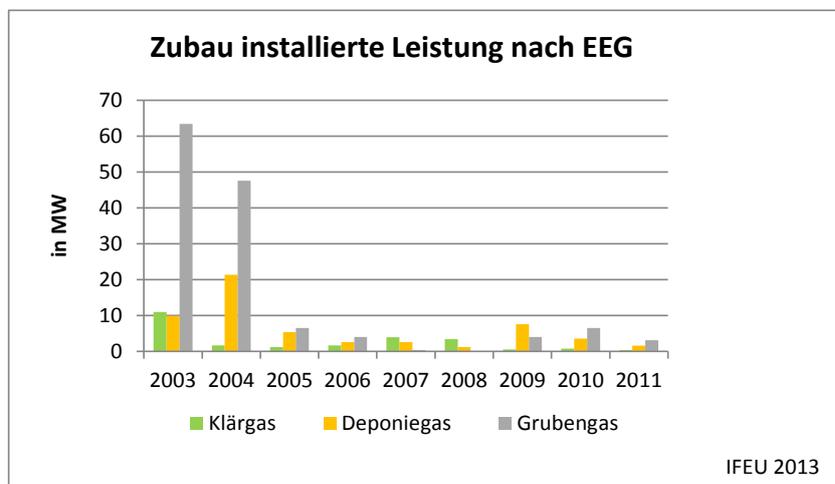


Abbildung 3-12: Jährlicher Zubau an installierter Leistung für Klär-, Deponie- und Grubengas (EEG gefördert)[eigene Darstellung mit Daten aus [21]].

3.2.2 Klärgas

Klärgas entsteht bei der Faulung von Schlämmen aus der biologischen Abwasserreinigung. Das Abwasseraufkommen und damit Schlammaufkommen wird im Wesentlichen von der Einwohnerzahl bestimmt. In Deutschland liegt der Anschlussgrad an die Abwasserentsorgung bei über 96 %. Die restliche Bevölkerung ohne Anschluss an die öffentliche Kanalisation reinigt ihr Abwasser über Kleinkläranlagen oder abflusslose Gruben.

Der bei der Abwasserreinigung anfallende Rohschlamm wird auf den Kläranlagen überwiegend anaerob behandelt. Weitere Behandlungsverfahren sind die aerobe Schlammstabilisierung sowie die Verbrennung von Rohschlamm [22]. Nur bei der anaeroben Schlammbehandlung fällt Klärgas an. Die Menge des anfallenden Klärgases hängt von der Effizienz der anaeroben Schlammbehandlung ab (kontinuierliche Schlammzugabe, Vermeidung von Temperaturschwankungen im Faulbehälter, Voreindickung des Überschussschlammes, ausreichende Aufenthaltszeit im Faulbehälter).

Des Weiteren ist eine zusätzliche Klärgaserzeugung bei gegebenen Überschusskapazitäten durch Co-Fermentation von Abfällen möglich. Hier gilt es jedoch zu beachten, dass Abfälle geeignet sein müssen und eine schadlose Verwertung gewährleistet ist. Auch zu beachten ist die bisherige Entsorgung der Abfälle, die ggf. ökologisch vorteilhafter ist als eine Co-Fermentation.

3.2.2.1 Rechtlicher Rahmen

Die Abwasserreinigung ist rechtlich durch das Gesetz zur Ordnung des Wasserhaushalts (Wasserhaushaltsgesetz – WHG) vom 31. Juli 2009 geregelt. Eine weitergehende Konkretisierung der Anforderungen an das Einleiten von Abwasser in Gewässer ist in der Ab-

wasserverordnung [23] gegeben. Nach diesen Regelwerken gibt es keine Vorgabe für die Rohschlammbehandlung bzw. Klärgaserzeugung und -verwendung. Vorgaben für die Verbrennung von Klärgas sind lediglich hinsichtlich einer Begrenzung der Emissionen über die 1. BImSchV und die Verwaltungsvorschrift TA Luft gegeben.

3.2.2.2 Aufkommen und Verwendung

Die jährlich in Deutschland anfallende Klärgasmenge wird vom statistischen Bundesamt veröffentlicht [24]. In Abbildung 3-13 ist die Klärgasmenge für den Zeitraum von 2003 bis 2012 dargestellt. Im Jahr 2003 lag die Klärgasmenge noch bei rd. 4,7 TWh und stieg bis zum Jahr 2012 auf rd. 5,7 TWh an. Im Jahr 2011 wurden 79 % des Klärgases in KWK-Anlagen und 11 % in Heizungen energetisch verwertet. 5 % des Klärgases wurde an Dritte abgegeben und weitere 5 % abgefackelt. Der Verlust des Klärgases über die Gasfackel ist demnach bereits relativ gering. Aus der Zeitreihe für das Klärgasaufkommen und die Verwendung wird deutlich, dass der Anteil der KWK-Nutzung und die Abgabe an Dritte leicht gestiegen sind. Dagegen sind sowohl der Anteil für Heizzwecke als auch die anteiligen Fackelverluste rückläufig.

Der Anstieg der Klärgasmenge kann aus einem Anstieg der anteiligen anaeroben Rohschlammbehandlung resultieren. Nach [25] wurde der in Deutschland anfallende Rohschlamm im Jahr 2004 zu 75 % anaerob in Faulbehältern stabilisiert, zu 12 % aerob behandelt und zu 13 % verbrannt. Wird von einem konstanten Rohschlammfall ausgegangen, entspräche der Anstieg der Klärgasmenge einem gegenwärtigen Anteil der anaeroben Behandlung in Faulbehältern von 87 %. In [22] wurde das maximale Potenzial für eine anaerobe Behandlung mit 95 % angenommen. Ausgehend von diesem Wert ergibt sich abzüglich Fackelverlusten ein verbleibendes Potenzial von rd. 0,44 TWh an Klärgas, das durch Neueinrichtung einer anaeroben Behandlung erschlossen werden könnte.

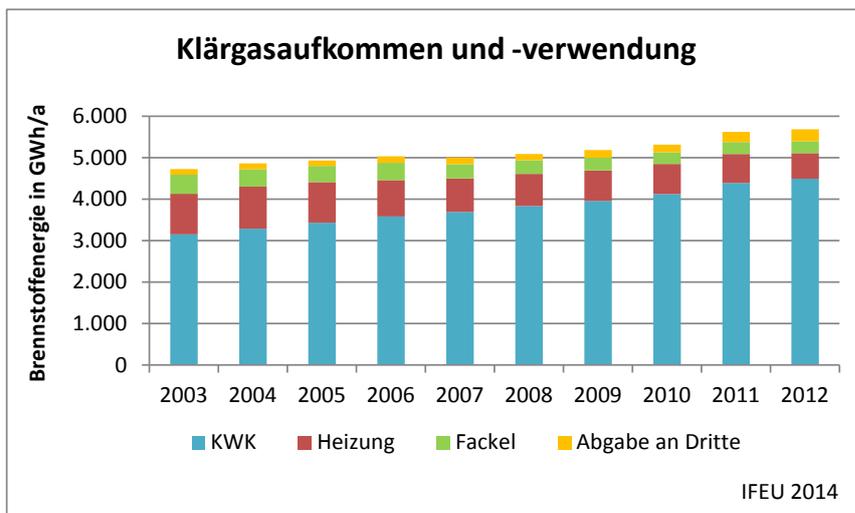


Abbildung 3-13: Klärgasaufkommen in den Jahren 2003 bis 2011 und Angaben zu den verschiedenen Nutzungspfaden [eigene Darstellung mit Daten aus [24]].

Der Anteil des für die Stromerzeugung genutzten Klärgases könnte auf 90 % gesteigert werden, wenn zukünftig auch die für Heizzwecke eingesetzte Klärgasmenge von rd. 0,7 TWh in Stromerzeugungsanlagen eingesetzt würde. Hier ist jedoch zu bedenken, dass es aufgrund des geringeren Wärmenutzungsgrades von KWK-Anlagen gegenüber Heizkesseln zu Problemen mit der Wärmeeigenversorgung des anaeroben Prozesses im Faulbehälter kommen kann.

3.2.2.3 Stromerzeugung

In Abbildung 3-14 ist eine Zeitreihe für das Klärgasaufkommen, den Klärgaseinsatz in KWK und die daraus resultierende Stromerzeugung dargestellt. Des Weiteren ist der jährliche elektrische Nutzungsgrad der Stromerzeugung angegeben. Der elektrische Nutzungsgrad ist bundesweit von 30,2 % (2003) auf 32,4 % (2012) gestiegen.

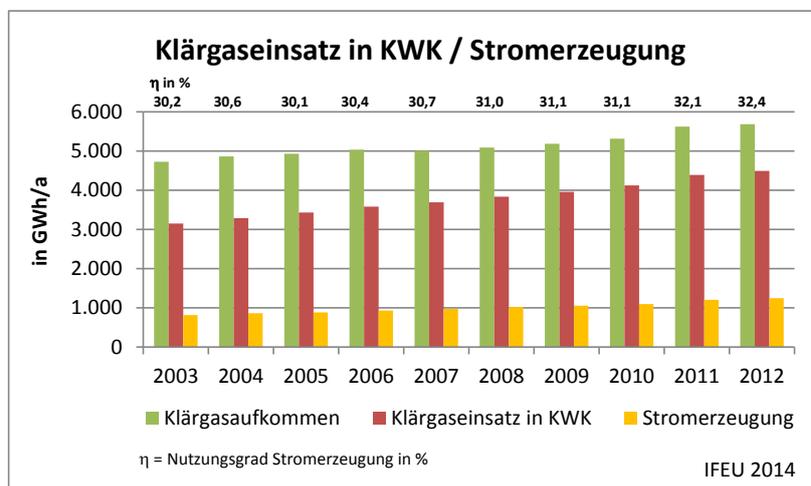


Abbildung 3-14: Klärgaseinsatz in KWK-Anlagen und Stromerzeugung [eigene Darstellung mit Daten aus [24], eigene Berechnungen].

In Abbildung 3-15 ist die Stromerzeugung aus Klärgas als Zeitreihe dargestellt. Im Jahr 2003 lag die Stromerzeugung bei rd. 0,8 TWh und im Jahr 2012 bei rd. 1,25 TWh. Darüber hinaus ist für den Zeitraum 2003 bis 2012 die Einspeisung in das öffentliche Stromnetz dargestellt. Es ist zu erkennen, dass nur ein kleiner Anteil der Stromerzeugung (im Jahr 2012 nur 6 %) in das öffentliche Stromnetz eingespeist wird – nur für diese Strommenge besteht jedoch ein Anspruch auf EEG-Vergütung. Der Eigenverbrauch stellt daher die bevorzugte Nutzungsform auf Kläranlagen dar.

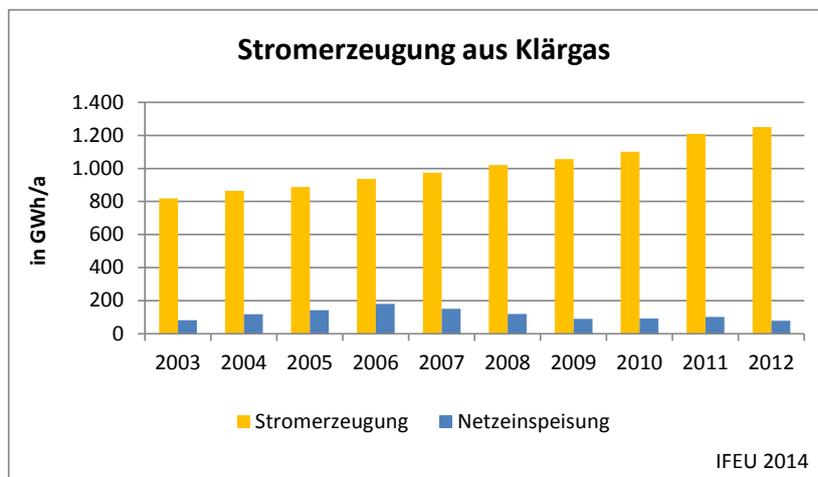


Abbildung 3-15: Stromerzeugung und Netzeinspeisung ins öffentliche Stromnetz aus Klärgas [eigene Darstellung mit Daten aus [5] und [24]]

Eine Möglichkeit zur Steigerung der Stromerzeugung aus Klärgas besteht im Einsatz von effizienteren Aggregaten. Gemäß der statistischen Erhebung wurden im Jahr 2012 rd. 1,25 TWh Strom aus Klärgas erzeugt. Bezogen auf die berichtete Klärgasmenge zur Stromerzeugung (umgerechnet auf den unteren Heizwert) berechnet sich daraus ein durchschnittlicher elektrischer Wirkungsgrad der Stromerzeugungsanlagen von 32,4 %. Gegenüber den Vorjahren entspricht dies einem leichten Anstieg.

In [22] wurde für größere, effiziente BHKW von einem Nettostromwirkungsgrad von 38 % ausgegangen. Die dadurch mögliche Steigerung der jährlichen Stromerzeugung ist mit rd. 0,2 TWh vergleichsweise gering. Insgesamt würde bei einem Nettostromwirkungsgrad von 38 % eine Stromerzeugung von rd. 1,5 TWh ergeben.

3.2.2.4 Installierte Leistung

Die installierte Gesamtleistung für Klärgas ist von 149 MW in 2003 auf 236 MW in 2012 gestiegen. Dies entspricht einer Steigerung von 58 %. In Abbildung 3-16 ist die Gesamtleistung und der EEG-Zubau dargestellt. Der EEG-Zubau beträgt dabei in den Jahren 2009 bis 2012 weniger als 1 MW pro Jahr. Dies entspricht deutschlandweit zwei Gasmotoren á 500 kW. Im Vergleich wurden ohne EEG-Förderungen von 2009 auf 2010 rd. 8 MW und von 2010 auf 2011 rd. 33 MW an Motorleistung zugebaut. Von 2011 auf 2012 ergab sich eine Steigerung von lediglich 3 MW.

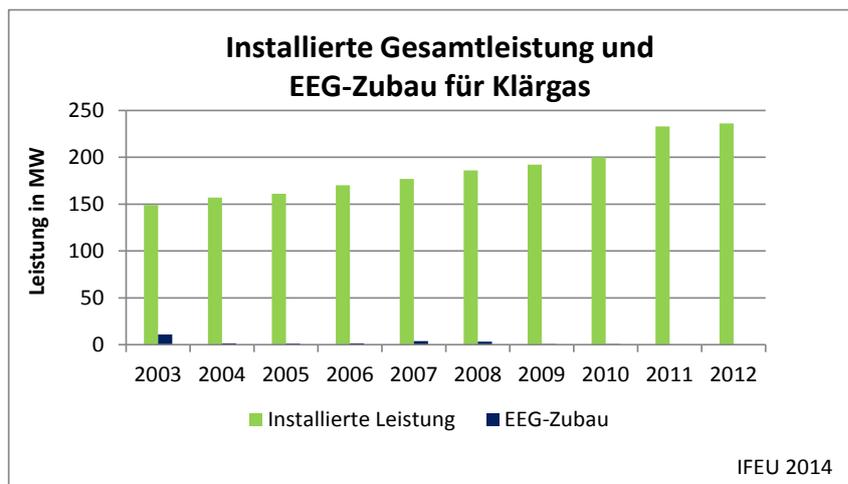


Abbildung 3-16: Installierte Gesamtleistung und EEG-Zubau an installierter Leistung für Klärgas [eigene Darstellung mit Daten aus [5] und [21]].

3.2.2.5 Potenziale

Aus den gegebenen Randbedingungen für die Entstehung, die Fassung und Verwendung von Klärgas ergeben sich folgende Aussagen:

1. Es gibt keine rechtliche Vorgabe für die Klärgaserzeugung und Art der Verwendung.
2. Die jährlich anfallende Klärgasmenge wird aufgrund des hohen Anschlussgrades nur noch moderat steigen. Aufgrund der demografischen Entwicklung ist langfristig tendenziell mit einem Rückgang der Klärgasmenge zu rechnen.
3. Eine Steigerung der Klärgaserzeugung ist durch effizientere Faulung oder Co-Fermentation denkbar. Die Möglichkeit der Co-Fermentation von biogenen Abfällen in Faulungsanlagen ist durch die wasserrechtliche Genehmigung der Kläranlage und sehr stark vom eingesetzten Substrat abhängig.
4. Eine Steigerung der Klärgaserzeugung durch Umstellung von aeroben auf anaeroben Schlammstabilisierungsverfahren ist grundsätzlich möglich. Das Potenzial ist mit ca. 0,44 TWh vergleichsweise gering.
5. Klärgas wird bereits zu 79 % (2012) zur Stromerzeugung genutzt und dabei überwiegend in KWK-Anlagen eingesetzt. Eine Steigerung ist durch die Änderung des Nutzungspfades des Klärgases vom Heizkessel auf KWK-Anlage möglich. Das Potenzial hierfür liegt bei rd. 0,7 TWh Klärgas; bei der Umsetzung ist die Wärme-eigenversorgung zu analysieren. Die Nutzung des abgefackelten Klärgases (5 % der gesamten Klärgasmenge) birgt lediglich ein geringes Potenzial.
6. Der durchschnittliche Stromwirkungsgrad liegt derzeit bei rd. 32 % (2012) und könnte theoretisch mit einem Repowering der KWK-Anlagen auf 38 % gesteigert

werden. Das Potenzial hierfür ist mit 0,2 TWh zusätzlich erzeugbarem Strom ebenfalls vergleichsweise gering.

7. Für die kommenden Jahre wird weiterhin mit einer moderaten Zunahme der Stromerzeugung gerechnet. Dies ist auf verschiedene Faktoren zurückzuführen wie beispielsweise Repowering bestehender Gasmotoren mit heute deutlich höheren elektrischen Wirkungsgraden, Neubau von effizienten Schlammfäulungsanlagen, Neubau von Schlammfäulungsanlagen mit Umstellung auf anaerobe Schlammstabilisierung auf kleinen Kläranlagen < 25.000 EW, Steigerung der Co-Vergärung von Fetten, Reststoffen aus der Lebensmittelindustrie in Fäulungsanlagen auf Kläranlagen.

3.2.3 Deponiegas

Deponiegas entsteht bei der Ablagerung von biogenen Abfällen aufgrund biologischer Abbauprozesse. In Deutschland ist die Ablagerung unvorbehandelter Abfälle seit Juli 2005 verboten. Organische Abfälle sind seither so vorzubehandeln, dass die erzeugte Outputfraktion Ablagerungskriterien hinsichtlich der Gasbildungsrate ($GB_{21} < 20$ l/kg) oder der Atmungsaktivität ($AT_4 < 5$ mg/g), des TOC-Gehaltes (< 18 % TM) oder des Brennwertes (< 6.000 kJ/kg TM) einhält (DepV 2009, Anhang 3, Nummer 2 [26]).

Damit sowie durch vorgegebene Einbaumaßnahmen soll sichergestellt werden, dass aus der Ablagerung nur noch in vernachlässigbarem Umfang Methan aus Abbauprozessen anfällt und in die Atmosphäre entweicht. Das bedeutet, dass derzeit und zukünftig anfallendes Deponiegas aus Ablagerungen vor 2005 resultiert und künftig rückläufig ist.

3.2.3.1 Rechtlicher Rahmen

Maßgeblich für Deponiegas ist die Deponieverordnung (DepV) 2009 [26]. In Anhang 5, Nummer 7 heißt es:

„Entsteht auf einer Deponie auf Grund biologischer Abbauprozesse Deponiegas in relevanten Mengen, hat der Betreiber einer Deponie der Klasse I, II oder III dieses Deponiegas schon in der Ablagerungsphase zu fassen und zu behandeln, nach Möglichkeit energetisch zu verwerten. Deponiegaserfassung, -behandlung und -verwertung sind nach dem Stand der Technik durchzuführen. Quantität und Qualität des Deponiegases sind nach Nummer 3.2 Tabelle Nummer 2.4 zu untersuchen. Abweichend von Satz 1 kann der Deponiebetreiber mit Zustimmung der zuständigen Behörde auf die Fassung geringer Restemissionen an Deponiegas verzichten. In diesem Fall hat er gegenüber der zuständigen Behörde nachzuweisen, dass das im Deponiegas enthaltene Methan vor Austritt in die Atmosphäre weitestgehend oxidiert wird.“



3.2.3.2 Aufkommen und Verwendung

Die jährlich in Deutschland gesammelte Deponiegasmenge wird zum einen in der Abfallstatistik, Fachserie 19, Reihe 1 [27]) beschrieben, zum anderen sind im Nationalen Inventarbericht [28] weitere Mengen angegeben. Aktuelle Angaben liegen für das Jahr 2010 vor:

Nach Daten des [27] lag das Deponiegasaufkommen 2010 aus Deponien in der Ablagerungs- und Stilllegungsphase sowie in der Nachsorgephase bei 529,2 Mio. m³ bei einem Methangehalt von 48 Vol.-%:

- 296 Mio. m³ (56 %) eigener Verbrauch zur Erzeugung von Treibstoffen, Strom und / oder Wärme
- 149,5 Mio. m³ (28 %) Abgabe an EVU
- 19,6 Mio. m³ (4 %) Abgabe an Haushalte, Unternehmen, usw.
- 63,9 Mio. m³ (12 %) Fackelverluste

In [28] werden für 2010 rd. 640 Mio. m³ angegeben.

In Abbildung 3-16 ist das Deponiegasaufkommen und der Verwendungszweck für die Jahre 2004, 2006, 2008 und 2010 angegeben [27]. Dabei handelt es sich um das Deponiegas aus Deponien in der Ablagerungs- und Stilllegungsphase. Dabei ist der Rückgang der Brennstoffenergie von 3.275 GWh in 2004 auf 2.370 GWh in 2010 festzustellen. Wie zuvor beschrieben, wird der größte Anteil des Deponiegases selbst verbraucht. In welchem Umfang Deponiegas in KWK-Anlagen eingesetzt wird, ist nicht erfasst. Ebenfalls keine Aussage kann über die Effizienz der Anlagen gemacht werden, in denen Deponiegas zur Energiegewinnung eingesetzt wird.

Der zweitgrößte Anteil des Deponiegases wird an EVU abgegeben. Die Abgabe an Sonstige ist von untergeordneter Bedeutung. Im Vergleich zum Klärgas fallen die Fackelverluste beim Deponiegas höher aus.

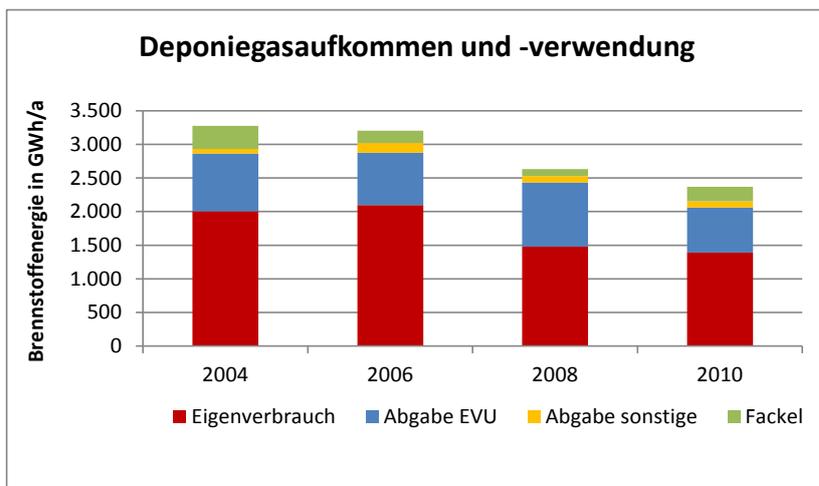


Abbildung 3-17: Deponiegasaufkommen und –verwendung für Deponien in der Ablagerungs- und Stilllegungsphase gegliedert nach Eigenverbrauch auf der Deponie, Abgabe an EVU, Abgabe sonstige sowie Fackelverluste [eigene Darstellung mit Daten aus [27], eigene Berechnungen].

In Abbildung 3-18 ist die Deponiegasverwendung nach Deponiephase dargestellt (Basisjahr 2010). Hinsichtlich des Deponiegasaufkommens spielen Deponien in der Nachsorgephase eine untergeordnete Rolle. Das Deponiegas aus der Nachsorgephase wird größtenteils abgefackelt (53 %), da hier nur noch geringe Mengen an Deponiegas mit geringem Methangehalt anfallen, die nicht wirtschaftlich in einer KWK-Anlage eingesetzt werden können. Für Deponiegas aus der Ablagerungs- und Stilllegungsphase beträgt der Anteil der Fackelverluste nur 9 %.

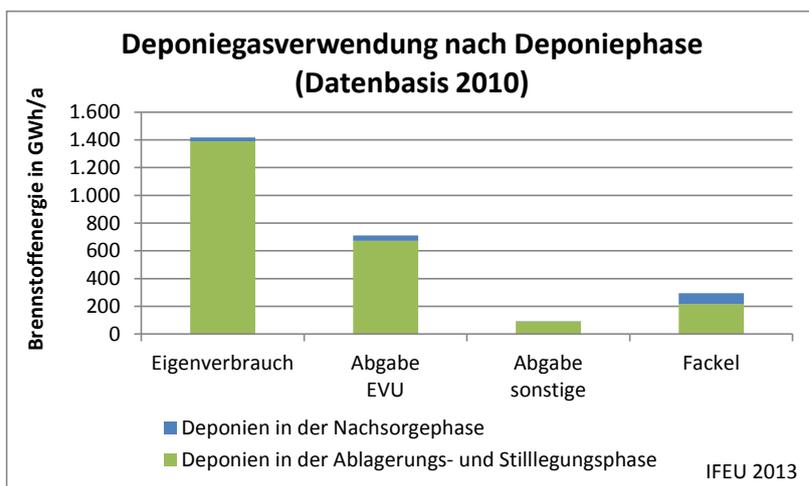


Abbildung 3-18: Deponiegasverwendung (Basisjahr 2010) unterteilt in Deponien, die sich in der Ablagerungs- und Stilllegungsphase sowie in der Nachsorgephase befinden [Eigene Darstellung mit Daten aus [27], eigene Berechnungen].

3.2.3.3 Stromerzeugung

Die Stromerzeugung aus Deponiegas war im Jahr 2006 mit rd. 1,1 TWh am größten [29]. Die Zeitreihe in Abbildung 3-19 zeigt, dass die Stromerzeugung in den Jahren 2003 bis 2006 stark zugenommen hatte und von 2006 bis 2012 rückläufig war. Im Jahr 2012 wurden lediglich rd. 0,5 TWh Strom aus Deponiegas erzeugt.

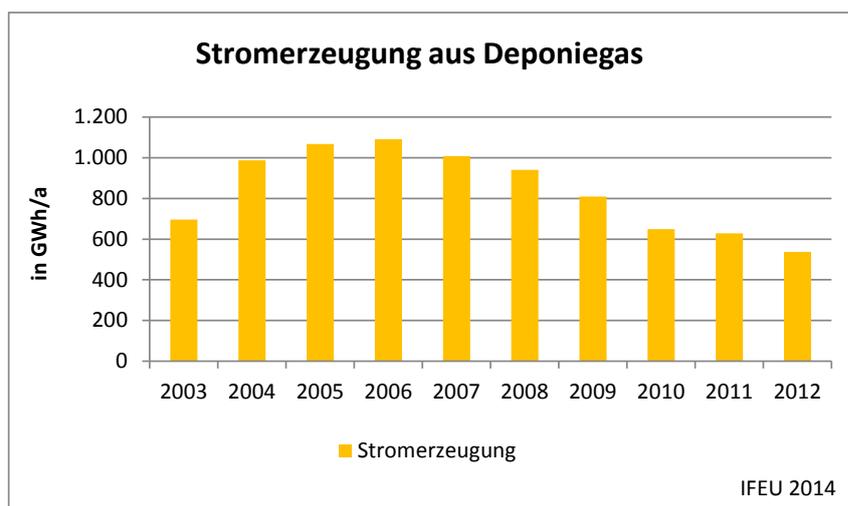


Abbildung 3-19: Stromerzeugung aus Deponiegas [eigene Darstellung mit Daten aus [29]].

3.2.3.4 Installierte Leistung

Analog zur Stromerzeugung hat sich auch die installierte Leistung für Deponiegas entwickelt (siehe Abbildung 3-20). Seit dem Jahr 2006 ist die installierte Leistung rückläufig und lag im Jahr 2012 bei 131 MW. Der EEG-Zubau ist ebenfalls rückläufig. Im Jahr 2011 lag der EEG-Zubau nur noch bei rd. 1,6 MW, im Jahr 2012 bei rd. 0,2 MW.

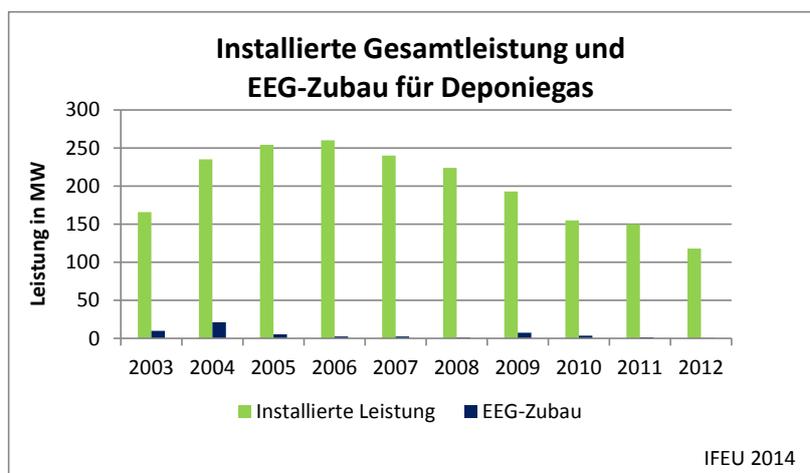


Abbildung 3-20: Installierte Gesamtleistung und EEG-Zubau an installierter Leistung für Deponiegas [eigene Darstellung mit Daten aus [29] und [21]].

3.2.3.5 Potenziale

Aus dem gegebenen Rechtsrahmen für die Entstehung, die Fassung und Verwendung von Deponiegas ergeben sich folgende Aussagen für Deponiegas:

1. Aufgrund des Ablagerungsverbot es wird die entstehende Deponiegasmenge langfristig kontinuierlich zurückgehen.
2. Da Deponiegas gefasst werden muss, ist davon auszugehen, dass hier keine Steigerungspotenziale bestehen.
3. Die Verwendung von Deponiegas unterliegt keiner obligatorischen Vorgabe. Deponiegas ist „nach Möglichkeit energetisch zu verwerten“.

Nach den statistischen Angaben zeigt sich, dass überwiegend eine energetische Verwertung von Deponiegas erfolgt. Inwiefern die Fackelverluste auf Deponien in der Ablagerungs- und Stilllegungsphase (Anteil 9 %) weiter reduziert werden könnten, kann nicht eingeschätzt werden. Jedoch ist von einem Mindestanteil unvermeidbarer Verluste auszugehen (ca. 5 %) und das erschließbare Deponiegaspotenzial wäre vergleichsweise gering (ca. 0,1 TWh).

Die Fackelverluste auf Deponien in der Nachsorgephase sind weitgehend unvermeidbar, sofern nicht eine sinnvolle Schwachgasnutzung in Frage kommt. Aber auch hier sind die erschließbaren Deponiegaspotenziale in der Relation sehr gering (max. 0,007 TWh).

Zur Effizienz der Energieerzeugungsanlagen, in denen Deponiegas eingesetzt wird, gibt es keine Informationen. Insofern kann nicht eingeschätzt werden, ob hier ein Potenzial zur effizienteren Nutzung besteht. Insgesamt ist jedoch davon auszugehen, dass mit rückläufigen Deponiegasmengen eine Investition in effizientere Neuanlagen gleicher Anlagengröße wirtschaftlich nicht darstellbar ist. Sinnvoller erscheint hier die Suche nach Möglichkeiten, das Deponiegas unter Berücksichtigung des Schadstoffgehaltes mit zu verbrennen.

3.2.4 Grubengas

Grubengas entsteht im aktiven und inaktiven Steinkohlebergbau und fällt nur in den Bundesländern Nordrhein-Westfalen und Saarland an. Grubengas entweicht durch feine Risse und Spalten aus der Steinkohle und wird aus den unterirdischen bergbaulichen Hohlräume bzw. Strecken abgesaugt und zur Geländeoberfläche transportiert.

3.2.4.1 Aufkommen und Verwendung

Daten über das Grubengasaufkommen für Nordrhein-Westfalen sind vom Interessenverband Grubengas e.V. [19] erhältlich. Die Grubengasmenge ist in den Jahren von 2007 bis 2011 gesunken, wobei im Jahr 2012 ein leichter Wiederanstieg zu beachten war. Im Jahr 2012 lag die Brennstoffenergie bei 2,5 TWh. Gemäß Abbildung 3-21 lag die Stromerzeugung im Jahr 2012 in NRW bei rd. 0,8 TWh, das bedeutet, dass etwa ein Drittel der



Brennstoffenergie in Strom umgewandelt wurden. Zusätzlich wird Grubengas auch thermisch verwertet.

3.2.4.2 Stromerzeugung

Daten zur Stromerzeugung aus Grubengas werden vom Interessenverband Grubengas e.V. [19] und dem Gesamtverband Steinkohle [20] herausgegeben. Nach Abbildung 3-22 ist die Stromerzeugung aus Grubengas seit 2007 bundesweit rückläufig. Im Jahr 2007 wurde die höchste Strommenge von rd. 1,6 TWh erreicht. Etwa 69 % der Stromerzeugung entfielen dabei auf Nordrhein-Westfalen und 31 % auf das Saarland.

Im Jahr 2011 war die Stromerzeugung auf rd. 1,1 TWh gefallen. Im Jahr 2012 war für Nordrhein-Westfalen wieder ein leichter Anstieg der Stromerzeugung festzustellen. Insgesamt kam es 2012 zu einem leichten Anstieg der Stromerzeugung, allerdings verbleibt die Stromerzeugung unterhalb des Niveaus von 2005-2007.

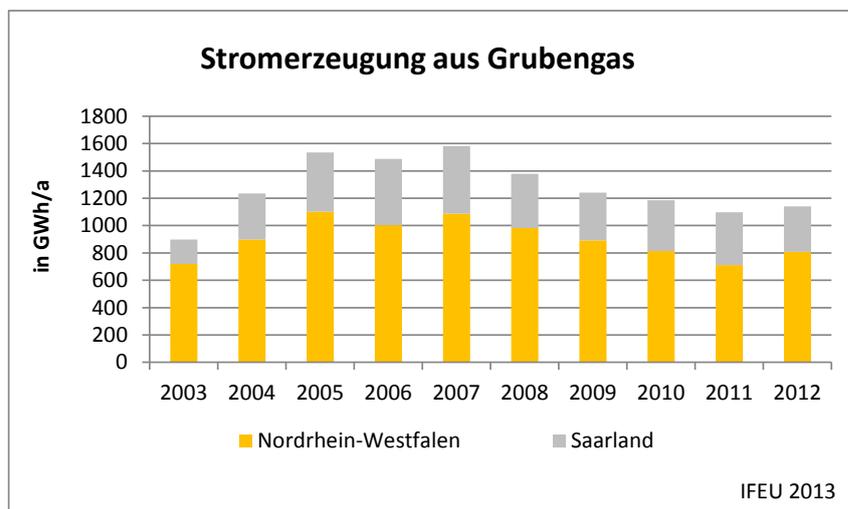


Abbildung 3-21: Stromerzeugung aus Grubengas in Nordrhein-Westfalen und im Saarland [Eigene Darstellung mit Daten aus GVSt 2013].

In Abbildung 3-23 ist eine Zeitreihe der Stromerzeugung aus Grubengas in NRW unterteilt in inaktiven und aktiven Bergbau dargestellt. Der größte Anteil der Stromerzeugung entfällt demnach auf den inaktiven Bergbau. Dieser hat in den vergangenen Jahren nur geringfügig abgenommen. Seit 2007 ist ein stärkerer Rückgang für die Stromerzeugung aus dem aktiven Bergbau zu verzeichnen.

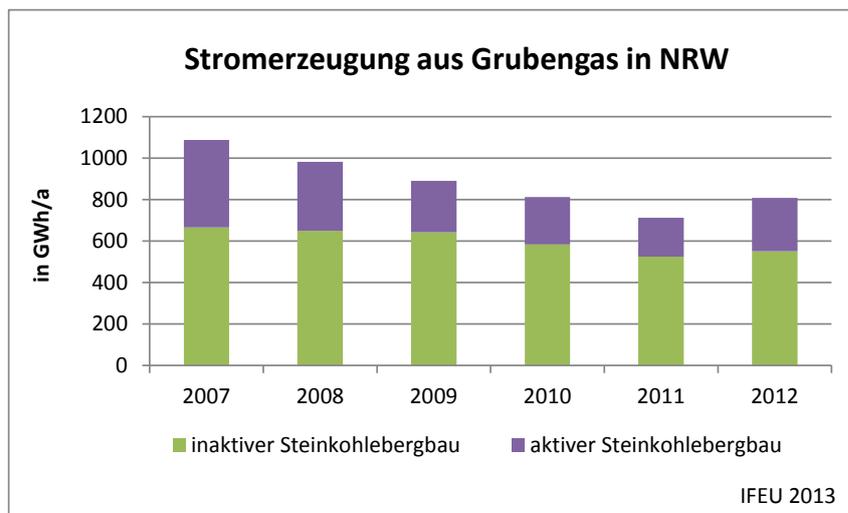


Abbildung 3-22: Stromerzeugung aus Grubengas in Nordrhein-Westfalen (NRW) unterteilt in inaktiven und aktiven Steinkohlebergbau [eigene Darstellung mit Daten aus [19]].

3.2.4.3 Installierte Leistung

Abbildung 3-24 zeigt eine Zeitreihe der installierten Gesamtleistung und den EEG-Zubau für Grubengas in Deutschland. Nach Daten des Gesamtverbandes Steinkohle [20] erreichte die installierte Leistung im Jahr 2009 mit 249 MW ihren Höhepunkt. Im Jahr 2011 lag die installierte Leistung noch bei 213 MW.

Der EEG-Zubau auf Basis der Anlagenstammdaten der vier Übertragungsnetzbetreiber in Deutschland [21] hat insbesondere nach Einführung der Vergütungsregelungen im EEG im Jahr 2000 stark zugenommen. Im Jahr 2003 und 2004 lag der EEG-Zubau noch bei 63 MW bzw. 48 MW, sank aber, bedingt durch den Abdeckungsgrad der Bergbaustandorte, ab 2005 auf unter 10 MW pro Jahr.

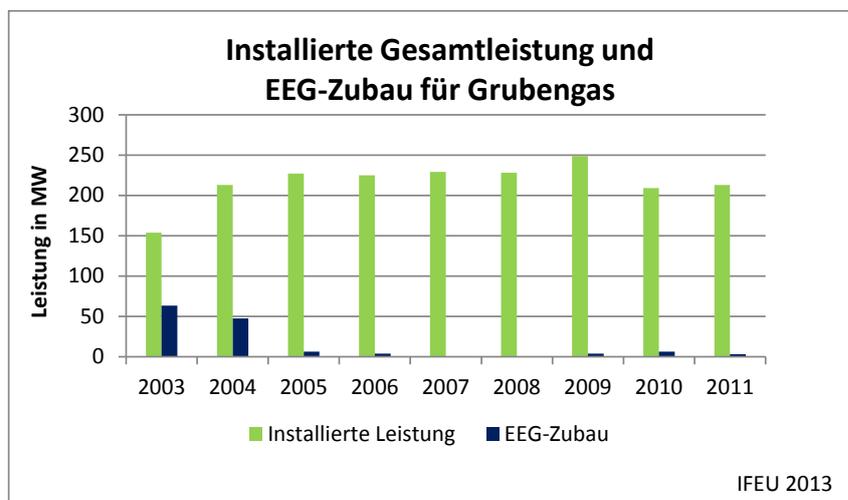


Abbildung 3-23: Installierte Gesamtleistung und EEG-Zubau an installierter Leistung für Grubengas [eigene Darstellung mit Daten aus [20] und [21]].

3.2.4.4 Potenziale

Hinsichtlich der Potenziale für die energetische Nutzung von Grubengas ist folgendes festzustellen:

1. Das Grubengasaufkommen in Deutschland geht zurück. Derzeit ist nicht erkennbar, dass durch neue Steinkohlebergwerke mit einer Erhöhung der Grubengasmengen zu rechnen ist.
2. Nach Daten des Interessenverbandes Grubengas [19] erfolgt die Abwärmenutzung der Gasmotoren nur unzureichend. So wurden im Jahr 2012 in NRW 0,1 TWh Abwärme bei einer Brennstoffenergie von 2,5 TWh genutzt. Dies entspricht einem Anteil von lediglich 4 %. Technisch möglich wären jedoch rd. 50 %, so dass ein Abwärmepotenzial von 1,15 TWh ungenutzt bleibt. Um das Abwärmepotenzial zu nutzen, müssten zusätzliche Infrastrukturen aufgebaut werden (beispielsweise Satelliten-BHKW oder Wärmenetze), die allerdings durch die typischen Entfernungen zwischen Gruben und Wärmenetzen wirtschaftlich vielfach nicht darstellbar sind.

3.2.5 Fazit

Als Fazit der Marktentwicklung lässt sich feststellen:

1. Die Gesamt-Stromerzeugung aus Klär-, Deponie- und Grubengas lag im Jahr 2011 bei rd. 3,0 TWh. Im Jahr 2011 wurden rd. 1,8 TWh nach dem EEG gefördert. Demnach wurden rd. 1,2 TWh Strom ohne EEG-Förderung erzeugt.
2. Die Stromerzeugung aus Klärgas ist in den letzten zehn Jahren stetig gestiegen und lag im Jahr 2012 bei rd. 1,25 TWh. Dabei wurden nur 8 % der Stromerzeugung ins Stromnetz eingespeist und nach dem EEG gefördert. Der wesentliche Nutzungspfad des Stroms ist der Eigenverbrauch auf der Kläranlage.
3. Eine moderate Steigerung der Stromerzeugung aus Klärgas ist durch effizientere Motortechnik und den Einsatz von Co-Fermentation zu erwarten.
4. Aus Deponiegas wurden 2012 rd. 0,5 TWh Strom erzeugt. Der erzeugte Strom wird in geringem Maße zum Eigenverbrauch eingesetzt, der größte Anteil jedoch ins Stromnetz eingespeist und nach dem EEG vergütet.
5. Aufgrund des Ablagerungsverbotes für organische Abfälle ist zukünftig mit einem Rückgang der Deponiegasmengen zu rechnen. Ein „Repowering“ veralteter Gasmotoren ist von der Wirtschaftlichkeitsanalyse bei sinkenden Gasmengen und gleichzeitig sinkenden Methangehalten im Deponiegas abhängig. Eine Steigerung der Stromerzeugung durch effizientere Anlagentechnik ist daher zukünftig kaum zu erwarten.



6. Die Stromerzeugung aus Grubengas lag im Jahr 2012 bei rd. 1,1 TWh. Zukünftig ist mit einer sinkenden Stromerzeugung zu rechnen. Die Potenziale für zusätzliche Strom- und Wärmeinfrastruktur durch Anlagenmodernisierung und Ausbau von Wärmeinfrastruktur sind sehr begrenzt.

3.3 Entwicklung der Stromerzeugungskosten

3.3.1 Grundlagen

3.3.1.1 Methodik

Im Vorfeld der Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen wurde eine Betreiberbefragung durchgeführt. Dabei wurde auf Anlagenstammdaten der Übertragungsnetzbetreiber zurückgegriffen. Den Betreibern wurde ein 2-seitiger Fragebogen zugeschickt, in dem wesentliche Parameter für die Berechnung der Stromerzeugungskosten abgefragt wurden. Des Weiteren wurden Anlagendaten von Klärgas-BHKW einer Ingenieurgruppe ausgewertet. Die Wirtschaftlichkeitsdaten der rd. 10 Klärgas-BHKW, die alle im Zeitraum von 2009 bis 2013 realisiert wurden, wurden mit den Daten aus der Betreiberbefragung verglichen und bewertet.

Die Wirtschaftlichkeitsdaten der Betreiberbefragung und die Anlagendaten der Ingenieurgruppe dienen als Basis für die Bildung der Modellfälle. Alle Preisangaben verstehen sich als Nettopreise ohne Mehrwertsteuer.

3.3.1.2 Netzanschlusskosten

Die Netzanschlusskosten spielen bei den Anschaffungsausgaben bzw. Investitionskosten von BHKW-Anlagen für Klär-, Deponie- und Grubengas eine untergeordnete Rolle. Für die Modellfälle wurde davon ausgegangen, dass die BHKW-Anlage bereits vorhanden ist und lediglich ein Ersatz der Anlagentechnik erfolgt, die das Lebensende erreicht hat.

3.3.1.3 Laufende Kosten / Betriebskosten

Die Randbedingungen der laufenden Kosten wurden für Klär-, Deponie- und Grubengas in gleicher Weise festgelegt. Die Kosten für Instandhaltungsarbeiten wurden in Anlehnung an die BHKW-Kenndaten 2011 der ASUE [30] gewählt. Demnach sinken die spezifischen Instandhaltungskosten mit zunehmender elektrischer Leistung der BHKW-Anlage.

Die übrigen Betriebskosten wurden in Anlehnung an die Planungsdaten einer Ingenieurgruppe gewählt und mit anderen Forschungsinstituten vergleichbarer wissenschaftlicher Vorhaben zum EEG-Erfahrungsbericht abgestimmt. Auf die Darstellung von Bandbreiten bei den Betriebskosten wurde verzichtet.

Die Kosten für Versicherung wurden mit 1,2 % der Investitionskosten gewählt. Die Verwaltungskosten betragen 1 % der Investitionskosten. Pachtkosten wurden nicht ange-



setzt. Der Personalbedarf wurde in Abhängigkeit der Anlagengröße bei spezifischen Personalkosten von 60.000 Euro pro Jahr festgelegt.

BHKW benötigen externen Strom, um jederzeit im betriebsbereiten Zustand zu stehen. Dieser Strombezug wurde mit 4 % der Eigenstromerzeugung festgelegt und mit spezifischen Stromkosten von 13 ct/kWh (netto) berechnet. Um sonstige nicht näher spezifizierte laufende Kosten zu erfassen, wurde ein Prozentsatz von 2 % der Investitionskosten angesetzt.

3.3.1.4 Finanzierungsbedingungen

Auf Basis der Ergebnisse aus der Betreiberbefragung wurden ein Eigenkapitalanteil von 30 % und ein Fremdkapitalanteil von 70 % angesetzt. Bei einer Eigenkapitalrendite von 10 % und einem Fremdkapitalzins von 5 % ergibt sich ein Kalkulationszinssatz von 6,5 %.

3.3.1.5 Preisentwicklung /-änderungsraten

Bei den Berechnungen der Stromerzeugungskosten wurde durchgängig von einer allgemeinen Preisänderungsrate von 3 % und einer Strompreisänderungsrate von 3 % ausgegangen.

3.3.1.6 Komponentennutzungsdauern

Die Komponentennutzungsdauern der Anlagenkomponenten wurden mit Ausnahme des Gasmotors in gleicher Weise festgelegt. Für die Komponenten Gasaufbereitung sowie Trafo und Netzanschluss wurde eine Nutzungsdauer von 15 Jahren gewählt. Für den Gasmotor wurde die Nutzungsdauer in Abhängigkeit der Vollbenutzungsstunden festgelegt. Dabei wurde unterschieden in 10 Jahre bei 7.000 Vollbenutzungsstunden pro Jahr und 15 Jahre bei 5.500 Vollbenutzungsstunden pro Jahr. Die Nutzungsdauer aller anderen Komponenten wurde mit 20 Jahre angesetzt.

3.3.2 Modellfälle Klärgas

3.3.2.1 Systemgrenze

Die Systemgrenze für die Modellfälle wurde so gewählt, dass der Regelfall für die anfallenden Investitionen erfasst wird (siehe Abbildung 3-25). Es wird dabei davon ausgegangen, dass bereits eine BHKW-Anlage auf der Kläranlage besteht und lediglich erneuert wird (Repowering). Außerhalb der Systemgrenze und damit nicht in den Investitionskosten enthalten sind die Kosten für die Anlagentechnik der anaeroben Schlammstabilisierung (Faulbehälter, Gasspeicher, Schlamm Speicher etc.). Innerhalb der Systemgrenze sind im Wesentlichen enthalten die Gasaufbereitung, der Gasmotor, Anpassungen am Gebäude bzw. die Aufstellung in einer Kompaktstation, der Rückbau, der Trafo und der Netzanschluss, die Planung und sonstige Anschaffungskosten.



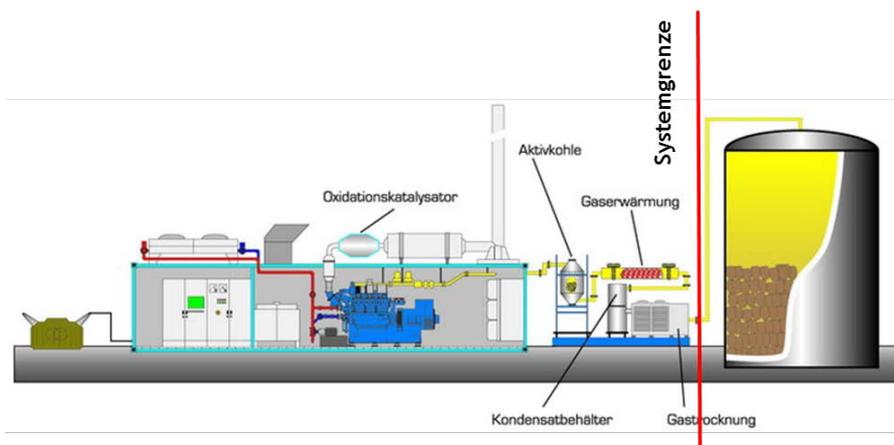


Abbildung 3-24: Darstellung der Systemgrenze für die Modellfälle der Klärgas-BHKW [Graphik von Pro2 Anlagentechnik mit Ergänzung der Systemgrenze].

Insgesamt werden vier Modellfälle für Klärgas unterschieden mit elektrischen Leistungen von 50 kW, 200 kW, 500 kW und 1.500 kW (siehe Tabelle 3-8). Die kleineren BHKW mit einer elektrischen Leistung von 50 kW und 200 kW bestehen aus nur einem Gasmotor. Bei den größeren Leistungsklassen von 500 kW bzw. 1.500 kW wird von mehreren Gasmotoren ausgegangen. Anlagenbetreiber staffeln häufig ihre BHKW-Anlage in mehrere kleinere Aggregate, um eine höhere Betriebssicherheit bei Störung und Wartung zu erreichen.

Tabelle 3-8: Modellfälle der Klärgas-BHKW mit Angabe der Leistungsklasse und der Staffelung der Gasmotoren.

Parameter	Einheit	Klärgas			
		K1.1	K2.1	K3.1	K4.1
Modellfall	-				
Leistungsklasse	kW _{el}	50	200	500	1.500
Staffelung der Gasmotoren	kW _{el}	1 x 50	1 x 200	2 x 250	3 x 500

Bei der Berechnung der Stromgestehungskosten wird davon ausgegangen, dass 100 % der Stromerzeugung aus dem BHKW in das öffentliche Stromnetz eingespeist werden. Es erfolgt keine Vergütung der Stromerzeugung nach dem KWKG.

Als Erlös wird eine Wärmegutschrift für die Wärme angesetzt, die in den Betriebsgebäuden der Kläranlage verbraucht wird. Dabei wird von 20 % der BHKW-Abwärme ausgegangen. Weitere Erlöse aus der Wärmenutzung werden nicht angesetzt. 50 % der Abwärme werden im Faulturm eingesetzt (Rohschlammerwärmung) und 30 % der Abwärme werden über den Notkühler an die Umwelt abgegeben.

In den nachfolgenden Kapiteln werden die Stromgestehungskosten für die vier Modellfälle dargestellt. Der Referenzfall (100 %) weist 7.000 Vollbenutzungsstunden auf. Die Stromgestehungskosten werden als Bandbreite mit einer Variation der Vollbenutzungs-

stunden von 5.600 Vbh/a bis 8.400 Vbh/a angegeben. Des Weiteren erfolgt eine Variation hinsichtlich der Investitionskosten von 80 % bis 120 % in Bezug auf den Referenzfall.

3.3.2.2 Stromgestehungskosten

Abbildung 3-26 zeigt die Stromgestehungskosten für ein Klärgas-BHKW mit einer elektrischen Leistung von 50 kW (Modell K1.1). Für den Referenzfall (7.000 Vbh/a) ergeben sich rd. 15,4 ct/kWh. Bei Variation der Vollbenutzungsstunden resultieren Stromgestehungskosten in der Bandbreite von 12,9 ct/kWh bis 19,1 ct/kWh.

Bei Variation der Investitionskosten ergibt sich eine Bandbreite von 17,2 ct/kWh bis 13,5 ct/kWh. Die EEG-Vergütung für ein BHKW mit 50 kW beträgt für das Basisjahr 2013 6,69 ct/kWh. Die Stromgestehungskosten für das BHKW liegen deutlich darüber, so dass ein kostendeckender Anlagenbetrieb nach dem EEG nicht gegeben ist.

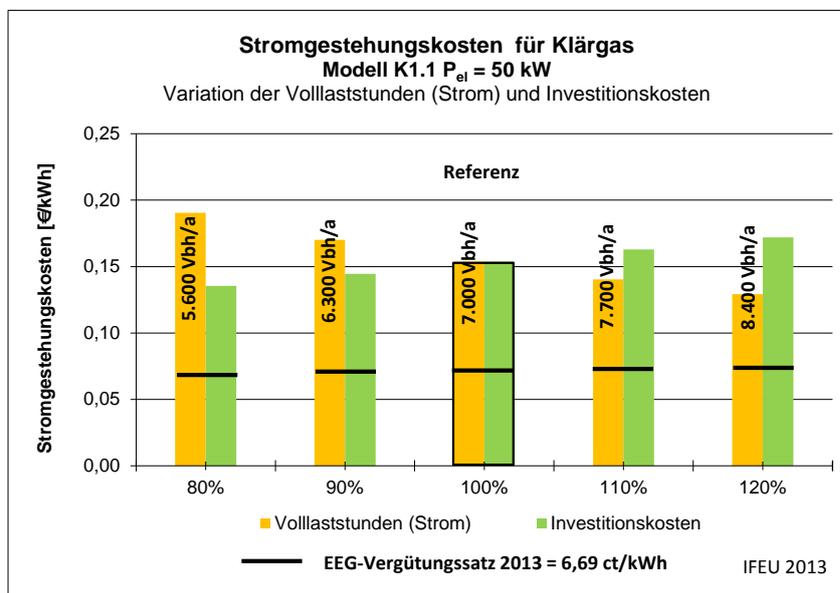


Abbildung 3-25: Stromgestehungskosten für Klärgas-BHKW mit $P_{el} = 50$ kW (1 Gasmotor á 50 kW) unter Variation der Volllaststunden und der Investitionskosten von 80 % bis 120 % in Bezug auf den Referenzfall (Modell K1.1).

Besser stellt sich die Wirtschaftlichkeit in einem BHKW mit 200 kW_{el} dar (Modell K2.1, Abbildung 3-27). Für den Referenzfall ergeben sich 6,8 ct/kWh. Bei Variation der Vollbenutzungsstunden ergeben sich 8,3 ct/kWh bzw. 5,8 ct/kWh. Bei Variation der Investitionskosten zeigt sich eine Bandbreite von 7,6 ct/kWh bis 6,0 ct/kWh.

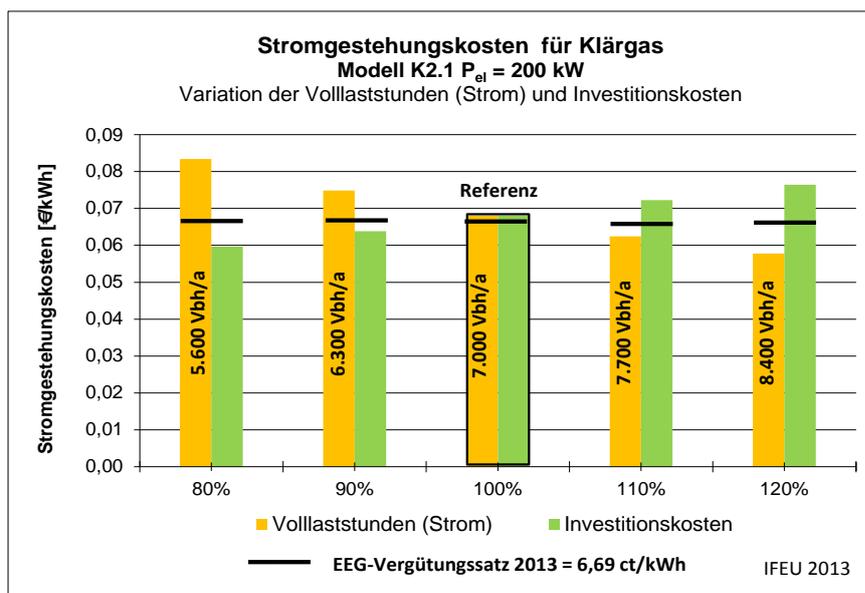


Abbildung 3-26: Stromgestehungskosten für Klärgas-BHKW mit $P_{el} = 200$ kW (1 Gasmotor á 200 kW) unter Variation der Volllaststunden und der Investitionskosten von 80 % bis 120 % in Bezug auf den Referenzfall (Modell K2.1).

Die EEG-Vergütung für das Basisjahr 2013 beträgt für diese Leistungsklasse 6,69 ct/kWh. Die Stromgestehungskosten für den Referenzfall liegen damit knapp über dem EEG-Vergütungssatz. Bei guter Auslastung (> 7.000 Vbh/a) oder geringeren Investitionskosten ist ein kostendeckender Anlagenbetrieb nach dem EEG gegeben.

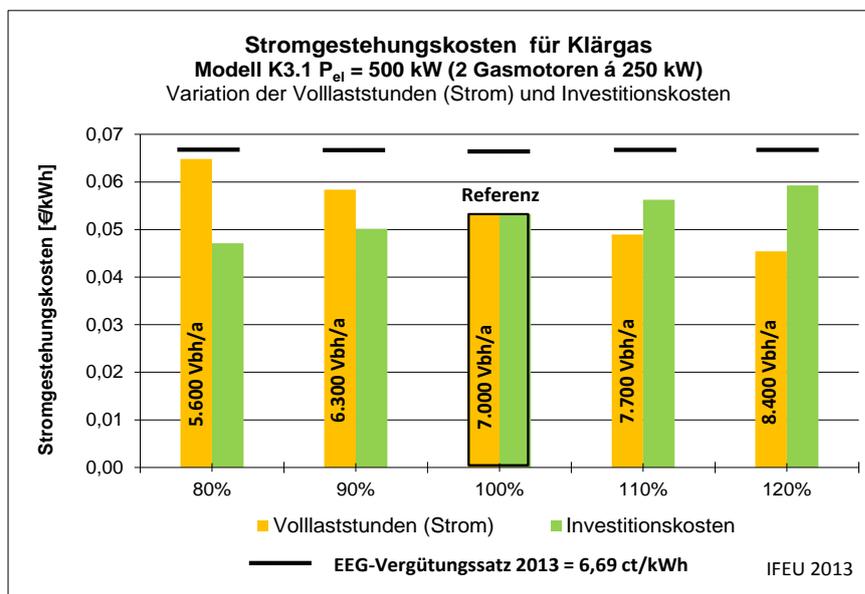


Abbildung 3-27: Stromgestehungskosten für Klärgas-BHKW mit $P_{el} = 500$ kW (2 Gasmotoren á 250 kW) unter Variation der Volllaststunden und der Investitionskosten von 80 % bis 120 % in Bezug auf den Referenzfall (Modell K3.1).

Abbildung 3-28 zeigt die Stromgestehungskosten für ein Klärgas-BHKW mit einer elektrischen Leistung von 500 kW (Modell K3.1). Für den Referenzfall ergeben sich rd.



5,3 ct/kWh. Bei Variation der Vollbenutzungsstunden resultieren Stromgestehungskosten in der Bandbreite von 4,5 ct/kWh bis 6,5 ct/kWh (5.600 Vbh/a). Bei Variation der Investitionskosten ergibt sich eine Bandbreite von 5,9 ct/kWh bis 4,7 ct/kWh. Für ein 500 kW BHKW liegt die EEG-Vergütung für das Basisjahr 2013 bei 6,69 ct/kWh. Die EEG-Vergütung liegt damit für alle Variationsrechnungen über den Stromgestehungskosten, so dass ein kostendeckender Anlagenbetrieb mit dem EEG realisierbar ist.

Die Stromgestehungskosten für ein Klärgas-BHKW mit einer elektrischen Leistung von 1.500 kW (Modell K4.1) sind in Abbildung 3-29 dargestellt. Für den Referenzfall ergeben sich 3,2 ct/kWh (Bandbreite: Variation der Vollbenutzungsstunden 3,9 ct/kWh bis 2,8 ct/kWh, Variation der Investitionskosten 3,6 ct/kWh bis 2,9 ct/kWh).

Die EEG-Vergütung für das Basisjahr 2013 beträgt je nach Höhe der Volllaststunden zwischen 6,11 und 6,26 ct/kWh. Die Stromgestehungskosten liegen daher deutlich unter dem EEG-Vergütungssatz.

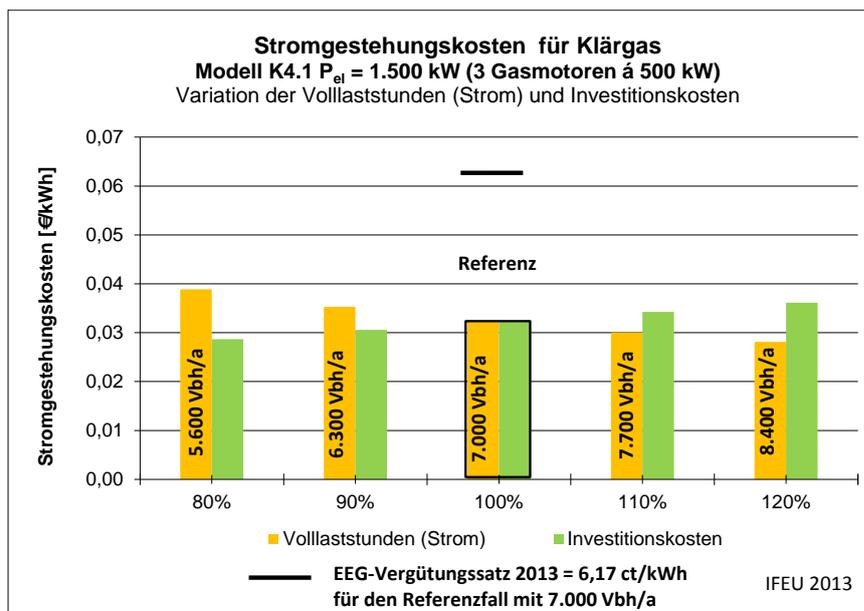


Abbildung 3-28: Stromgestehungskosten für Klärgas-BHKW mit $P_{el} = 1.500$ kW (3 Gasmotoren á 500 kW) unter Variation der Volllaststunden und der Investitionskosten von 80 % bis 120 % in Bezug auf den Referenzfall (Modell K4.1). Je nach Volllaststunden variiert der EEG-Vergütungssatz zwischen 6,11 und 6,26 Cent/kWh.

3.3.2.3 Erweiterte Wirtschaftlichkeitsbetrachtung

Im Rahmen einer erweiterten Wirtschaftlichkeitsbetrachtung wird die Wirtschaftlichkeit des Anlagenbetriebes ohne EEG-Vergütung geprüft. Es soll damit die Frage beantwortet werden, ob die Klärgas-BHKW auch ohne das EEG wirtschaftlich betrieben werden können. Bei den nachfolgenden Berechnungen der Stromgestehungskosten bleiben die Kos-

tenansätze für die Investitionskosten und die laufenden Kosten bzw. die Betriebskosten unverändert. Die Komponentenutzungsdauern werden analog Kapitel 3.3.1.6 verwendet.

Der im BHKW erzeugte Strom wird zu 100 % auf der Kläranlage verbraucht. Dies entspricht mit wenigen Ausnahmen dem Regelfall beim Kläranlagenbetrieb. Als zusätzlicher Erlös wird für 70 % der Stromerzeugung der KWK-Zuschlag nach dem KWKG zugrundegelegt (KWK-Anteil).

Für drei Klärgas-BHKW mit einer elektrischen Leistung von 50 kW, 200 kW und 500 kW ist die Kosten- und Erlössituation in Abbildung 3-30 dargestellt. In der Abbildung werden die Barwerte der Kosten und Erlöse über den Nutzungszeitraum von 20 Jahren dargestellt. Die Erlöse werden als farbige Balken in die einzelnen Erlösbestandteile gegliedert. Es zeigt sich, dass der Eigenverbrauch die mit Abstand größte Erlösbestandteil ist.

Alle drei Klärgas-BHKW werden wirtschaftlich betrieben, wobei beispielsweise der 500 kW-Gasmotor ein Kosten-Nutzen-Verhältnis von 0,35 aufweist und damit sehr wirtschaftlich ist. Diese Betrachtung macht deutlich, warum bereits heute viele Klärgas-BHKW betrieben werden, ohne das EEG in Anspruch zu nehmen.

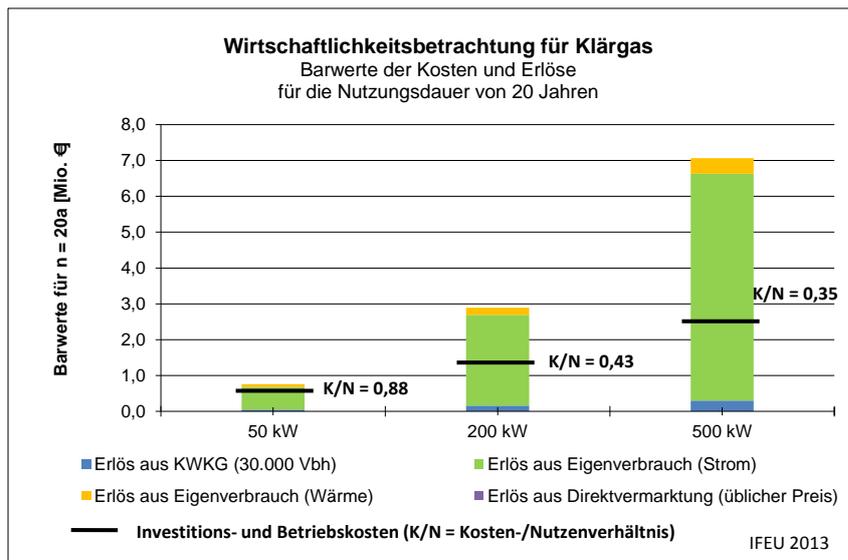


Abbildung 3-29: Wirtschaftlichkeitsbetrachtung ohne EEG für Klärgas-BHKW mit 50 kW, 200 kW und 500 kW mit Vergleich der Barwerte der Kosten und Erlöse über die Nutzungsdauer von 20 Jahren.

3.3.2.4 Umstellung und Nachrüstung von kleinen Kläranlagen

Kläranlagen mit Klärgaserzeugung werden nach dem Verfahren der anaeroben Schlammstabilisierung betrieben. Kleinere Kläranlagen werden häufig nach dem aeroben Schlammstabilisierungsverfahren betrieben, bei dem kein Klärgas erzeugt wird. Der Grund hierfür lag häufig in der unzureichenden Wirtschaftlichkeit bei der Verfahrensumstellung von aerober auf anaerobe Schlammstabilisierung. In einem Forschungsprojekt zum Entwicklungstrend der anaeroben Schlammstabilisierung bei kleinen Kläranlagen



[31] wurde von den Verfassern untersucht, ab welchem Einwohnerwert einer Kommune eine Verfahrensumstellung von aerober auf anaerobe Schlammstabilisierung wirtschaftlich ist.

Den Investitionskosten für die Anlagentechnik der anaeroben Schlammbehandlung stehen die Betriebskosteneinsparungen bei der aeroben Schlammbehandlung gegenüber. Bei den Betriebskosteneinsparungen sind insbesondere die Einsparung elektrischer Energie in der Belebungsstufe (Einsparung von Belüftungsenergie), die Eigenstromerzeugung durch die energetische Verwertung des Klärgases, die Reduzierung der zu entsorgenden Schlammengen sowie die verbesserten Entwässerungseigenschaften zu nennen [31].

Der Projektkostenbarwertvergleich in Abbildung 3-31 zeigt, dass bei einer angenommenen Preissteigerungsrate der Energie- und Entsorgungskosten von 3 % pro Jahr Kläranlagen ab 12.000 EW mit dem Verfahren der anaeroben Schlammstabilisierung wirtschaftlicher betrieben werden können als mit dem aeroben Verfahren. Bei einer Steigerungsrate der Energie- und Entsorgungskosten von 1 % pro Jahr liegt der Grenzwert bei rd. 17.000 EW. Gerechnet wurde hier ohne EEG-Vergütung.

Die Ergebnisse zeigen, dass auch bei kleinen Kläranlagen ein wirtschaftlicher Anlagenbetrieb nach dem anaeroben Schlammstabilisierungsverfahren realisierbar ist. Eine zusätzliche Anreizung zur Verfahrensumstellung auf anaerobe Schlammstabilisierung durch das EEG wird daher als nicht erforderlich angesehen. Allerdings ist zu prüfen, ob nicht eine derartige Umstellung als Anforderung im Ordnungsrecht formuliert werden könnte.

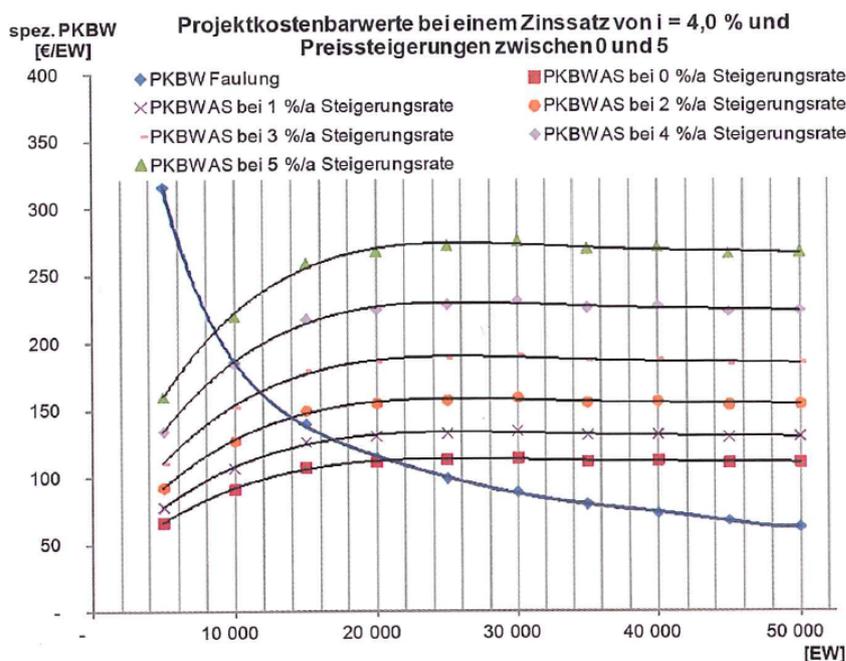


Abbildung 3-30: Projektkostenbarwertvergleich in Abhängigkeit der angeschlossenen Einwohnerwerte einer Kläranlage und unterschiedlichen Preissteige-



rungsraten für die Energie- und Entsorgungskosten für die Verfahrensvarianten aerobe bzw. anaerobe Schlammstabilisierung [31].

3.3.2.5 Zusammenfassung

In Tabelle 3-9 sind die berechneten Stromgestehungskosten für die vier Modellfälle zusammengefasst. Die Ergebnisse zeigen, dass nach dem EEG ein kostendeckender Anlagenbetrieb bei kleinen BHKW bis ca. 200 kW nicht realisierbar ist. Die tatsächlichen Stromgestehungskosten sind zum Teil deutlich höher als die EEG-Vergütung. Bei Vollauslastung des BHKW mit 200 kW ist ein kostendeckender Betrieb möglich.

Bei größeren Gasmotoren ist ein kostendeckender Anlagenbetrieb nach dem EEG möglich, sofern keine Investitionskosten für die Anlagentechnik der anaeroben Schlammstabilisierung angenommen werden müssen.



Tabelle 3-9: Zusammenfassung der Stromgestehungskosten für die Modellfälle von Klärgas.

Parameter	Einheit	Klärgas											
		K1.1			K2.1			K3.1			K4.1		
Modellfall	-	K1.1			K2.1			K3.1			K4.1		
Leistungsklasse	kW _{el}	50			200			500			1.500		
Staffelung der Gasmotoren	kW _{el}	1 x 50			1 x 200			2 x 250			3 x 500		
Variation der Vollbenutzungsstunden pro Jahr bei 100 % Investitionskosten	h/a	5.600	7.000	8.400	5.600	7.000	8.400	5.600	7.000	8.400	5.600	7.000	8.400
Stromgestehungskosten	Ct/kWh	19,1	15,4	12,9	8,3	6,8	5,8	6,5	5,3	4,5	3,9	3,2	2,8
EEG-Vergütungssatz Basisjahr 2013	Ct/kWh	6,69			6,69			6,69			6,26	6,17	6,11
Variation der Investitionskosten bei 7.000 Vbh/a	%	120	100	80	120	100	80	120	100	80	120	100	80
Stromgestehungskosten	Ct/kWh	17,2	15,4	13,5	7,6	6,8	6,0	5,9	5,3	4,7	3,6	3,2	2,9
EEG-Vergütungssatz Basisjahr 2013	Ct/kWh	6,69			6,69			6,69			6,17		

Die erweiterte Wirtschaftlichkeitsbetrachtung für Klärgas (siehe Kapitel 3.3.2.3) sowie die Recherche der Stromeinspeisung aus Klärgas (siehe Kapitel 3.2.2.3) haben jedoch gezeigt, dass über 90 % des Stroms bereits heute ohne Förderung durch das EEG erzeugt werden. Die Wirtschaftlichkeit ist demnach in der Regel ohne das EEG gegeben.

3.3.3 Modellfälle Deponiegas

3.3.3.1 Systemgrenze

Die Abdeckung des Deponiekörpers und die Gaserfassung sind ordnungsrechtlich geregelt und müssen daher durch den Deponiebetreiber erfolgen. Die Gaserfassung des Deponiegases wurde daher nicht den Investitionskosten für ein Deponiegas-BHKW zugeordnet und liegt außerhalb der Systemgrenze (siehe Abbildung 3-32). Zudem sind die meisten Deponien bereits mit einer Deponiegasnutzung ausgestattet, wodurch die Anlagentechnik der Gaserfassung bereits vollständig vorhanden ist.

Innerhalb der Systemgrenze sind analog zum Klärgas im Wesentlichen enthalten: die Gasaufbereitung, der Gasmotor, Anpassungen am Gebäude bzw. die Aufstellung in einer Kompaktstation, der Rückbau, der Trafo und der Netzanschluss, die Planung und sonstige Anschaffungskosten.



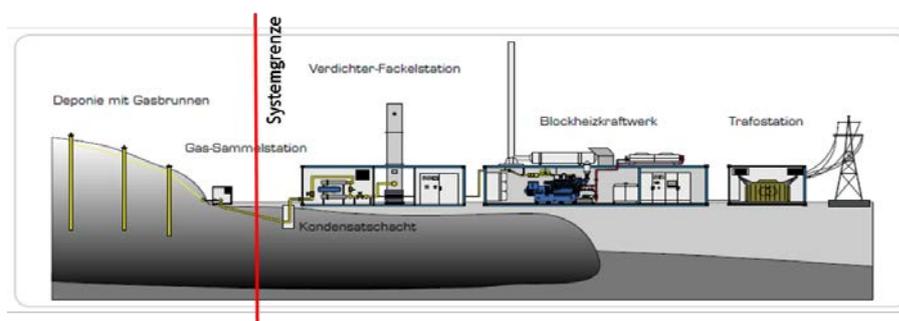


Abbildung 3-31: Darstellung der Systemgrenze für die Modellfälle der Deponiegas-BHKW [Graphik von Pro2 Anlagentechnik mit Ergänzung der Systemgrenze].

Aufgrund der geringeren Vollbenutzungsstunden von 5.500 Vbh/a wurde für die Gasmotoren eine Nutzungsdauer von 15 Jahren gewählt. Diese Vollbenutzungsstunden ergeben sich aus den Rückmeldungen der Fragebögen; hier wurden auch deutlich niedrigere Vollbenutzungsstunden gemeldet, die auch auf suboptimale Auslegung bzw. von der Planung abweichende Betriebsbedingungen zurückzuführen sind. Alle anderen Komponentennutzungsdauern wurden analog Kapitel 3.3.1.6 angesetzt.

Für Deponiegas wurden acht Modellfälle gemäß Tabelle 3-10 untersucht. Die Leistungsklassen der Deponiegas-BHKW wurden in gleicher Weise wie bei den Klärgas-BHKW gewählt. Für die Modellfälle D1.1 bis D4.1 wurde eine abnehmende Stromerzeugung aufgrund abnehmender Gasmengen im Deponiekörper von -3 % pro Jahr unterstellt. Bei den Modellfällen D1.2 bis D4.2 wurde als Sensitivität eine abnehmende Stromerzeugung von -1 % pro Jahr vorausgesetzt. In den Fragebögen wurden z. T. auch deutlich höhere Rückgänge vermutet (bis zu „10-20 % pro Jahr“). Dies hängt wesentlich von dem Betriebsstadium und den konkreten Randbedingungen der jeweiligen Deponie ab.

Tabelle 3-10: Modellfälle der Deponiegas-BHKW mit Angabe der Leistungsklasse und der Staffelung der Gasmotoren.

Parameter	Einheit	Deponiegas			
		D1.1	D2.1	D3.1	D4.1
Modellfall (Stromerzeugung -3 %/a infolge sinkender Gaserträge)	-	D1.1	D2.1	D3.1	D4.1
Modellfall (Stromerzeugung -1 %/a infolge sinkender Gaserträge)	-	D1.2	D2.2	D3.2	D4.2
Leistungsklasse	kW _{el}	50	200	500	1.500
Staffelung der Gasmotoren	kW _{el}	1 x 50	1 x 200	2 x 250	3 x 500

Der erzeugte Strom wird zu 100 % ins öffentliche Stromnetz eingespeist. Als zusätzlicher Erlös wird die Wärmenutzung der BHKW-Abwärme mit 20 % gewählt. 80 % der Abwärme werden über den Notkühler an die Umgebung abgegeben. Aufgrund der Lage von Deponien abseits von bewohnten Gebieten sind in der Regel keine geeigneten Wärmesenken zur Nutzung der Abwärme vorhanden.

In den nachfolgenden Kapiteln werden die Stromgestehungskosten für die acht Modellfälle dargestellt. Der Referenzfall (100 %) weist 5.500 Vollbenutzungsstunden auf. Die Vollbenutzungsstunden wurden auf Grundlage der Fragebogenauswertung für Deponiegas-BHKW, die seit dem Jahr 2009 in Betrieb genommen wurden, gewählt. Die Stromgestehungskosten werden als Bandbreite mit einer Variation der Vollbenutzungsstunden von 4.400 Vbh/a bis 6.600 Vbh/a angegeben. Des Weiteren erfolgt eine Variation hinsichtlich der Investitionskosten von 80 % bis 120 % in Bezug auf den Referenzfall.

3.3.3.2 Stromgestehungskosten

Für das Modell D1.1 wird eine abnehmende Stromerzeugung von -3 % pro Jahr infolge der zurückgehenden Gaserträge unterstellt (siehe Abbildung 3-33). Für den Referenzfall mit 5.500 Vbh/a ergeben sich Stromgestehungskosten von 24,7 ct/kWh. Bei Variation der Vollbenutzungsstunden ergeben sich 30,6 ct/kWh bzw. 20,7 ct/kWh. Bei Variation der Investitionskosten ergeben sich Stromgestehungskosten von 27,5 ct/kWh bis 21,8 ct/kWh.

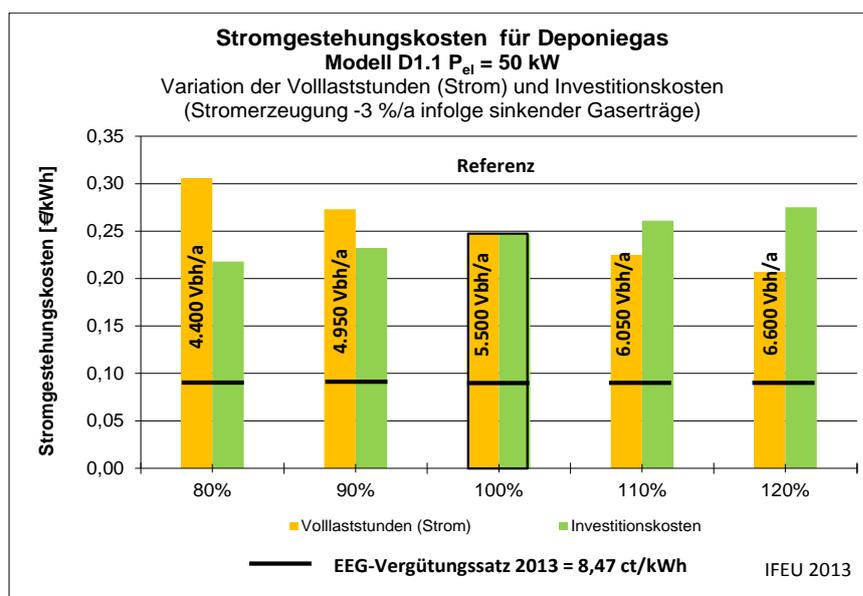


Abbildung 3-32: Stromgestehungskosten für Deponiegas-BHKW mit $P_{el} = 50 \text{ kW}$ (1 Gasmotor á 50 kW) unter Variation der Volllaststunden und der Investitionskosten von 80 % bis 120 % in Bezug auf den Referenzfall (Modell D1.1, Stromerzeugung -3 %/a).

Abbildung 3-34 zeigt die Stromgestehungskosten bei abnehmender Stromerzeugung von -1 % pro Jahr (Modell D1.2). Für den Referenzfall liegen die Stromgestehungskosten bei 20,1 ct/kWh und damit rd. 5 ct/kWh unter dem Wert von Modell D1.1.

Es zeigt sich, dass die Stromgestehungskosten für den 50 kW-Gasmotor deutlich über dem EEG-Vergütungssatz von 8,47 ct/kWh für das Basisjahr 2013 liegen. Ein kostendeckender Anlagenbetrieb nach dem EEG ist daher nicht realisierbar.



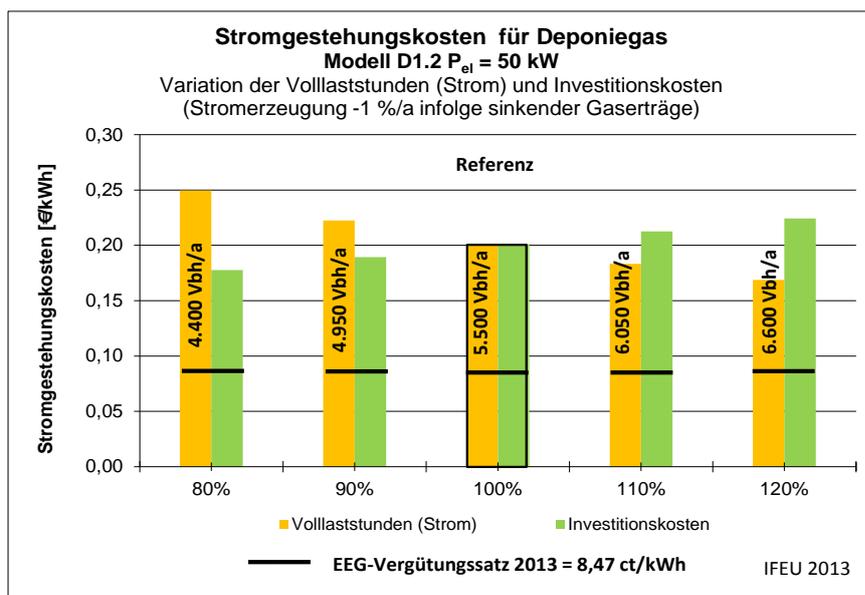


Abbildung 3-33: Stromgestehungskosten für Deponiegas-BHKW mit $P_{el} = 50$ kW (1 Gas-motor á 50 kW) unter Variation der Volllaststunden und der Investitionskosten von 80 % bis 120 % in Bezug auf den Referenzfall (Modell D1.2, Stromerzeugung -1 %/a).

Abbildung 3-35 und Abbildung 3-36 zeigen die Stromgestehungskosten für ein Deponiegas-BHKW mit einer elektrischen Leistung von 200 kW (Modell D2.1 und D2.2). Unter der Annahme einer jährlichen Reduzierung der Stromerzeugung von -3 % pro Jahr ergeben sich für den Referenzfall (5.500 Vbh/a) 11,3 ct/kWh. Die Bandbreite reicht von 13,9 ct/kWh bis 9,6 ct/kWh.

Die Bandbreite bei Variation der Investitionskosten liegt zwischen 12,6 ct/kWh und 10,0 ct/kWh. Die Stromgestehungskosten liegen damit in allen Fällen über dem EEG-Vergütungssatz von 8,47 ct/kWh für einen kostendeckenden Anlagenbetrieb. Aus Abbildung 3-36 mit einer Abnahme der jährlichen Stromerzeugung von -1 % pro Jahr lässt sich erkennen, dass bei entsprechend optimaler Auslastung bzw. geringen Investitionskosten ein kostendeckender Anlagenbetrieb nach dem EEG knapp erreicht wird.

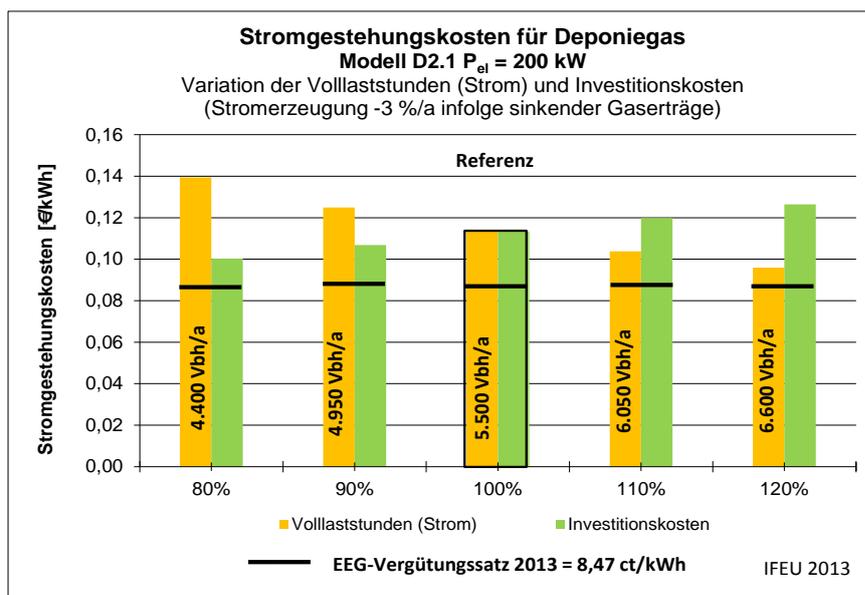


Abbildung 3-34: Stromgestehungskosten für Deponiegas-BHKW mit $P_{el} = 200$ kW (1 Gasmotor á 200 kW) unter Variation der Volllaststunden und der Investitionskosten von 80 % bis 120 % in Bezug auf den Referenzfall (Modell D2.1, Stromerzeugung -3 %/a).

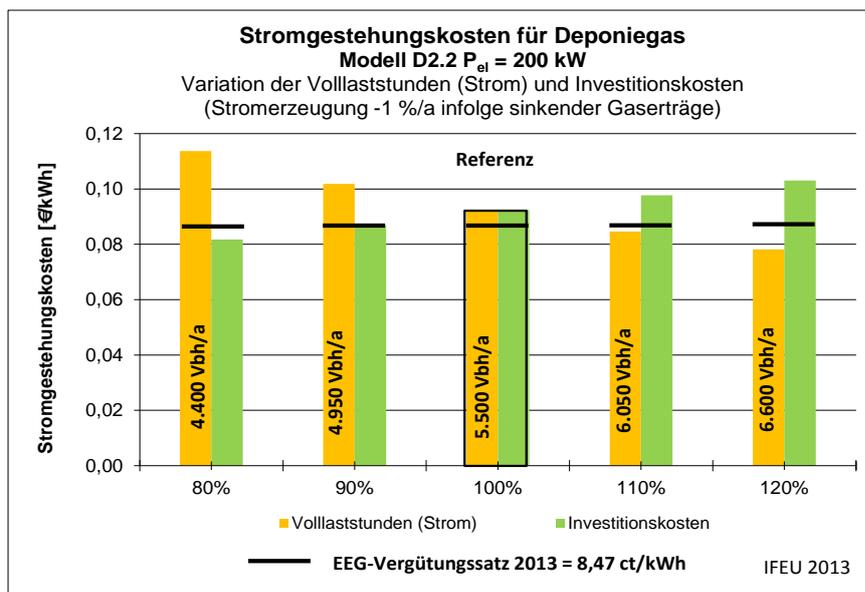


Abbildung 3-35: Stromgestehungskosten für Deponiegas-BHKW mit $P_{el} = 200$ kW (1 Gasmotor á 200 kW) unter Variation der Volllaststunden und der Investitionskosten von 80 % bis 120 % in Bezug auf den Referenzfall (Modell D2.2, Stromerzeugung -1 %/a).

Für das Modell D3.1 wird eine abnehmende Stromerzeugung von -3 % pro Jahr infolge der zurückgehenden Gaserträge unterstellt (siehe Abbildung 3-37). Für den Referenzfall mit 5.500 Vbh/a ergeben sich Stromgestehungskosten von 8,7 ct/kWh. Bei Variation der Vollbenutzungsstunden ergeben sich zwischen 10,6 ct/kWh und 7,4 ct/kWh. Bei Variation



der Investitionskosten ergeben sich Stromgestehungskosten von 9,6 ct/kWh bis 7,7 ct/kWh.

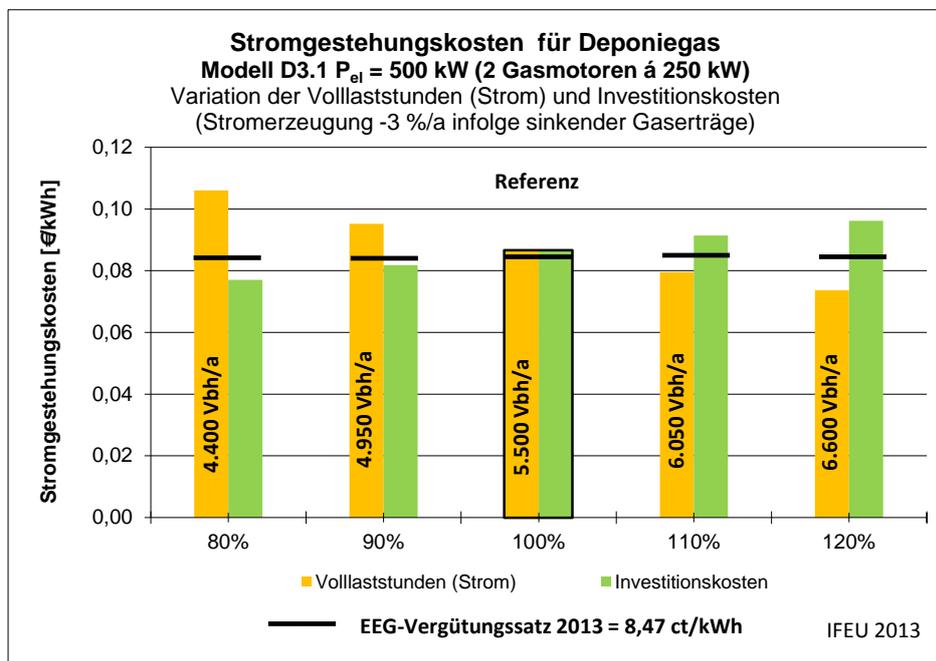


Abbildung 3-36: Stromgestehungskosten für Deponiegas-BHKW mit $P_{el} = 500$ kW (2 Gasmotoren á 250 kW) unter Variation der Volllaststunden und der Investitionskosten von 80 % bis 120 % in Bezug auf den Referenzfall (Modell D3.1, Stromerzeugung -3 %/a).

Abbildung 3-38 zeigt die Stromgestehungskosten bei abnehmender Stromerzeugung von -1 % pro Jahr (Modell D3.2). Für den Referenzfall liegen die Stromgestehungskosten bei 7,1 ct/kWh und damit rd. 2 ct/kWh unter dem Wert von Modell D3.1.

Es zeigt sich, dass die Stromgestehungskosten für das BHKW mit 500 kW im Bereich des EEG-Vergütungssatzes von 8,47 ct/kWh für das Basisjahr 2013 liegen. Ein kostendeckender Anlagenbetrieb nach dem EEG ist nur bei sehr guter Auslastung bzw. niedrigen Investitionskosten realisierbar.



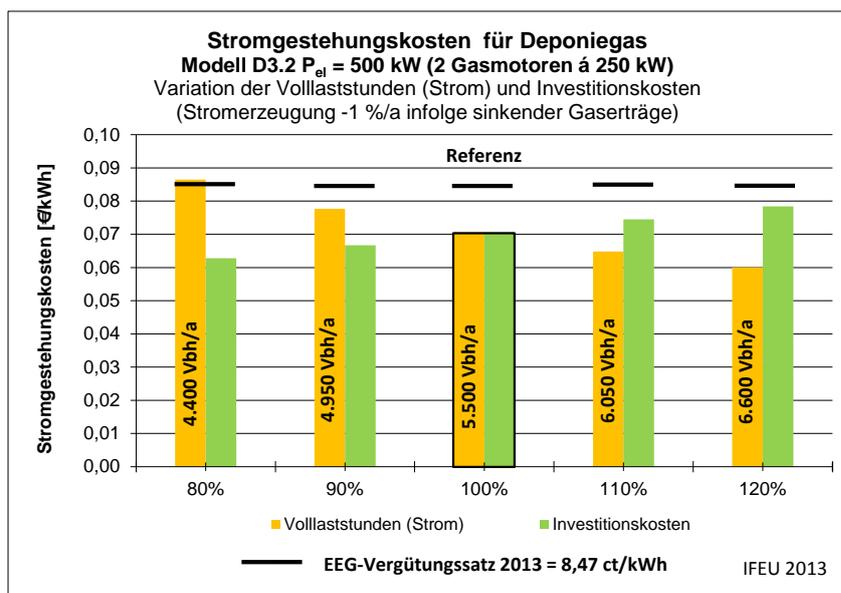


Abbildung 3-37: Stromgestehungskosten für Deponiegas-BHKW mit $P_{el} = 500$ kW (2 Gasmotoren á 250 kW) unter Variation der Volllaststunden und der Investitionskosten von 80 % bis 120 % in Bezug auf den Referenzfall (Modell D3.2, Stromerzeugung -1 %/a)

In Abbildung 3-39 und Abbildung 3-40 sind die Stromgestehungskosten für ein Deponiegas-BHKW mit einer elektrischen Leistung von 1.500 kW dargestellt (Modell D4.1 und D4.2). Unter der Annahme einer jährlichen Reduzierung der Stromerzeugung von -3 % pro Jahr ergeben sich für den Referenzfall 5,5 ct/kWh. Die Bandbreite reicht von 6,7 ct/kWh (4.400 Vbh/a) bis 4,8 ct/kWh (6.600 Vbh/a). Die Bandbreite bei Variation der Investitionskosten liegt zwischen 6,1 ct/kWh und 5,0 ct/kWh.

Die Stromgestehungskosten liegen damit in allen Fällen unter dem EEG-Vergütungssatz für das Basisjahr 2013 für einen kostendeckenden Anlagenbetrieb.

Auch aus Abbildung 3-40 mit einer Abnahme der jährlichen Stromerzeugung von -1 % pro Jahr lässt sich erkennen, dass die Stromgestehungskosten deutlich unter dem EEG-Vergütungssatz liegen.

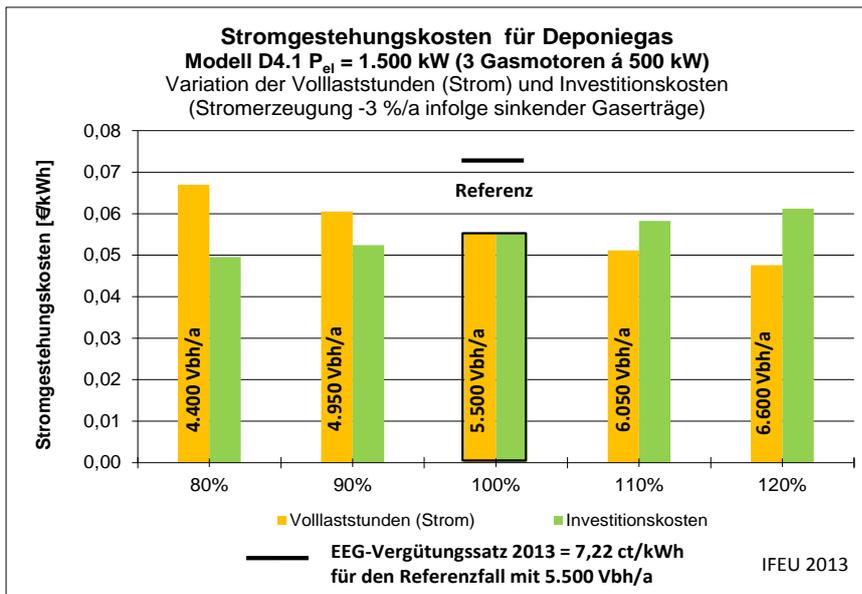


Abbildung 3-38: Stromgestehungskosten für Deponiegas-BHKW mit $P_{el} = 1.500$ kW (3 Gasmotoren á 500 kW) unter Variation der Volllaststunden und der Investitionskosten von 80 % bis 120 % in Bezug auf den Referenzfall (Modell D4.1, Stromerzeugung -3 %/a). Je nach Volllaststunden variiert der EEG-Vergütungssatz zwischen 6,98 und 7,57 Cent/kWh.

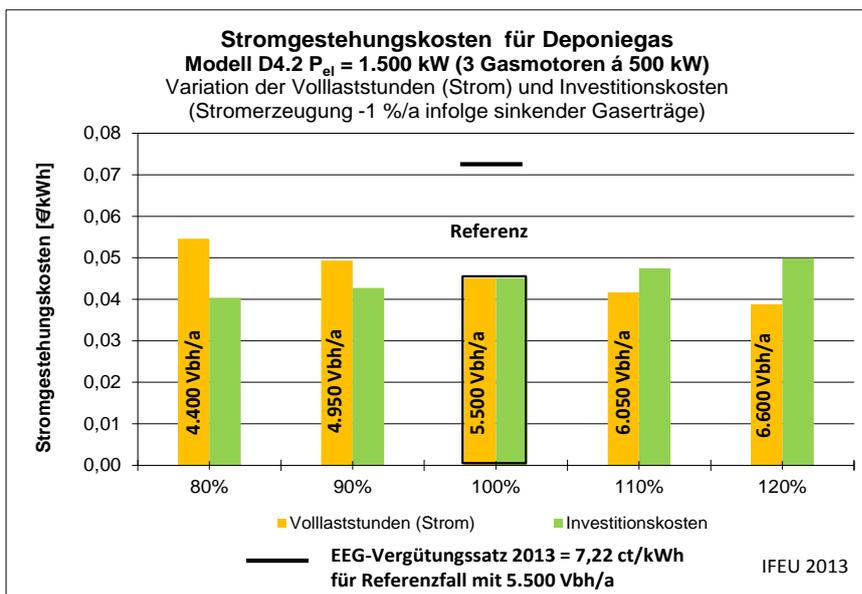


Abbildung 3-39: Stromgestehungskosten für Deponiegas-BHKW mit $P_{el} = 1.500$ kW (3 Gasmotoren á 500 kW) unter Variation der Volllaststunden und der Investitionskosten von 80 % bis 120 % in Bezug auf den Referenzfall (Modell D4.2, Stromerzeugung -1 %/a). Je nach Volllaststunden variiert der EEG-Vergütungssatz zwischen 6,98 und 7,57 Cent/kWh.

3.3.3.3 Erweiterte Wirtschaftlichkeitsbetrachtung

Analog zu Klärgas wird auch für Deponiegas eine erweiterte Wirtschaftlichkeitsbetrachtung ohne die Vergütung nach dem EEG durchgeführt. Das Vorgehen entspricht im We-



sentlichen den Ansätzen gemäß Kapitel 3.3.2.3. Für Deponiegas wird abweichend zu Klärgas davon ausgegangen, dass 20 % der Stromerzeugung den Eigenverbrauch der Deponie decken. 80 % der Stromerzeugung werden direkt vermarktet. Als Erlös für die Direktvermarktung wird der Mittelwert des EEX-Baseload-Preises für die Quartale I/2012 bis IV/2012 angesetzt.

Eine Vergütung nach KWKG erfolgt nicht. Lediglich 20 % der Abwärme werden in Betriebsgebäuden eingesetzt. 80 % der Abwärme werden über Notkühler an die Umwelt abgegeben.

Wie bei den Berechnungen bzgl. der Stromgestehungskosten wird als Sensitivität eine jährliche Abnahme der Stromerzeugung infolge sinkender Gaserträge von -3 % pro Jahr (siehe Abbildung 3-41) bzw. -1 % pro Jahr (siehe Abbildung 3-42) zugrunde gelegt. Abbildung 3-40 kann entnommen werden, dass bei einer Abnahme der Stromerzeugung von -3 % pro Jahr bei allen drei Deponiegas-BHKW kein wirtschaftlicher Anlagenbetrieb realisiert werden kann. Das beste Kosten-Nutzen-Verhältnis von 1,25 ergibt sich für das BHKW mit einer elektrischen Leistung von 500 kW. Im Vergleich zum Klärgas stellt sich der geringere Eigenverbrauch der Stromerzeugung auf der Deponie als nachteilig dar.

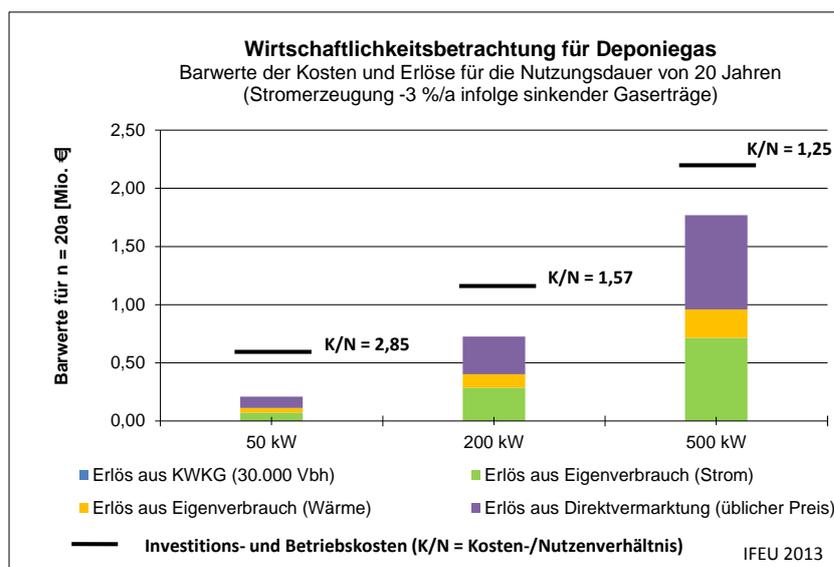


Abbildung 3-40: Wirtschaftlichkeitsbetrachtung ohne EEG für Deponiegas-BHKW mit 50 kW, 200 kW und 500 kW mit Vergleich der Barwerte der Kosten und Erlöse über die Nutzungsdauer von 20 Jahren (Stromerzeugung -3 %/a).

Auch bei einer geringeren Abnahme der jährlichen Stromerzeugung von -1 % pro Jahr ist ein wirtschaftlicher Anlagenbetrieb außerhalb des EEG nicht realisierbar. Lediglich das BHKW mit einer installierten Leistung von 500 kW weist ein ausgeglichenes Kosten-Nutzen-Verhältnis von 1,00 auf.



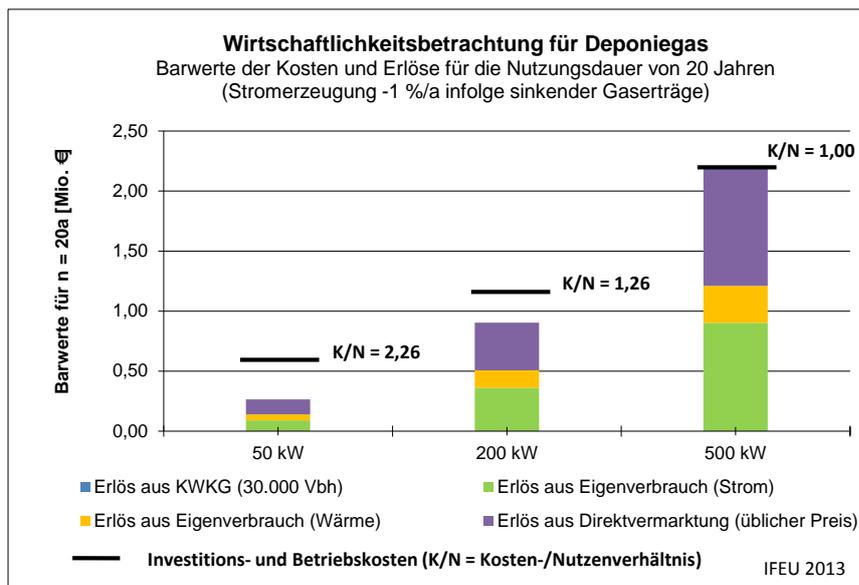


Abbildung 3-41: Wirtschaftlichkeitsbetrachtung ohne EEG für Deponiegas-BHKW mit 50 kW, 200 kW und 500 kW mit Vergleich der Barwerte der Kosten und Erlöse über die Nutzungsdauer von 20 Jahren (Stromerzeugung -1 %/a).

3.3.3.4 Zusammenfassung

Die Modellfälle haben gezeigt, dass die Stromgestehungskosten bei einer Abnahme der Stromerzeugung von -3 % pro Jahr ab der Leistungsklasse von 500 kW bei guter Auslastung bzw. geringen Investitionskosten kleiner als der EEG-Vergütungssatz sind und damit ein kostendeckender Anlagenbetrieb mit dem EEG erreichbar ist. Bei einer Abnahme der Stromerzeugung von -1 % pro Jahr ist ein kostendeckender Anlagenbetrieb ab einer Leistungsklasse von 200 kW knapp erreichbar (siehe Tabelle 3-11).

Außerhalb des EEG ist ein wirtschaftlicher Anlagenbetrieb für die untersuchten Deponiegas-BHKW nicht realisierbar.

Tabelle 3-11: Zusammenfassung der Stromgestehungskosten für die Modellfälle von Deponiegas.

Parameter	Einheit	Deponiegas											
		D1.1			D2.1			D3.1			D4.1		
Modellfall (Stromerzeugung -3 %/a infolge sinkender Gaserträge)	-												
Leistungsklasse	kW _{el}	50			200			500			1.500		
Staffelung der Gasmotoren	kW _{el}	1 x 50			1 x 200			2 x 250			3 x 500		
Variation der Vollbenutzungsstunden pro Jahr bei 100 % Investitionskosten	h/a	4.400	5.500	6.600	4.400	5.500	6.600	4.400	5.500	6.600	4.400	5.500	6.600
Stromgestehungskosten	Ct/kWh	30,6	24,7	20,7	13,9	11,3	9,6	10,6	8,7	7,4	6,7	5,5	4,8
EEG-Vergütungssatz Basisjahr 2013	Ct/kWh	8,47			8,47			8,47			7,57	7,22	6,98
Variation der Investitionskosten bei 5.500 Vbh/a	%	120	100	80	120	100	80	120	100	80	120	100	80
Stromgestehungskosten	Ct/kWh	27,5	24,7	21,8	12,6	11,3	10,0	9,6	8,7	7,7	6,1	5,5	5,0
EEG-Vergütungssatz Basisjahr 2013	Ct/kWh	8,47			8,47			8,47			7,22		
Modellfall (Stromerzeugung -1 %/a infolge sinkender Gaserträge)	-												
Variation der Vollbenutzungsstunden pro Jahr bei 100 % Investitionskosten	h/a	4.400	5.500	6.600	4.400	5.500	6.600	4.400	5.500	6.600	4.400	5.500	6.600
Stromgestehungskosten	Ct/kWh	24,9	20,1	16,9	11,4	9,2	7,8	8,6	7,1	6,0	5,5	4,5	3,9
EEG-Vergütungssatz Basisjahr 2013	Ct/kWh	8,47			8,47			8,47			7,57	7,22	6,98
Variation der Investitionskosten bei 5.500 Vbh/a	%	120	100	80	120	100	80	120	100	80	120	100	80
Stromgestehungskosten	Ct/kWh	22,4	20,1	17,8	10,3	9,2	8,2	7,8	7,1	6,3	5,0	4,5	4,0
EEG-Vergütungssatz Basisjahr 2013	Ct/kWh	8,47			8,47			8,47			7,22		

3.3.4 Modellfälle Grubengas

3.3.4.1 Systemgrenze

Grubengas wird über Bohrungen an die Geländeoberfläche gesaugt. Ausgehend von Anlagen an bereits bestehenden Bohrungen werden keine zusätzlichen Bohrkosten bei den Investitionskosten verbucht. Die Systemgrenze für Grubengas-BHKW ist in Abbildung 3-43 dargestellt. Innerhalb der Systemgrenze sind im Wesentlichen enthalten die Gasaufbereitung, der Gasmotor, Anpassungen am Gebäude bzw. die Aufstellung in einer Kompaktstation, der Rückbau, der Trafo und der Netzanschluss, die Planung und sonstige Anschaffungskosten.



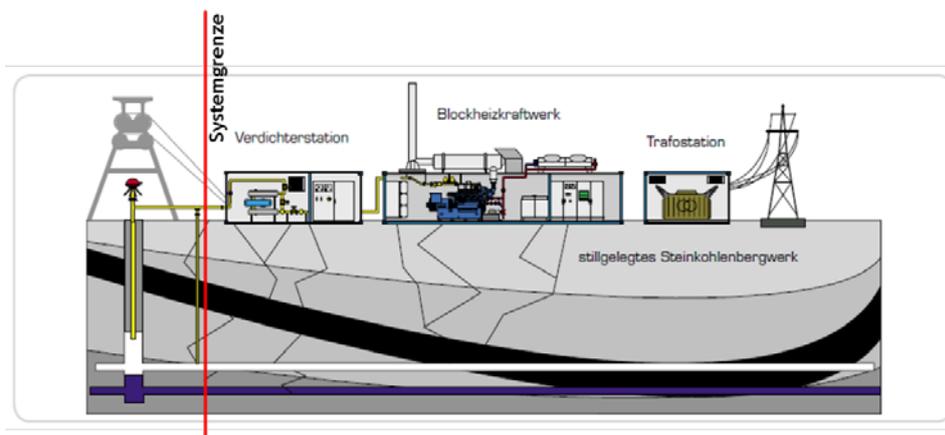


Abbildung 3-42: Darstellung der Systemgrenze für die Modellfälle der Grubengas-BHKW [Graphik von Pro2 Anlagentechnik mit Ergänzung der Systemgrenze].

In Tabelle 3-12 sind die untersuchten Modellfälle für Grubengas dargestellt. Die untersuchten Leistungsklassen von 500 kW, 1.500 kW und 2.500 kW setzen sich jeweils aus mehreren Gasmotoren zusammen.

Tabelle 3-12: Modellfälle der Grubengas-BHKW mit Angabe der Leistungsklasse und der Staffelung der Gasmotoren.

Parameter	Einheit	Grubengas		
Modellfall	-	G1.1	G2.1	G3.1
Leistungsklasse	kW _{el}	500	1.500	2.500
Staffelung der Gasmotoren	kW _{el}	2 x 250	3 x 500	5 x 500

Bei den Modellberechnungen wird davon ausgegangen, dass der erzeugte Strom zu 100 % ins öffentliche Stromnetz eingespeist wird. Für die Abwärme der Gasmotoren besteht keine Nutzungsmöglichkeit, so dass 100 % der Abwärme über Notkühler an die Umwelt abgegeben werden. Dies entspricht dem Regelfall, da im Bereich des Bergbaus keine geeigneten Wärmesenken wie beispielsweise Wärmenetze vorhanden sind.

In den nachfolgenden Kapiteln werden die Stromgestehungskosten für die drei Modellfälle dargestellt. Der Referenzfall (100 %) weist analog zum Klärgas 7.000 Vollbenutzungsstunden pro Jahr auf. Die Stromgestehungskosten werden als Bandbreite mit einer Variation der Vollbenutzungsstunden von 5.600 Vbh/a bis 8.400 Vbh/a angegeben. Des Weiteren erfolgt eine Variation hinsichtlich der Investitionskosten von 80 % bis 120 % in Bezug auf den Referenzfall.

3.3.4.2 Stromgestehungskosten

Abbildung 3-44 zeigt die Stromgestehungskosten für das Grubengas-BHKW mit einer elektrischen Leistung von 500 kW (Modell G1.1). Für den Referenzfall (7.000 Vbh/a) ergeben sich rd. 6,4 ct/kWh. Bei Variation der Vollbenutzungsstunden resultieren Stromgestehungskosten in der Bandbreite von 7,9 ct/kWh bis 5,5 ct/kWh.



Bei Variation der Investitionskosten ergibt sich eine Bandbreite von 7,0 ct/kWh bis 5,8 ct/kWh. Die EEG-Vergütung für das BHKW mit 500 kW beträgt für das Basisjahr 2013 6,74 ct/kWh. Die Stromgestehungskosten für das BHKW liegen für den Referenzfall knapp unter dem EEG-Vergütungssatz, so dass ein kostendeckender Anlagenbetrieb nach dem EEG realisierbar ist.

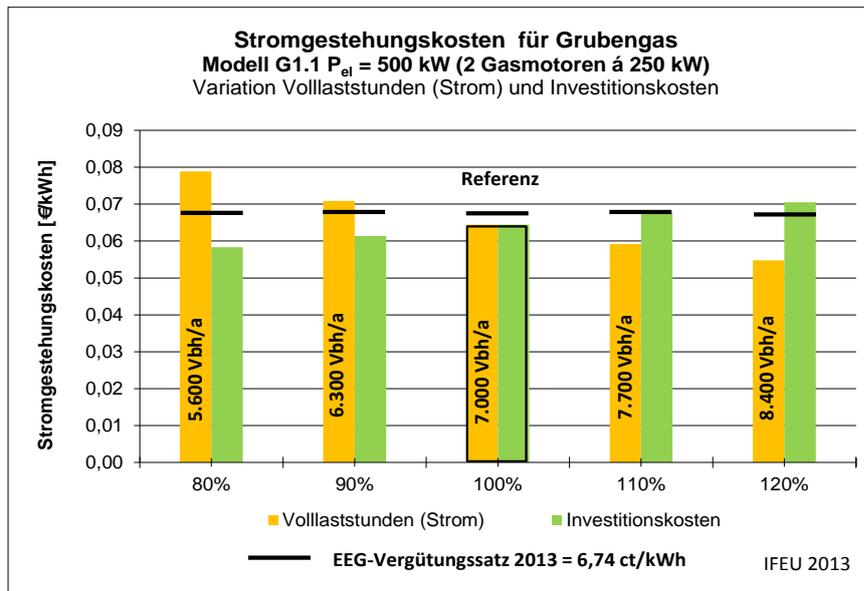


Abbildung 3-43: Stromgestehungskosten für Grubengas-BHKW mit $P_{el} = 500$ kW (2 Gasmotoren á 250 kW) unter Variation der Volllaststunden und der Investitionskosten von 80 % bis 120 % in Bezug auf den Referenzfall (Modell G1.1)

Die Stromgestehungskosten für das Grubengas-BHKW mit einer elektrischen Leistung von 1.500 kW (Modell G2.1) sind in Abbildung 3-45 dargestellt. Für den Referenzfall ergeben sich 4,4 ct/kWh. Variationen führen zu Bandbreiten zwischen 5,4 ct/kWh und 3,8 ct/kWh (Vollbenutzungsstunden) bzw. 4,8 ct/kWh und 4,4 ct/kWh (Investitionskosten).

Die EEG-Vergütung für das Basisjahr 2013 beträgt je nach Höhe der Volllaststunden zwischen 6,17 und 6,82 ct/kWh. Die Stromgestehungskosten liegen daher deutlich unter dem EEG-Vergütungssatz.

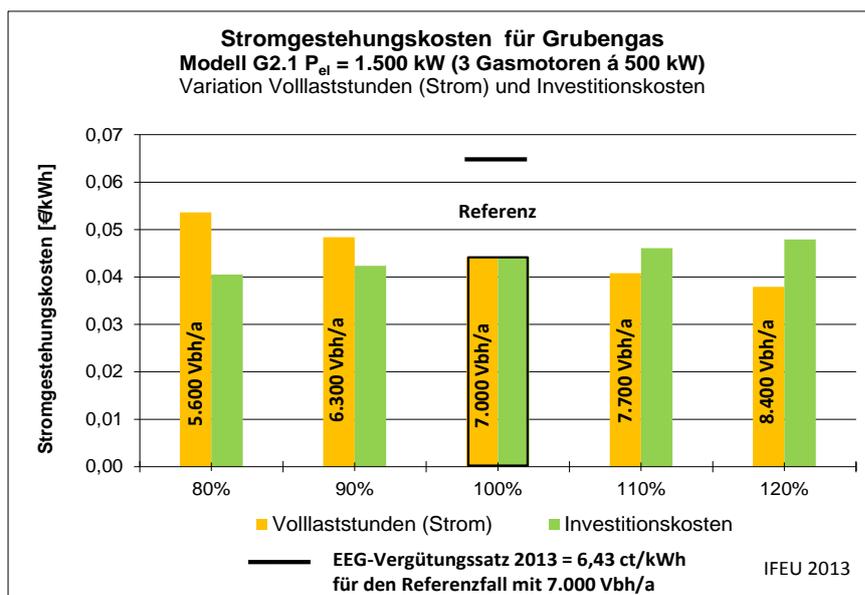


Abbildung 3-44: Stromgestehungskosten für Grubengas-BHKW mit $P_{el} = 1.500$ kW (3 Gasmotoren á 500 kW) unter Variation der Volllaststunden und der Investitionskosten von 80 % bis 120 % in Bezug auf den Referenzfall (Modell G2.1). Je nach Volllaststunden variiert der EEG-Vergütungssatz zwischen 6,17 und 6,82 ct/kWh.

Abbildung 3-46 zeigt die Stromgestehungskosten für das Grubengas-BHKW mit einer elektrischen Leistung von 2.500 kW (Modell G3.1). Für den Referenzfall (7.000 Vbh/a) ergeben sich 4,0 ct/kWh. Bei Variation der Vollbenutzungsstunden resultieren Stromgestehungskosten in der Bandbreite von 4,8 ct/kWh bis 3,4 ct/kWh. Bei Variation der Investitionskosten ergibt sich eine Bandbreite von 4,3 ct/kWh bis 3,6 ct/kWh.

Die EEG-Vergütung für das Basisjahr 2013 beträgt je nach Höhe der Volllaststunden zwischen 5,64 und 6,04 ct/kWh. Die Stromgestehungskosten liegen daher deutlich unter dem EEG-Vergütungssatz.

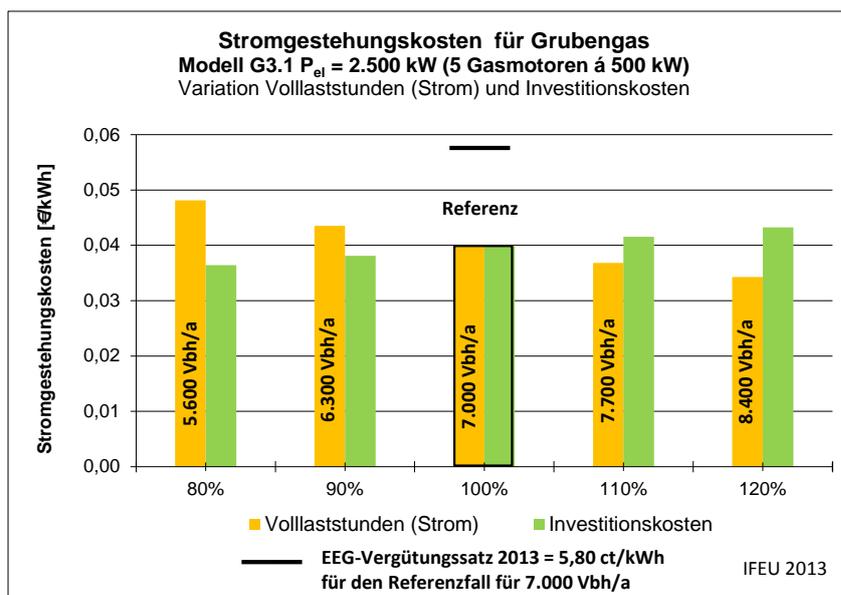


Abbildung 3-45: Stromgestehungskosten für Grubengas-BHKW mit $P_{el} = 2.500 \text{ kW}$ (5 Gasmotoren á 500 kW) unter Variation der Volllaststunden und der Investitionskosten von 80 % bis 120 % in Bezug auf den Referenzfall (Modell G3.1). Je nach Volllaststunden variiert der EEG-Vergütungssatz zwischen 5,64 und 6,04 ct/kWh.

3.3.4.3 Erweiterte Wirtschaftlichkeitsbetrachtung

Im Rahmen der erweiterten Wirtschaftlichkeitsbetrachtung wird wie bei Klär- und Depo-niegas untersucht, inwieweit der Anlagenbetrieb außerhalb des EEG wirtschaftlich darstellbar ist (siehe Abbildung 3-47). Dabei wird davon ausgegangen, dass 100 % der Stromerzeugung direkt vermarktet werden. Als Erlös für die Direktvermarktung wird der Mittelwert des EEX-Baseload-Preises für die Quartale I/2012 bis IV/2012 angesetzt.

Eine Vergütung nach KWKG erfolgt nicht, da die BHKW-Anlage nicht hocheffizient im Sinne der Richtlinie 2004/8/EG betrieben wird. 100 % der Abwärme werden über Notküh-ler an die Umwelt abgegeben.

Abbildung 3-47 kann entnommen werden, dass das BHKW mit 500 kW nicht wirtschaftlich betrieben werden kann, jedoch die BHKW mit 1.500 kW bzw. 2.500 kW und einem Kosten-Nutzen-Verhältnis von 0,78 bzw. 0,70 wirtschaftlich sind.

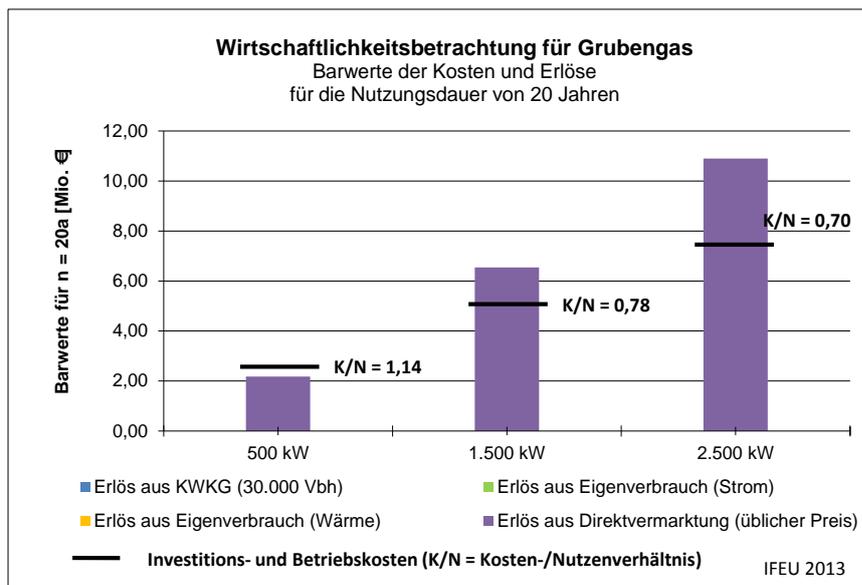


Abbildung 3-46: Wirtschaftlichkeitsbetrachtung ohne EEG für Grubengas-BHKW mit 500 kW, 1.500 kW und 2.500 kW mit Vergleich der Barwerte der Kosten und Erlöse über die Nutzungsdauer von 20 Jahren (hier: keine Abwärmenutzung und damit auch kein KWK-Zuschlag).

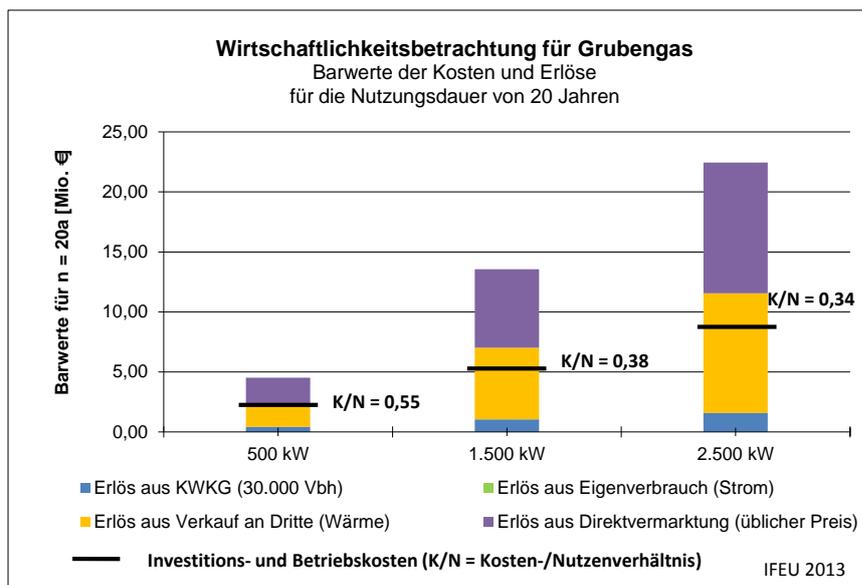


Abbildung 3-47: Wirtschaftlichkeitsbetrachtung ohne EEG für Grubengas-BHKW mit 500 kW, 1.500 kW und 2.500 kW mit Vergleich der Barwerte der Kosten und Erlöse über die Nutzungsdauer von 20 Jahren (hier: 100 % Abwärmenutzung und KWK-Zuschlag).

Als Sensitivität wurde ergänzend untersucht, wie sich die Wirtschaftlichkeit der Grubengas-BHKW darstellt, wenn eine Wärmesenke in unmittelbarer Nähe zum BHKW-Standort vorhanden ist und die Abwärme zu 100 % genutzt wird (siehe Abbildung 3-48). Neben den Wärmeerlösen aus dem Verkauf der Abwärme wird darüber hinaus die Förderung der BHKW nach dem KWKG möglich. Wie Abbildung 3-48 entnommen werden kann,

wird die Wirtschaftlichkeit der Grubengas-BHKW durch die Abwärmenutzung und den KWK-Zuschlag erheblich gesteigert.

3.3.4.4 Zusammenfassung

Grubengas-BHKW, die nach dem EEG vergütet werden, befinden sich ab einer Leistungsklasse von 500 kW an der Grenze zu einem kostendeckenden Anlagenbetrieb. Die Modellfälle für die Leistungsklassen 1.500 kW und 2.500 kW haben gezeigt, dass größere Grubengas-BHKW nach dem EEG wirtschaftlich betrieben werden können (siehe Tabelle 3-13).

Tabelle 3-13: Zusammenfassung der Stromgestehungskosten für Grubengas.

Parameter	Einheit	Grubengas								
		G1.1			G2.1			G3.1		
Modellfall	-	G1.1			G2.1			G3.1		
Leistungsklasse	kW _{el}	500			1.500			2.500		
Staffelung der Gasmotoren	kW _{el}	2 x 250			3 x 500			5 x 500		
Variation der Vollbenutzungsstunden pro Jahr bei 100 % Investitionskosten	h/a	5.600	7.000	8.400	5.600	7.000	8.400	5.600	7.000	8.400
Stromgestehungskosten	Ct/kWh	7,9	6,4	5,5	5,4	4,4	3,8	4,8	4,0	3,4
EEG-Vergütungssatz Basisjahr 2013	Ct/kWh	6,74			6,82	6,43	6,17	6,04	5,80	5,64
Variation der Investitionskosten bei 7.000 Vbh/a	%	120	100	80	120	100	80	120	100	80
Stromgestehungskosten	Ct/kWh	7,0	6,4	5,8	4,8	4,4	4,1	4,3	4,0	3,6
EEG-Vergütungssatz Basisjahr 2013	Ct/kWh	6,74			6,43			5,80		

Die Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung zeigen, dass die Leistungsklasse 500 kW ohne das EEG nicht wirtschaftlich betrieben werden kann, es sei denn eine geeignete Wärmesenke befindet sich in unmittelbarer Nähe des BHKW. Die Leistungsklassen von 1.500 kW bzw. 2.500 kW weisen ein Kosten-Nutzenverhältnis kleiner 1,0 auf und sind daher wirtschaftlich. Besonders wirtschaftlich werden sie bei entsprechender Abwärmenutzung und gleichzeitiger Förderung nach dem KWKG.

3.4 Zukünftige Herausforderungen

Zur Identifizierung zukünftiger Herausforderungen wurden Expertengespräche mit Verbänden geführt (Deutsche Vereinigung für Wasserwirtschaft, Abwasser und Abfall e.V. (DWA), Hennef; Interessengemeinschaft NRW-Deponiebetreiber (INWesD), Köln; Interessenverband Grubengas e.V. (IVG), Rhede). Zudem wurden die Ergebnisse der Kommentare der Betreiberbefragung sowie weitere Literatur ausgewertet.

3.4.1 Klärgas

Kläranlagen kleiner 50.000 EW. Die Wirtschaftlichkeitsanalyse hat gezeigt, dass die Vergütungsregelungen des EEG für Klärgas insbesondere für kleine BHKW keinen kostendeckenden Anlagenbetrieb ermöglichen. Größere BHKW können dagegen kostendeckend



kend betrieben werden. Wirtschaftlicher für größere BHKW ist jedoch der Eigenverbrauch des erzeugten Stroms. Dies zeigt sich auch im geringen Anteil des eingespeisten Stroms in Bezug auf die gesamte Stromerzeugung aus Klärgas.

Auch die DWA sieht die Wirtschaftlichkeit von kleinen BHKW (Kläranlagen kleiner 50.000 Einwohner) mit der derzeitigen EEG-Förderung als nicht gegeben an. Die DWA fordert daher, die EEG-Förderung von Klärgas sollte in den Bereichen verstärkt werden, die außerhalb des EEG derzeit nicht wirtschaftlich betrieben werden können, aber am Rande zur Wirtschaftlichkeit stehen. Die DWA spricht sich daher für eine Staffelung der EEG-Vergütungssätze beispielweise durch eine weitere Vergütungsstufe aus. Dies würde einen zusätzlichen Anreiz vor allem für kleine Kommunen und Stadtwerke schaffen, die derzeit noch zögern, in die Klärgasnutzung einzusteigen.

Co-Fermentation. Eine weitere Möglichkeit der Steigerung der Wirtschaftlichkeit ist die Möglichkeit der Co-Fermentation. Viele Kläranlagen mit anaerober Schlammstabilisierung haben in den Faultürmen freie Kapazitäten zur Co-Fermentation von nassvergärbaren Bioabfällen verfügbar. Dieses Potenzial könnte mit der bereits bestehenden Anlagentechnik genutzt werden. Mit den derzeitigen Vergütungsstrukturen im EEG für Biogas wird die Co-Fermentation von Bioabfällen in Faultürmen nicht gesondert gefördert. Nach Auffassung des DWA bieten Kläranlagen mit ihren technischen Einrichtungen ideale Voraussetzungen für die Co-Fermentation. Abwässer aus der Schlammbehandlung können direkt auf dem Kläranlagengelände gereinigt werden und der entwässerte Schlamm kann anschließend in einer Klärschlammverbrennungsanlage thermisch verwertet werden. Die DWA spricht sich daher für einen Co-Fermentations-Bonus für nassvergärbare Bioabfälle aus.

Bei einer expliziten Förderung der Co-Fermentation sind allerdings Einschränkungen zu berücksichtigen. Zum einen betrifft dies die Frage, welche biogenen Abfälle überhaupt zugelassen sind. Je nach Bundesland gibt es hierzu unterschiedliche Vorgaben und aus ökologischer Sicht sind nur bestimmte biogene Abfälle unbedenklich für eine Co-Fermentation. In einer Studie des IFEU für das Umweltministerium Nordrhein-Westfalen [32] wurde eine Positivliste abgeleitet, die Abfälle definierter Herkunft mit gleichbleibenden Eigenschaften und geringem Schadstoffpotenzial umfasst (z. B. Teigabfälle, Reste aus Getränkeherstellung, etc.). Für sonstige biogene Abfälle (z. B. Bioabfall aus Haushalten, Speisereste, etc.) ist eine Co-Fermentation nur nach Einzelfallprüfung zulässig. Aus ökologischer Sicht ist hier die Rückbelastung der Kläranlage mit Schadstoffen zu prüfen und zudem die Auswirkungen, die sich durch die Verdrängung der ansonsten üblichen Verwertung ergeben (die Bioabfallvergärung erlaubt im Gegensatz zur Co-Fermentation eine kombiniert stoffliche und energetische Verwertung).

Bedarfsgerechte Stromerzeugung. Derzeit werden Klärgas-BHKW nach dem EEG möglichst das ganze Jahr über konstant betrieben. Die Stromerzeugung erfolgt dabei losgelöst von der aktuellen Nachfragesituation am Strommarkt. Kläranlagen verfügen be-



reits heute über Gasspeicher zur Zwischenspeicherung von Klärgas, wobei es sich hier meist um Tagesspeicher handelt. Auf Kläranlagen sind schon seit Jahrzehnten Prozessleitsysteme für die Regelung der komplexen Anlagentechnik vorhanden. Das Personal verfügt zudem über das Knowhow zur Anwendung dieser Leitsysteme.

Daher wäre eine bedarfsgerechte Stromerzeugung nach dem Vorbild der Flexibilitätsprämie für Biogas auch für Klärgas denkbar. Die Flexibilitätsprämie müsste so gestaltet werden, dass die Kläranlage in zusätzliche Gasspeicher und größere BHKW investieren würde. Damit könnte dann bedarfsgerecht die Stromerzeugung bei geringer Lastsituation im Stromnetz gesenkt und bei hoher Last gesteigert werden.

Dieser Beitrag zum Lastmanagement könnte zukünftig noch weiter vorangetrieben werden. Beispielsweise werden Konzepte entwickelt, mit denen in Zeiten geringer Stromnachfrage der Strom zur Elektrolyse von Wasser in Wasserstoff eingesetzt werden. Dazu könnte das gereinigte Abwasser auf Kläranlagen verwendet werden. Der Wasserstoff könnte entweder direkt in das Erdgasnetz eingespeist werden oder mittels des Kohlenstoffdioxids aus dem Abgasstrom der BHKW zu synthetischem Methan aufbereitet werden (Power to Gas).

3.4.2 Deponiegas

Wirtschaftlichkeit. Die Wirtschaftlichkeitsanalyse zeigt, dass insbesondere für kleine und mittlere Anlagen kein wirtschaftlicher Betrieb möglich ist. Die INWesD sieht die Wirtschaftlichkeit der Deponiegasnutzung in BHKW ohne die EEG-Vergütung insgesamt als nicht gegeben an. Aufgrund des geringen Eigenverbrauchs auf einer Deponie ist außerhalb des EEG kein wirtschaftlicher Anlagenbetrieb möglich. INWesD fordert daher, dass die EEG-Förderung von Bestandsanlagen nicht geändert werden sollte, da viele BHKW am Rande der Wirtschaftlichkeit betrieben werden.

Die INWesD geht davon aus, dass der Betrieb von Deponiegas-BHKW vor dem Hintergrund abnehmender Gaserträge bei den Deponien noch bis zum Jahr 2025 erfolgen wird. Örtliche Randbedingungen können jedoch für den Weiterbetrieb der BHKW über diesen Zeitpunkt hinaus sprechen.

Schwachgasaufbereitung. Zukünftig stellt sich die Frage, wie man den abnehmenden Methankonzentrationen im Deponiegas entgegen wirken kann. Aus Sicht der INWesD sollte auch das Schwachgas in BHKW energetisch verwertet werden. Hierfür sieht der INWesD verschiedene Möglichkeiten. Zum einen könnte das Schwachgas unter Zugabe von Erdgas auf einen für Gasmotoren geeigneten Heizwert eingestellt werden. Dabei könnte auch eine Obergrenze für den Erdgasanteil definiert werden. Zum anderen könnte die Errichtung einer Schwachgasaufbereitung zur Methananreicherung mit einem Bonus im EEG gefördert werden.

Bedarfsgerechte Stromerzeugung. Die INWesD hält die Einrichtung von Gasspeichern zur bedarfsgerechten Fahrweise der Deponiegas-BHKW grundsätzlich für möglich.



INWesD gibt jedoch zu bedenken, dass sich der Gasabzug aus dem Deponiekörper nur geringfügig steuern lässt. Die Nutzung des Deponiekörpers als Gasspeicher ist nicht möglich, da das Deponiegas bei geringerem Gasabzug an die Deponieoberfläche tritt und in die Atmosphäre entweicht. Angesichts der über den Zeitverlauf sinkenden und mit Unsicherheit verbundenen Gaserträge halten die Gutachter eine Integration von Deponiegas in eine bedarfsgerechte Stromerzeugung für nicht zielführend.

Co-Verwertung von Deponiegas. Die INWesD hält eine Co-Verwertung von Deponiegas mit anderen Gassparten für sinnvoll. So könnte beispielsweise Deponiegas mit Klärgas, Biogas oder Biomethan gemischt werden und je nach Bedarf der für den BHKW-Betrieb erforderliche Heizwert eingestellt werden. Die EEG-Vergütung für den erzeugten Strom könnte dabei anteilig nach dem Anteil des jeweiligen Energieträgers an der Brennstoffenergie und dem jeweiligen EEG-Vergütungssatz ermittelt werden.

3.4.3 Grubengas

Wirtschaftlichkeit. Nach Ansicht des IVG ist ein kostendeckender Anlagenbetrieb ohne das EEG nicht realisierbar. Dies bestätigt auch die Wirtschaftlichkeitsanalyse in diesem Gutachten. IVG fordert, die EEG-Vergütung nicht zu senken oder einzustellen, da dann keine Reinvestitionen in die Erneuerung der BHKW erfolgen würden. Ein wesentlicher Nachteil ist auch, dass an den BHKW-Standorten in der Regel keine Wärmesenken zur Nutzung der BHKW-Abwärme verfügbar sind. Dies würde die Wirtschaftlichkeit deutlich verbessern. Der IVG sieht daher bei den gegenwärtigen EEG-Vergütungssätzen eine gewisse Unsicherheit hinsichtlich der Bereitschaft zu Reinvestitionen und würde eine moderate Anhebung der Vergütung begrüßen.

Bedarfsgerechte Stromerzeugung. Auch Grubengas-BHKW könnten grundsätzlich in eine bedarfsgerechte Stromerzeugung einbezogen werden. Der IVG sieht eine bedarfsgerechte Stromerzeugung von Grubengas-BHKW grundsätzlich positiv, allerdings weist er auf die Erfordernisse eines möglichst gleichmäßigen Gasabzugs aus dem Bergbau. Die Absenkung der Gasförderrate kann sogar zum Abriss des Methangasstroms führen. Daher müsste das Grubengas in Zeiten mit geringer Stromnachfrage in großen Gasspeichern zwischengespeichert werden. Bei stillgelegten Bergwerken dient allerdings der Grubenraum bereits als Speicher.



3.5 Handlungsempfehlungen

3.5.1 Übergreifende Bewertung

Auch wenn das jeweilige Umweltrecht sowohl bei Kläranlagen, Deponien und Gruben ausschließt, dass eine unkontrollierte, klimaschädliche Methanfreisetzung erfolgt, hat das EEG seit seiner Einführung zu einer Steigerung der hochwertigen energetischen Nutzung des Methans geführt. Zudem ist zu berücksichtigen, dass die EEG-Differenzkosten durch Klär-, Deponie- und Grubengas auf Grund des niedrigen Marktanteils und der niedrigen Vergütungshöhe im Vergleich zu anderen Technologien in einer vernachlässigbaren Größenordnung sind. Diese Differenzkosten würden im Übrigen auch bei Verlagerung der Vergütung in den KWK-Mechanismus anfallen, die im Zuge der KWK-Umlage von den Endkunden getragen werden.

Auf der anderen Seite sind energiewirtschaftliche und Marktentwicklungen zu sehen, durch die Klär-, Deponie- und Grubengas als Sparte im EEG von abnehmender Bedeutung sind:

- Klärgas kann durch Eigenstrom/-wärme-Vermarktung und KWK-Bonus auch außerhalb des EEG wirtschaftlich betrieben werden. Der KWK-Bonus hat dabei einen eher kleinen Anteil an den Gesamterlösen. Bedingt durch den deutlich niedrigeren Eigenstromanteil gilt diese Argumentation weniger für Deponien und Gruben.
- Aufgrund des Ablagerungsverbotes wird die entstehende Deponiegasmenge langfristig kontinuierlich zurückgehen. Der Anteil an nicht genutztem, abgefackeltem Deponiegas bei Deponien in der Ablagerungs- und Stilllegungsphase ist insgesamt niedrig und teilweise unvermeidbar. Mit zunehmender Zahl von Deponien in der Nachsorgephase nimmt auch der Schwachgasanteil zu.
- Das Grubengasaufkommen in Deutschland geht zurück.

Aus der Analyse des Marktes und der Wirtschaftlichkeit lassen sich zwischen den Sparten Klär-, Deponie- und Grubengas bestimmte **Gemeinsamkeiten** hinsichtlich eines zukünftigen Entwicklungspfades ableiten:

- **Größeres Leistungssegment wirtschaftlich, kleineres nicht.**
Bei allen drei Sparten sind die Vergütungssätze für größere Systeme auskömmlich und können in der Tendenz abgesenkt werden, während Kleinanlagen in der Regel nicht wirtschaftlich betrieben werden können.
- **Kleines Leistungssegment gewinnt an Bedeutung.**
Gerade diese Kleinanlagen werden aber an Bedeutung zunehmen. In Kläranlagen ist ein verbleibendes, bislang unerschlossenes Marktsegment das der Umrüstung kleiner Kläranlagen von aerober auf anaerobe Betriebsweise. In Deponien führt



der sinkende Gasertrag zur Erfordernis kleinerer Anlagen insbesondere beim Re-powering.

- **Aufhebung einer Ausschließlichkeit der Energieträger vereinfacht wirtschaftliche Betriebsweise.**

Aus unterschiedlichen Gründen könnte eine Mischung unterschiedlicher Energieträger für einen wirtschaftlichen Anlagenbetrieb vorteilhaft sein. Bei Kläranlagen führt eine (begrenzte) Co-Fermentation von bestimmten Bioabfällen zu einer höheren Auslastung des Faulraum-Volumens. Allerdings treten hier (bei einer Bonusvergütung der Co-Fermentation) ökologische und abwicklungstechnische Probleme auf (z. B. Bestimmung des Gasertrags aus der Klärschlammfäulung bzw. der Abfallvergärung).

- **Stärkung der Wärmenutzung durch neue Wärmenutzungskonzepte.**

Gerade bei Deponien und Grubengas-Anlagen könnten Verbesserungen der Wärmenutzung die Wirtschaftlichkeit verbessern. Hier sollte geprüft werden, in wieweit außerhalb des EEG Wärmenutzungskonzepte (derzeit förderbar im Rahmen der Nationalen Klimaschutzinitiative) und andere Wärmenutzungstechnologien und –infrastrukturen gefördert werden sollten (z. B. Biogasleitungs-Förderung auch für Klär-, Deponie- und Grubengasanlagen oder mobile Wärmetransport-Konzepte).

Auf Basis dieser Erwägungen ist die Grundtendenz der Handlungsempfehlungen daher, den Vergütungsmechanismus noch für einen begrenzten Zeitraum bei geringfügiger Modifikation beizubehalten, ein Auslaufen aber bereits im EEG anzukündigen.

3.5.2 Klärgas

- Keine Änderung der Vergütungssätze, da Vermarktung ohne EEG wirtschaftlich.
- Ankündigung eines definierten Zeitpunkts für das Auslaufen der Vergütung.

Außerhalb des EEG wird vorgeschlagen:

- Schaffung eines Flexibilitätsmechanismus außerhalb des EEG (z. B. im KWKG durch Abänderung der Vergütung nach dem Üblichen Preis in eine zeitaufgelöste Vergütungsregelung), der aber auch für Erdgas-KWK gilt.
- Bei Kläranlagen mit aerober Schlammstabilisierung: Einführung einer Prüfpflicht innerhalb von 3 Jahren, ob Umrüstung auf anaerobe Schlammstabilisierung wirtschaftlich darstellbar ist. Umsetzung beispielsweise im Wasserrecht oder im Zuge der Umsetzung der Effizienzrichtlinie.
- Ausweitung der MAP-Förderung für Biogasleitungen auch auf Klärgas, um die Erschließung sinnvoller Wärmesenken zu erleichtern.



3.5.3 Deponiegas

- Einführung einer neuen Leistungsgrenze in Analogie zu Biomasse: für Anlagen bis 150 kW Vergütung von 10 ct/kWh.
- Absenkung der Vergütungssätze bis 500 kW auf 7 ct/kWh und bis 5 MW auf 4 ct/kWh (Basisjahr 2013).
- Beibehaltung der Möglichkeit für die Beimischung von Klärgas, Deponiegas oder Biomethan zur sinnvollen Schwachgasnutzung⁷. Die Vergütung erfolgt dann anteilig anhand der gemessenen Gasströme/Methananteile, die durch einen Umweltgutachter zu bestätigen sind.
- Ankündigung eines definierten Zeitpunkts für das Auslaufen der Vergütung nach Inkrafttreten des novellierten EEG.

3.5.4 Grubengas

- Beibehalten der EEG-Vergütungssätze für die drei bestehenden Leistungsklassen, geringfügige Absenkung möglich (bis 1 MW: beibehalten; bis 5 MW: 4 ct/kWh (derzeit 4,86), über 5 MW 3,5 ct/kWh (derzeit 3,92)).
- Ankündigung eines definierten Zeitpunkts für das Auslaufen der Vergütung. Für diesen Zeitpunkt könnte eine Regelung geprüft werden, mit der eine energetische Nutzung des Grubengases vorgeschrieben wird. Die Grubengasnutzung wurde insbesondere eingeführt, um den diffusen Austritt von Grubengas aus dem Bergbau und eine damit verbundene Gefährdung der Bevölkerung zu verhindern. Grubengas muss also schon allein aus Sicherheitsgründen gefasst und unschädlich gemacht werden.

Eine Handhabe hierzu könnte §5 BlmschG. („Genehmigungsbedürftige Anlagen sind so zu errichten und zu betreiben, dass zur Gewährleistung eines hohen Schutzniveaus für die Umwelt insgesamt ... 4. Energie sparsam und effizient verwendet wird.“) oder die TA Luft 2002 Nr. 5.1.3 liefern. Hierzu wäre ggf. zu spezifizieren, dass eine Verstromung zu erfolgen hat.

Eine parallele Regelung findet sich in der Deponieverordnung (DepV) 2009. In Anhang 5, Nummer 7 heißt es: „Entsteht auf einer Deponie auf Grund biologischer Abbauprozesse Deponiegas in relevanten Mengen, hat der Betreiber einer Deponie der Klasse I, II oder III dieses Deponiegas schon in der Ablagerungsphase zu fassen und zu behandeln, nach Möglichkeit energetisch zu verwerten. Deponiegaserfassung, -behandlung und -verwertung sind nach dem Stand der Technik durchzuführen. ... Abweichend von Satz 1 kann der

⁷ Den Gutachtern ist eine Anlage bekannt, die nach dem EEG 2009 vergütet wird und Deponiegas und Biogas in einer BHKW-Anlage einsetzt. Die Gasströme wurden über einen Umweltgutachter bilanziert. Die EEG-Vergütung wird separat für die einzelnen Gasströme erfasst.



Deponiebetreiber mit Zustimmung der zuständigen Behörde auf die Fassung geringer Restemissionen an Deponiegas verzichten. In diesem Fall hat er gegenüber der zuständigen Behörde nachzuweisen, dass das im Deponiegas enthaltene Methan vor Austritt in die Atmosphäre weitestgehend oxidiert wird.“

Bei der Prüfung einer solchen Regelung sind allerdings die technische Erfassung von Grubengas in niedrigen Konzentrationen sowie die große geographische Ausdehnung von Gruben zu berücksichtigen.

3.5.5 Degression

- Beibehalten der Degression von 1,5 % pro Jahr.

4 Gemeinsames Analyseraster – Stromgestehungskosten und Wirtschaftlichkeit erneuerbarer Energien

Die Wirtschaftlichkeitsrechnung stellt einen zentralen Untersuchungsschwerpunkt im Rahmen der spartenspezifischen Vorhaben zum EEG-Erfahrungsbericht dar. Sie bildet die Grundlage für die regelmäßige Anpassung der Vergütungssätze, mit der auf den fortlaufenden Innovationsprozess und damit verbundene Kostensenkungen sowie auf geänderte Rahmenbedingungen am Markt reagiert wird. Ziel ist es, auf Basis von Modellrechnungen die Vergütungssätze so zu gestalten, dass einerseits Anlagen unter durchschnittlichen Bedingungen wirtschaftlich betreibbar sind, andererseits jedoch übermäßige Renditen und damit einhergehende Mehrbelastungen für die Verbraucher vermieden werden.

Ein wichtiger Bestandteil der Analyse ist die Berechnung der durchschnittlichen Stromgestehungskosten (ct/kWh), die sich als Wirtschaftlichkeitskriterium und Vergleichsgröße bei Kraftwerksprojekten jedweder Art etabliert haben. Das Berechnungsverfahren baut auf der Kapitalwertmethode auf und berücksichtigt sämtliche Investitions-, Betriebs- und Wartungsausgaben über die Nutzungsdauer einer Anlage. Die verwendeten Daten beruhen auf empirischen Erhebungen (Befragung von Anlagenbetreibern, Herstellern, Installateuren etc.) und werden im Einzelfall durch Expertenschätzungen ergänzt. Die den Berechnungen zugrunde liegende Formel lautet ([33],[34],[35]):

$LCOE = \frac{I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{A_t}{(1+i)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{M_{el,t}}{(1+i)^t}}$	<p><i>mit:</i></p> <p>I_0 Investitionsausgaben A_t Auszahlungen/Kosten im Jahr t $M_{el,t}$ produzierte Strommenge im Jahr t i Kalkulationszinssatz n kalkulatorische Nutzungsdauer t Jahr der Nutzungsperiode</p>
---	---

Formel 1: Stromgestehungskosten (Levelized Cost of Electricity – LCOE)



Die Stromgestehungskosten ergeben sich demnach aus der Summe der Barwerte der jährlichen Ausgaben, dividiert durch die Summe der Barwerte der jährlichen Stromerzeugungsmenge.

Ein kritischer Faktor bei der Berechnung der Stromgestehungskosten ist die Festlegung des Kalkulationszinssatzes, der die durchschnittlichen Kapitalkosten eines Projektes widerspiegelt. Der Kalkulationszinssatz ergibt sich unter Berücksichtigung der jeweiligen Fremd- und Eigenkapitalanteile als gewichteter Mittelwert aus dem Fremdkapitalzins und der Renditeforderung des Investors. Tabelle 4-14 enthält eine Zusammenstellung der für die Stromgestehungskostenberechnung für den EEG-Erfahrungsbericht 2014 verwendeten Zinssätze nach Sparten und Investorengruppen.

Tabelle 4-14: Zusammenstellung der für den EEG-Erfahrungsbericht 2014 verwendeten Kalkulationszinssätze nach Sparten.

			Anteil	Zinssatz in %
Wasserkraft	Privatinvestor	Fremdkapital	65% - 75%	4% - 6%
		Eigenkapital	25% - 35%	3% - 7%
	Gewerblicher Investor	Fremdkapital	70% - 80%	4% - 7%
		Eigenkapital	20% - 30%	10% - 12%
Deponie-, Klär-, Grubengas	Gewerblicher/ Kommunalen Investor	Fremdkapital	70%	5%
		Eigenkapital	30%	8% - 10%
Biomasse	Kleinanlagen	Fremdkapital	80%	5%
		Eigenkapital	20%	6%
	Großanlagen	Fremdkapital	70%	5%
		Eigenkapital	30%	8%
Geothermie	Gewerblicher Investor	Fremdkapital	59%	6%
		Eigenkapital	41%	13,1%
Windenergie an Land	Gewerblicher Investor	Fremdkapital	70%	5,5%
		Eigenkapital	30%	12,5%
Windenergie Offshore	Gewerblicher Investor	Fremdkapital	65% - 70%	6%
		Eigenkapital	30% - 35%	15%
Solare Strahlungsenergie bzw. Photovoltaik	Privatinvestor	Fremdkapital	0-100%	1,8% - 3,5 %
		Eigenkapital	0-100%	5% - 7%
	Gewerblicher Investor	Fremdkapital	65% - 80%	2,5% - 3,5%
		Eigenkapital	20% - 35%	7% - 10%

Für einen kostendeckenden Betrieb einer Anlage, inklusive einer Verzinsung des eingesetzten Kapitals in Höhe des Kalkulationszinssatzes, benötigt ein Investor folglich eine durchschnittliche Vergütung, die der Höhe der Stromgestehungskosten entspricht. Dennoch sind die Stromgestehungskosten nicht mit den EEG-Vergütungssätzen gleichzusetzen. Dies hat verschiedene Gründe. Sowohl bei der Windenergie an Land als auch auf See verhindert das zeitlich gestaffelte Vergütungssystem mit Anfangs- und Grundvergütung einen direkten Vergleich zwischen Vergütungshöhe und Stromgestehungskosten. Die zunehmende Marktintegration der Erneuerbaren Energien hat zudem dazu beigetragen, dass zusätzliche Vermarktungserlöse, wie z.B. aus der Direktvermarktung oder der



Teilnahme am Regelenergiemarkt, die Wirtschaftlichkeit einer Anlage beeinflussen. Insbesondere bei der Photovoltaik bestimmt darüber hinaus der Anteil des Eigenverbrauchs maßgeblich die Wirtschaftlichkeitsrechnung. Eine Betrachtung der durchschnittlichen Stromgestehungskosten ist folglich nicht ausreichend, um Vergütungssätze in angemessener Höhe zu bestimmen.

Die Wirtschaftlichkeitsrechnung ist daher um klassische Verfahren der dynamischen Investitionsrechnung, wie der Kapitalwertmethode, der Annuitätenmethode und der Internen-Zinsfuß-Methode, zu ergänzen. Diese haben den Vorteil, dass sie sowohl die zeitliche Struktur der Zahlungsströme als auch die individuellen Handlungsalternativen des Investors in die Vorteilhaftigkeitsanalyse einbeziehen.

Für die beschriebene Analyse wurde den Auftragnehmern der spartenspezifischen Vorhaben ein jeweils auf die spartenspezifischen Charakteristika angepasstes Analyseraster (Excel-Tool) zur Verfügung gestellt. Durch die Verwendung einheitlicher Berechnungsmethodiken wird dabei die Kompatibilität und Vergleichbarkeit der Ergebnisse spartenübergreifend sichergestellt.



Literaturverzeichnis

- [1] Nitsch, J. et al., Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global. Im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Berlin, März 2012.
- [2] Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie / Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, 2010. Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung, Berlin, 28. September 2010.
- [3] r2b energy consulting GmbH: Jahresprognose zur deutschlandweiten Stromerzeugung aus EEG geförderten Kraftwerken für das Kalenderjahr 2013, Stand: 12.10.2012. www.netztransparenz.de, Letzter Aufruf am 09.07.2014.
- [4] r2b energy consulting GmbH: Jahresprognose 2014 und Mittelfristprognose bis 2018 zur deutschlandweiten Stromerzeugung aus EEG geförderten Kraftwerken, Stand: 11.11.2013. www.netztransparenz.de, Letzter Aufruf am 09.07.2014.
- [5] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (Hrsg.): Zeitreihen zur Entwicklung der Kosten des EEG, Stand 15.10.2013.
- [6] 50Hertz Transmission, Amprion, TransnetBW, TenneT TSO (Hrsg.): Konzept zur Prognose und Berechnung der EEG-Umlage 2013 nach AusglMechV, Stand: 15.10.2012. www.eeg-kwk.net, Letzter Aufruf am 13.09.2013.
- [7] Bundesnetzagentur 2014: Datenmeldung sowie EEG-Vergütungssätze. Zuletzt verfügbar am 06.02.2014. http://www.bundesnetzagentur.de/cln_1912/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/Photovoltaik/DatenMeldgn_EEG-VergSaetze/DatenMeldgn_EEG-VergSaetze_node.html#doc405794bodyText1
- [8] 50Hertz Transmission, Amprion, TransnetBW, TenneT TSO (Hrsg.): EEG-Mengentestat 2012 auf Basis von WP-Bescheinigungen: Angaben zu Stromeinspeisemengen und Vergütungen nach EEG, Stand: 26.07.2013. www.eeg-kwk.net, Letzter Aufruf am 13.09.2013.
- [9] Breitschopf, Barbara; Klobasa, Marian; Sievers, Luisa; Steinbach, Jan; Sensfuß, Frank; Kockat, Judith; Schickhardt, Irene; Diekmann, Jochen; Lehr, Ulrike; Horst, Juri: Monitoring der Kosten- und Nutzenwirkungen des Ausbaus erneuerbarer Energien im Jahr 2012, Stand 09.06.2013.
- [10] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (Hrsg.): Erneuerbare Energien 2012 – Hintergrundpapier, Stand 28.02.2013, http://www.erneuerbare-energien.de/fileadmin/Daten_EE/Bilder_Startseite/Bilder_Datenservice/PDFs__XLS/hintergrundpapier_e_e_2012.pdf, Letzter Aufruf am 13.09.2013.
- [11] O'Sullivan, M. et al: Bruttobeschäftigung durch erneuerbare Energien in Deutschland im Jahr 2013, eine erste Abschätzung. Stand April 2014.
- [12] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (Hrsg.): Erneuerbar beschäftigt! Kurz- und langfristige Wirkungen des Ausbaus erneuerbarer Energien auf den deutschen Arbeitsmarkt. Berlin, August 2012.
- [13] Umweltbundesamt (Hrsg.) (2010): Emissionsbilanz erneuerbarer Energieträger. Durch Einsatz erneuerbarer Energien vermiedene Emissionen im Jahr 2009. Dessau, Umweltbundesamt.
- [14] Umweltbundesamt (Hrsg.) (2013): Aktualisierung des Anhangs 2 „Emissionsbilanz der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien (mit Vorketten)“ und des Anhangs 4



- „Emissionsbilanz der Wärmeerzeugung aus erneuerbaren Energien (mit Vorketten)“ für das Jahr 2011 (**noch unveröffentlicht**), Dessau, Umweltbundesamt.
- [15] Umweltbundesamt (Hrsg.) (2013): Aktualisierung des Anhangs 2 „Emissionsbilanz der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien (mit Vorketten)“ und des Anhangs 4 „Emissionsbilanz der Wärmeerzeugung aus erneuerbaren Energien (mit Vorketten)“ für das Jahr 2012 (**noch unveröffentlicht**), Dessau, Umweltbundesamt.
- [16] 50Hertz Transmission, Amprion, TransnetBW, TenneT TSO (Hrsg.) (2012): EEG-Mengentestat 2011 auf Basis von WP-Bescheinigungen per 20.07.2012: Angaben zu Stromeinspeisemengen und Vergütungen nach EEG, Stand: 20.07.2012. www.eeg-kwk.net, Letzter Aufruf am 28.08.2013.
- [17] 50Hertz Transmission, Amprion, TransnetBW, TenneT TSO (Hrsg.) (2013): EEG-Mengentestat 2012 auf Basis von WP-Bescheinigungen: Angaben zu Stromeinspeisemengen und Vergütungen nach EEG, Stand: 26.07.2013. www.eeg-kwk.net, Letzter Aufruf am 28.08.2013.
- [18] DBFZ, Fraunhofer IWES, INL, Bosch & Partner (2013): Stromerzeugung aus Biomasse 03MAP250. Zwischenbericht vom 15.06.2013. Leipzig, DBFZ.
- [19] Interessenverband Grubengas e.V., www.grubengas.de/german/verwertung_g.htm, Rhede, letzter Zugriff am 17.04.2013.
- [20] Gesamtverband Steinkohle e.V., www.gvst.de/site/steinkohle/Methangasnutzung.htm, Herne, letzter Zugriff am 17.04.2013. Gesamtverband Steinkohle e.V. (2013): Steinkohle 2013. Partner der Energiewende. Jahresbericht 2013.
- [21] Informationsplattform der deutschen Übertragungsnetzbetreiber, <http://www.eeg-kwk.net/de/Anlagenstammdaten.htm>, letzter Zugriff am 31.01.2014
- [22] Klimaschutz- und Energieeffizienzpotenziale im Bereich Abfall und Abwasserwirtschaft. Bericht im Rahmen des Vorhabens: „Wissenschaftliche Begleitforschung zu übergreifenden technischen, ökologischen, ökonomischen und strategischen Aspekten des nationalen Teils der Klimaschutzinitiative“. IFEU Heidelberg, 28. Juli 2010.
- [23] AbwV 2004 in der Fassung der Bekanntmachung vom 17. Juni 2004 (BGBl. I Nr. 28 vom 22.06.2004 S. 1108; BGBl. I Nr. 55 vom 27.10.2004 S. 2625), zuletzt geändert am 24. Februar 2012 durch Artikel 5 Abs. 8 des Gesetzes zur Neuordnung des Kreislaufwirtschafts- und Abfallrechts (BGBl. I Nr. 10 vom 29.02.2012 S. 212).
- [24] Statistisches Bundesamt, <https://www.destatis.de/DE/ZahlenFakten/Wirtschaftsbereiche/Energie/Erzeugung/Tabellen/AbgabeKlaergas.html>, Wiesbaden, letzter Zugriff am 31.01.2014.
- [25] Steigerung der Energieeffizienz auf kommunalen Kläranlagen. Arbeitsgemeinschaft iat-Ingenieurberatung für Abwassertechnik in Zusammenarbeit mit Universitäten Stuttgart und TU Kaiserslautern sowie Ryser Ingenieure Bern. UBA Texte 11-08, FZK 205 26 307, Dessau-Roßlau März 2008.
- [26] Verordnung über Deponien und Langzeitlager (Deponieverordnung - DepV) vom 27. April 2009 (BGBl. I Nr. 22 vom 29.04.2009 S. 900)
- [27] Umwelt. Abfallentsorgung 2011. Fachserie 19, Reihe 1, erschienen am 05. Juli 2013. Statistisches Bundesamt, Wiesbaden 2013.
- [28] Nation Inventory Report for the German Greenhouse Gas Inventory 1990 – 2010, Federal Environment Agency, Germany. Dessau 13.04.2012.
- [29] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU), Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Zahlen, unter Verwendung von Daten der Arbeitsgruppe Erneuerbare-Energien-Statistik (AGEE-Stat), Berlin, Dezember 2013.



- [30] Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch e.V. (ASUE). BHKW-Kenndaten 2011, Module, Anbieter, Kosten, Berlin, Frankfurt, 2011.
- [31] J. Jakob, K. Siekmann, J. Hansen, O. Gretzschel: Umsteigen ja oder nein? Entwicklung einer Checkliste zur Prüfung im Rahmen des Projektes NAwaS, in: Schriftenreihe des Fachgebiets Siedlungswasserwirtschaft der Universität Kaiserslautern: Schlammfäulung statt aerober Stabilisierung – Trend der Zukunft? Bd. 30, S. 61 – 84, Kaiserslautern, 2011.
- [32] Ökobilanzielle Anforderungen an die Co-Fermentation von biogenen Abfällen in Faulbehältern von Kläranlagen, im Auftrag des Ministeriums für Umwelt und Naturschutz, Landwirtschaft und Verbraucherschutz Nordrhein-Westfalen Düsseldorf, 2000.
- [33] Konstantin, Panos. 2009. Praxisbuch Energiewirtschaft - Energieumwandlung, -transport und -beschaffung im liberalisierten Markt. Berlin Heidelberg: Springer-Verlag.
- [34] IRENA. 2013. Renewable Power Generation Costs in 2012: An Overview. http://irena.org/DocumentDownloads/Publications/Overview_Renewable%20Power%20Generation%20Costs%20in%202012.pdf.
- [35] Christoph Kost, Thomas Schlegl, Jessica Thomsen, Sebastian Nold und Johannes Mayer. 2012. Studie Stromgestehungskosten Erneuerbarer Energien. Fraunhofer ISE.

