



Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

Eidgenössisches Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und
Kommunikation UVEK

Bundesamt für Energie BFE

Mai 2016

Überprüfung der Gestehungskosten und der Vergütungssätze von KEV-Anlagen



Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung	4
2	Berechnungsgrundlagen	5
2.1	Kapitalkostensatz (WACCs).....	5
2.2	Marktpreis.....	6
2.3	Eurokurs	6
3	Kleinwasserkraftwerke	7
3.1	Daten und Grundlagen.....	7
3.2	Referenzanlage und Berechnungsmethode	8
3.3	Berechnung der Gestehungskosten	8
3.3.1	Grundvergütung	8
3.3.2	Wasserbau-Bonus	8
3.3.3	Druckstufenbonus	8
3.4	Vergütungssätze	9
3.4.1	Druckstufen-Bonus	10
4	Photovoltaik	11
4.1	Daten und Berechnungsmethode	11
4.2	Entwicklung der Hauptkostenfaktoren	11
4.3	Gestehungskosten	13
4.4	Vergütungssätze	13
5	Windkraftwerke	15
5.1	Daten und Berechnungsmethode	15
5.2	Entwicklung der Hauptkostenfaktoren	15
5.3	Gestehungskosten	16
5.4	Vergütungssätze	16
6	Biomasse (Verbrennungsanlagen)	17
6.1	Daten und Berechnungsmethode	17
6.2	Entwicklung der Hauptkosten- und Erlösfaktoren.....	17
6.3	Gestehungskosten	18
6.4	Vergütungssätze	18
7	Biomasse (Biogasanlagen)	19
7.1	Daten und Berechnungsmethode	19
7.2	Entwicklung der Hauptkosten- und Erlösfaktoren.....	19
7.2.1	Mittlere landwirtschaftliche Biogasanlagen mit max. 20 % Co-Substrate.....	19
7.2.2	Grosse landwirtschaftliche Biogasanlagen mit max. 20 % Co-Substrate.....	20
7.2.3	Grosse gewerblich-industrielle Biogasanlagen im kontinuierlichen Verfahren	20
7.3	Gestehungskosten	21
7.4	Vergütungssätze	21



Tabellenverzeichnis

Tabelle 1:	Kapitalkostensatz (WACCs)	5
Tabelle 2:	Gestehungskosten und Vergütungen von Kleinwasserkraftwerken	9
Tabelle 3:	Vergütungssätze von Kleinwasserkraftwerken	10
Tabelle 4:	Kosten- und Erlösfaktoren Photovoltaik-Anlagen	11
Tabelle 5:	Vergütungssätze Photovoltaik-Anlagen	13
Tabelle 6:	Einmalvergütungen für angebaute und freistehende Anlagen	14
Tabelle 7:	Einmalvergütungen für integrierte Anlagen	14
Tabelle 8:	Kostenfaktoren Windkraftwerke	15
Tabelle 9:	Kostenfaktoren Holzheizkraftwerke	17
Tabelle 10:	Kosten- und Erlösfaktoren für mittlere landwirtschaftliche Biogasanlagen mit max. 20 % Co-Substrate	19
Tabelle 11:	Kosten- und Erlösfaktoren für grosse landwirtschaftliche Biogasanlagen mit max. 20 % Co-Substrate	20
Tabelle 12:	Kosten- und Erlösfaktoren für grosse gewerblich-industrieller Biogasanlagen im kontinuierlichen Verfahren	20



1 Einleitung

Das Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation (UVEK) prüft periodisch die Berechnung der Gestehungskosten und der Vergütungssätze nach den Anhängen 1.1-1.5 und passt sie bei einer wesentlichen Veränderung der Verhältnisse an (Art. 3e Abs. 1 der Energieverordnung EnV) an. Es berücksichtigt dabei insbesondere die langfristige Wirtschaftlichkeit und die Entwicklung der Technologien, der Preise, der Primärenergiequellen, der Wasserzinse, des Kapitalmarkts und bei Wärme-Kraft-Koppelungsanlagen die Heizenergiepreise. Die langfristige Wirtschaftlichkeit, gemessen an den langfristigen Marktchancen, kann über eine Korrektur der Höhe der Vergütung berücksichtigt werden.

Nach einer operativen Vorlaufzeit ist die kostendeckende Einspeisevergütung (KEV) seit dem 1.1.2009 in Kraft. Da die zur Verfügung stehenden Mittel bereits nach zwei Monaten verpflichtet waren, musste auf Ende Februar 2009 ein Förderstopp kommuniziert und eine Warteliste eingeführt werden. Zum aktuellen Zeitpunkt befinden sich über 36'500 Anlagen auf der Warteliste. Davon sind 35'500 Photovoltaik-Anlagen.

Die Berechnung der Vergütungssätze basiert auf den Gestehungskosten von Referenzanlagen. Im Rahmen einer Änderung der EnV wurden 2011/12 die Gestehungskosten erstmals überprüft und die Vergütungssätze auf den 1.3.2012 angepasst. Nun erfolgt die zweite vollständige Überprüfung der Gestehungskosten von Kleinwasserkraft-, Photovoltaik-, Windkraft- sowie Biomasseanlagen. Nicht überprüft wurden die Gestehungskosten von Geothermieanlagen, da noch keine entsprechenden Anlagen in Betrieb sind und somit keine besseren Grundlagen vorhanden sind.

Die hier vorliegenden angepassten Vergütungssätze werden für Anlagen angewendet, die nach dem Inkrafttreten dieser Revision per 1.1.2017 in Betrieb genommen werden.



2 Berechnungsgrundlagen

Die Vergütungssätze werden aufgrund der Gestehungskosten von Referenzanlagen festgelegt. Damit wird bewusst darauf verzichtet, Einzelanlagen zu beurteilen und fallspezifische Vergütungssätze zu bestimmen. Dadurch kann einerseits auf aufwändige Prüfungen der Gestehungskosten jeder Einzelanlage verzichtet werden, wodurch die Vollzugskosten pro Anlage entsprechend geringer ausfallen. Andererseits bedingt das Referenzanlagensystem, dass Einzelanlagen tiefere oder höhere Gestehungskosten als die Referenzanlage aufweisen können.

Die Stromgestehungskosten ergeben sich aus den Kapitalkosten (inkl. der Finanzierungskosten von Fremdkapital), den fixen und den variablen Betriebskosten, allfälligen Brennstoffkosten, der angestrebten Kapitalverzinsung über den Betriebszeitraum sowie den Nebenerlösen.

Mittels einer komplexen Berechnungsmechanik der Vergütungssätze auf Basis von bestimmten Kenndaten wie Leistung oder Anlagentyp sowie der Vergütungssatzberechnung über die äquivalente Leistung wird versucht, die Abweichung zwischen den effektiven Gestehungskosten und denen der Referenzanlage so gering wie möglich zu halten. Die Vergütungssätze werden so bestimmt, dass sich für die Referenzanlage über die gesamte Vergütungsdauer unter Berücksichtigung eines Anlagenrestwertes eine kostendeckende Vergütung (bei einem gegebenen durchschnittlichen Kapitalkostensatz (WACC)) ergibt.

2.1 Kapitalkostensatz (WACCs)

2015 hat das Bundesamt für Energie (BFE) die Aktualisierung des Kapitalkostensatzes (WACCs¹) für die KEV-Vergütungen in Auftrag gegeben. Überprüft wurden die Risikoprofile der einzelnen Technologien sowie die einzelnen bestimmenden Parameter des WACCs. Die Einteilung in zwei Risikoklassen Windkraft-, Photovoltaik- und Kleinwasserkraftanlagen einerseits² und Biomasseanlagen andererseits, ist bestehen geblieben. Biomasseanlagen weisen i.d.R. ein höheres Risiko auf, weil sie den Schwankungen des Biomassepreises (Brennstoffe oder Substrate) ausgesetzt sind.

Aufgrund der Veränderung des Betafaktors³ sowie der Grenzwerte bei der Bestimmung des risikolosen Fremdkapitalzinses, sind die WACCs gesunken. Ausserdem wurde der hinterlegte Steuersatz von 21,17 % auf 18 % (KPMG, 2014⁴) angepasst.

Tabelle 1: Kapitalkostensatz (WACCs)

WACCs	Bisher	Ab 1.1.2017
Windkraft-, Photovoltaik- und Kleinwasserkraftanlagen	4.75 %	3.97 %
Biomasseanlagen	5.18 %	4.33 %

¹ WACCs = WACC nach Steuern

² Die Risiken von Windkraft-, Photovoltaik- und Kleinwasserkraftanlagen sind grundsätzlich vergleichbar (geringe kommerziellen Risiken, keine Brennstoffrisiken und keine Absatzrisiken für Koppelprodukte). Die drei Technologien unterliegen aber den kurzfristigen Wettereinflüssen.

³ Ausdruck für die Risikohöhe einer Investition.

⁴ Die Änderung der Methodik vom KPMG Corporate and Indirect Tax Rate Survey führte zu niedrigeren Steuersätzen.



Die neuen WACCs stellen geringere Kapitalkosten für die Referenzanlagen dar, was sich wiederum in tieferen Gestehungskosten (diskontierte Kosten in Rp./kWh) für alle Technologien widerspiegelt.

2.2 Marktpreis

Unabhängig von den Technologien, wurden die Markterlöse für jene Anlagen ermittelt, deren Lebensdauer die KEV-Vergütungsdauer übersteigen. Solche Anlagen haben nach Ablauf der Vergütungsdauer Anrecht auf einen *marktorientierten Bezugspreis* (Art. 7 EnG). Dieser bezieht sich auf das Beschaffungsportfolio des Energieversorgers. Heute liegen die marktorientierten Preise für Kleinproduzenten bei rund 6–10 Rp./kWh, während der Strommarktpreis an der Börse bei rund 3-4 Rp./kWh liegt.

Aufgrund der grossen Unsicherheit bezüglich der in 20 bis 30 Jahre geltenden Marktpreise und den wesentlichen Grössenunterschieden zwischen den Anlagen, wird für die Berechnung folgende Bandbreite berücksichtigt: **5 bis 10 Rp./kWh** (der erwartete langfristige Börsenpreis liegt bei 8 Rp./kWh⁵).

2.3 Eurokurs

Am 15.1.2015 hat die schweizerische Nationalbank den Mindestkurs von 1,2 Franken pro Euro aufgehoben, was zu einer Aufwertung des Schweizer Franken führte. Aktuell (Anfang Januar 2016) bewegt sich der Wechselkurs zwischen 1,05 und 1,1 CHF/EUR. Für die nächsten Jahre wird ein Wechselkurs von rund **1,1 CHF/EUR**⁶ erwartet. Dieser Wert wird für die Bestimmung der Gestehungskosten der Referenzanlagen angewendet.

Nicht alle Anlagenkomponenten werden aus dem Euroraum bezogen. Gewisse Teile werden auf dem internationalen Markt in USD oder im Inland in CHF eingekauft. Ausserdem fallen die Installationskosten meistens in Schweizer Franken an. Somit beeinflusst die Absenkung des Eurokurses die Gestehungskosten der jeweiligen Technologien unterschiedlich stark.

⁵ Strommarktpreise aus der Studie „Bewertung von Pumpspeicherkraftwerken in der Schweiz im Rahmen der Energiestrategie 2050“, Frontier Economics (2013), umgerechnet mit einem Wechselkurs von 1.1 Fr./kWh.

⁶ Durchschnitt aus den Forwardpreisen und aus Prognosen von Finanzinstituten für die Periode 2016 – 2020.



3 Kleinwasserkraftwerke

Das aktuelle Vergütungsmodell gemäss Anhang 1.1, Ziffer 3 EnV sieht Vergütungssätze basierend auf drei Komponenten vor: Grundvergütung, Druckstufenbonus und Wasserbaubonus:

$$V = G + D + W \quad [Rp./kWh]$$

V: Vergütungssatz

G: Grundvergütung

D: Druckstufenbonus

W: Wasserbaubonus

Im Rahmen der Tarifüberprüfung wurden die Sätze für die einzelnen Tarifkomponenten überprüft. Nachfolgend werden die Grundlagen und Ergebnisse dieser Berechnungen erläutert.

3.1 Daten und Grundlagen

Die Gestehungskosten von Kleinwasserkraftwerken sind vor allem durch die Investitions- und Kapitalkosten und zu einem geringeren Teil durch die Betriebs- und Unterhaltskosten getrieben.

Die Investitionskosten setzen sich primär aus den Kosten für die technischen Anlagen (Turbine, Generator, elektrische Installationen, Steuerung, etc.) und für den Wasserbau (Wasserfassungen, Druckleitungen, Unterwasserkanäle, etc.) zusammen. Massnahmen zur Gewährleistung des Gewässerschutzes werden, soweit anrechenbar, ebenfalls dem Wasserbau zugerechnet. Die Wasserbaukosten können je nach Standort stark variieren. Mit dem Wasserbaubonus wird diesem Umstand teilweise Rechnung getragen.

Die Betriebs- und Unterhaltskosten beinhalten u.a. die administrativen Jahreskosten und die durchschnittlichen Reparaturkosten. Bei Anlagen über 1'000 kW werden den Betriebs- und Unterhaltskosten auch die Wasserzinse angerechnet.

Grundlage für die Bestimmung der mittleren Investitions-, Betriebs- und Unterhaltskosten bilden die Daten von rund 250 Projekten, für welche in den vergangenen fünf Jahren eine Grobanalyse erstellt wurde (Schlussbericht vom 2. Dezember 2014 „Kostenstruktur von Kleinwasserkraftwerken auf Basis der vorhandenen Grobanalysen“, Skat Consulting). Zur Ermittlung der Betriebs- und Unterhaltskosten wurden zusätzliche Daten von rund 100 Anlagen ausgewertet (Bericht vom 25. Januar 2016 „Umfrage Betriebs- und Unterhaltskosten Kleinwasserkraft“, ISKB).



3.2 Referenzanlage und Berechnungsmethode

Die Kostenstruktur von Kleinwasserkraftwerken ist sehr heterogen und umfasst für Anlagen innerhalb einer Leistungsklasse eine grosse Bandbreite an Gestehungskosten. Abgestützt auf die obengenannten Erhebungen wurde eine mittlere Kostenfunktion für die Referenzanlage definiert. Die Änderungen in den Vergütungssätzen ergeben sich somit primär aufgrund der neuen Datenbasis, sowie aus den veränderten Rahmenbedingungen zum WACC. Aufgrund der Heterogenität der Kostenstruktur und der Standorteigenschaften der untersuchten Anlagen sind Angaben zur Kostenentwicklung einzelner Komponenten wenig aussagekräftig. Auf deren detaillierte Untersuchung wurde deshalb verzichtet.

3.3 Berechnung der Gestehungskosten

Die jährlichen Abschreibungs- und Kapitalkosten der Referenzanlagen wurden mittels Annuitätenmethode auf Basis der mittleren Investitionskosten von projektierten Anlagen ermittelt. Die Investition wurde in Bestandteile aufgeteilt, die über 25 Jahre (Technik, Elektromechanik, Steuerung, etc.), beziehungsweise über 50 Jahre (Wasserbau, Planung, etc.) abgeschrieben werden⁷. Zusammen mit den jährlichen Betriebs- und Unterhaltskosten wurden die jährlich wiederkehrenden Gesamtkosten sowie die daraus resultierenden Gestehungskosten pro kWh ermittelt.

3.3.1 Grundvergütung

Für die Ermittlung der Grundvergütung wurden Wasserbaukosten bis zu einer maximalen Höhe von 20 % an den Gesamtkosten berücksichtigt. Ab einem Anteil von mehr als 20 % kann ein Wasserbau-Bonus in Anspruch genommen werden.

3.3.2 Wasserbau-Bonus

Für die Ermittlung des Wasserbau-Bonus wurden nur noch Anlagen berücksichtigt, bei denen der Anteil der Wasserbaukosten an den Gesamtinvestitionskosten über 20% liegt. Die Wasserbaukosten wurden dabei voll angerechnet. Die Differenz der Gestehungskosten dieser Anlagen zu den Gestehungskosten für die Grundvergütung dient als Basis für die Berechnung des Wasserbau-Bonus.

3.3.3 Druckstufenbonus

Die Grundvergütung und der Wasserbau-Bonus sind einzig abhängig von der äquivalenten Leistung. Für die Bestimmung des Druckstufenbonus wurden die auf der äquivalenten Leistung basierenden Vergütungen mit den effektiven Gestehungskosten der projektierten Anlagen verglichen. Diese Differenzen in Abhängigkeit der Fallhöhe bilden die Basis für den Druckstufenbonus.

⁷ Abschreibedauern gemäss *Handbuch Kleinwasserkraftwerke – Informationen für Planung, Bau und Betrieb*, BFE 2012
8/21



3.4 Vergütungssätze

Zu beachten gilt, dass der Vergütungssatz während 20 Jahren ausbezahlt wird, jedoch mit einer durchschnittlichen Betriebsdauer von 40 Jahren gerechnet werden kann. Der Vergütungssatz muss also so festgelegt werden, dass die Kosten über den Vergütungssatz in den ersten 20 Betriebsjahren und über die Marktvergütung (angenommen wurden max. 8 Rp./kWh) in den darauf folgenden 20 Jahre gedeckt werden.

Um die Vergütungssätze für die ersten 20 Jahre festzulegen, wurden mittels Barwertmethode die gesamten Kosten für die Betriebsdauer von 40 Jahren kapitalisiert und den kapitalisierten Erträgen aus dem Marktverkauf in den Jahren 21-40 gegenübergestellt. Die Differenz ergibt den Barwert der notwendigen Vergütung in den ersten 20 Betriebsjahren. Daraus wurden über die Annuitätenmethode wiederum die Vergütungssätze berechnet.

Die den Berechnungen zugrundeliegenden Investitions- und Betriebskosten sowie die resultierenden Gestehungskosten und Vergütungen sind in folgender Tabelle dargestellt:

Tabelle 2: Gestehungskosten und Vergütungen von Kleinwasserkraftwerken

Äquivalente Leistung ⁸	Mittlere Investitionskosten (ohne Wasserbaubonus)	Mittlere Investitionskosten (mit WB-Bonus)	Betriebs- und Unterhaltskosten	Gestehungskosten (ohne WB-Bonus)	Gestehungskosten (mit WB-Bonus)	Markterlös nach 20 Jahren	Grundvergütung (exkl. MwSt.)	Wasserbaubonus (exkl. MwSt.)	Grundvergütung (inkl. MwSt.)	Wasserbaubonus (inkl. MwSt.)
kW	CHF/kW	CHF/kW	CHF/kW ^a	Rp./kWh	Rp./kWh	Rp./kWh	Rp./kWh	Rp./kWh	Rp./kWh	Rp./kWh
10	23'620	31'490	675	25.6	30.4	8	32.50	6.67	35.10	7.20
50	15'795	21'060	451	17.1	20.4	8	20.70	4.46	22.36	4.82
300	10'090	13'455	288	11.0	13.0	8	12.11	2.85	13.07	3.08
1000	7'470	9'960	213	8.1	9.6	8	8.15	2.11	8.80	2.28
3000	5'675	7'565	272 ⁹	7.4	8.6	7.4	7.42	1.38	8.01	1.49

⁸ Entspricht der jährlichen Nettoproduktion durch die Anzahl Stunden pro Jahr

⁹ Inkl. Wasserzins (110 CHF/kW)



Die effektiven Vergütungssätze für Anlagen werden anteilmässig nach Leistungsklassen berechnet. Für die jeweiligen Leistungsklassen ergeben sich somit angenähert folgende Vergütungssätze:

Tabelle 3: Vergütungssätze von Kleinwasserkraftwerken

Leistungsklasse	Grundvergütung neu (anteilmässig)	Grundvergütung bisher (anteilmässig)	Wasserbau-Bonus neu (anteilmässig)	Wasserbau-Bonus bisher (anteilmässig)
kW	Rp./kWh	Rp./kWh	Rp./kWh	Rp./kWh
< 10	(35.1)	27.9	(7.2)	6.2
< 50	(19.2)	21.1	(4.3)	4.5
< 300	12.2	14.9	2.8	3.4
< 1000	8.9	10.9	1.4	2.8
< 10'000	6.6	6.9	1.4	2.8

Bei Kleinanlagen bis 50 kW würden demzufolge höhere effektive Vergütungssätze als heute resultieren, für Anlagen kleiner als 10 kW müssten sie auf über 30 Rp./kWh erhöht werden. Im Kontext der generellen Preisentwicklung der erneuerbaren Energien und aufgrund der grossen Bandbreite der Gestehungskosten bei Kleinstwasserkraftwerken rechtfertigt sich eine solche Erhöhung jedoch kaum, weshalb auf eine Anpassung der Vergütungssätze in den untersten beiden Leistungsklassen verzichtet wird.

Die soeben ermittelten Vergütungssätze gelten für Anlagen der Kategorie 2 (Nebennutzungsanlagen und Anlagen an bereits genutzten Gewässerstrecken). Bei Anlagen der Kategorie 1 (Anlagen an natürlichen Gewässern) wurden bisher die für Anlagen mit einer Leistung von 300 kW resultierenden Vergütungssätze auch für kleinere Anlagen angewendet. Somit betragen die Vergütungssätze für Anlagen bis 300 kW der Kategorie 1 neu **13,9 Rp./kWh** (bisher 16,1 Rp./kWh) für die Grundvergütung und **3,1 Rp./kWh** (bisher 3,6 Rp./kWh) für den Wasserbau-Bonus.

3.4.1 Druckstufen-Bonus

Die Auswertung der Gestehungskosten in Abhängigkeit der Fallhöhen hat weiterhin eine negative Korrelation zur Fallhöhe ergeben. Die Ergebnisse sind jedoch wenig aussagekräftig und die Unterschiede gegenüber den heutigen Sätzen sehr gering, weshalb auf eine Anpassung des Druckstufenbonus verzichtet wird.



4 Photovoltaik

Nachfolgend werden die Kostenfaktoren bei der Photovoltaik zur Bestimmung der KEV-Vergütungssätze und der Ansätze der Einmalvergütung erläutert. Ausführungen und Analysen zur aktuellen Marktsituation sowie zu den erwartenden zukünftigen Entwicklungen befinden sich in einem separaten Bericht¹⁰.

4.1 Daten und Berechnungsmethode

Der Photovoltaikmarkt ist sehr dynamisch, darum werden die Gestehungskosten jährlich überprüft und die Vergütungssätze zwei mal im Jahr reduziert. Mit den Absenkungen versucht das BFE den Markt zu antizipieren, da diese erst ein Jahr nach der Überprüfung in Kraft treten und für ein weiteres Jahr gültig sind.

Die Marktentwicklungen (u.a. Modulpreise, technologischer Fortschritt, administrativer Aufwand und Wechselkurse) werden laufend beobachtet und mittels qualitativen Gesprächen mit Akteuren der Photovoltaik-Branche verifiziert. Diese Analyse ergibt eine kurzfristige Kostentendenz. Für kleine Anlagen liegen Preise aus dem Offertenvergleich von Energieschweiz vor.

4.2 Entwicklung der Hauptkostenfaktoren

Tabelle 4: Kosten- und Erlösfaktoren Photovoltaik-Anlagen

	Kosten- und Erlösfaktoren	Oktober 2016	Oktober 2017	Tendenz
(1)	Volllaststunden	945 h	945 h	➡
(2)	<u>Spezifische Investitionskosten (Fr./kW):</u>			
(3)	30 kW Anlage	1'815	1'700	⬇
	100 kW Anlage	1'420	1'350	⬇
	> 1000 kW Anlage	1'350	1'300	⬇
(4)	<u>Spezifische Betriebs- und Unterhaltskosten (Rp./kWh):</u>			
	30 kW Anlage	5	3,5	⬇
	100 kW Anlage	4,5	3,5	⬇
	> 1000 kW Anlage	4	3,5	⬇
(5)	Eigenverbrauchsgrad	40 – 0 %	40 %	➡
(6)	<u>Strompreis (Rp./kWh) [Endkonsumentenpreis / Rücklieferarif]:</u>			
	30 kW Anlage	21,5 / 10,1	21,5 / 6	➡
	100 kW Anlage	21,5 / 10,1	14 / 5	⬇
	> 1000 kW Anlage	16 / 9	14 / 5	⬇

¹⁰ Bericht „Der Photovoltaik-Markt: Marktbeobachtung 2016“ unter www.bfe.admin.ch/kev > Berichte



Die Volllaststunden hängen hauptsächlich von der Ortschaft, Ausrichtung und Neigung der Anlage ab. Durchschnittlich, über die ganze Betriebsdauer, wird in der Schweiz während 945 Stunden im Jahr Strom aus Photovoltaik-Anlagen produziert.

- (1) Für die Bestimmung der Referenzanlage orientiert sich das BFE nach wie vor an den günstigsten und somit unter optimalen Bedingungen realisierten Anlagen: neues Dach, keine Anschlusskosten, keine Änderung des Trafos, einfache Erreichbarkeit, effizienter Installateur, usw. Da eine solche Anlage in der Realität praktisch nicht existiert, wird ein zusätzlicher Kostenfaktor von 150 Fr./kW hinzugefügt.

Der administrative Aufwand sowie die Kosten anderer Komponenten (u.a. Zähler mit Lastgangmessung) beeinflussen die Rentabilität der Anlage stark, da heutzutage die Modul- und Installationskosten sehr tief sind. Für die Referenzanlage wird angenommen, dass der Installateur seine Prozesse sehr effizient gestaltet und der Netzbetreiber *photovoltaikfreundlich* ist.

Die Photovoltaikmodule werden immer mehr in USD gehandelt, da der europäische Markt schrumpft und sich China sowie die USA als führende Märkte etabliert haben. Mit der Erholung der amerikanischen Konjunktur ist ein Anstieg des Dollarwertes zu erwarten, was zu einem Anstieg der Lieferkosten führen würde.

Trotz den vorhandenen Unsicherheiten im Markt können die Installationspreise noch leicht gesenkt werden.

- (2) EnergieSchweiz stellt als Dienstleistung einen Offertenvergleich für Anlagen kleiner 30 kW zur Verfügung. Die analysierten Offerten geben dem BFE eine gute Datenbasis für die Ermittlung der Investitionskosten kleiner Anlagen. Die Kleinstinstallationen unter 10 kW bleiben mit rund 3'000 Fr./kW deutlich teurer als Installationen um die 30 kW, welche rund 1'800 Fr./kW kosten. Begründet ist dies darin, da gewisse Fixkosten unabhängig von der Anlagengrösse anfallen. Innerhalb dieser Leistungsklasse ist für 2017 eine Reduktion der Kosten von rund 6 % (von 1'815 auf 1'700 Fr./kW) zu erwarten.
- (3) Die Betriebs- und Unterhaltskosten wurden in einer Studie (Basler&Hofmann, 2015) untersucht, welche aufzeigt, dass diese Kosten in der Schweiz weiterhin auf einem hohen Niveau sind. Die Studie zeigt aber auch auf, wie diese Kosten auf 3.5 Rp./kWh reduziert werden können. Folglich werden die Betriebs- und Unterhaltskosten von 4 resp. 5 auf 3,5 Rp./kWh reduziert.
- (4) Eine Analyse zeigt, dass die Mehrheit der grossen Anlagen auf Industriedächern realisiert wird. An solchen Standorten kann der Eigenverbrauchsgrad sehr hoch sein, vorausgesetzt der Endkonsumentenpreis ist höher als die KEV-Vergütung. Somit soll mit der KEV nicht die ganze Produktion vergütet werden, sondern lediglich die Überschussproduktion finanziert werden. Bis April 2017 wird für Kleinanlagen (< 30 kW) von einem Eigenverbrauchsgrad von 40 % und für Anlagen grösser 100 kW von 0 % ausgegangen. Dazwischen sinkt der Eigenverbrauchsgrad linear zur Leistung. Ab April 2017 wird der Eigenverbrauchsgrad für alle Leistungsklassen aufgrund der obigen Ausführungen auf 40% erhöht. Infolgedessen wird die Realisierung von Anlagen, die sich nicht am gleichen Ort des Verbrauchs befinden, kaum mehr rentabel sein. Das vorhandene Potenzial auf anderen Dachflächen bleibt trotzdem sehr gross.
- (5) Bisher wurden die Endkonsumentenpreise sowie die Rückliefertarife verwendet, um die Erlöse in den Jahren 21 bis 25 (nach der KEV-Vergütungsdauer) zu ermitteln. Aufgrund der verstärkten Berücksichtigung des Eigenverbrauchs spielen die Elektrizitätspreise über die ganze Betriebsdauer eine wichtige Rolle für die Rentabilität einer Anlage. Für Kleinanlagen werden diese bei 21,5 Rp./kWh belassen. Die Endkonsumentenpreise für 100 kW-Anlagen werden deutlich von 21,5 auf 14 Rp./kWh gesenkt, weil angenommen wird, dass diese Anlagen sich auf grösseren Industrie-



bzw. Gewerbegebäuden befinden und somit von tieferen Elektrizitätstarifen profitieren. Diese Anpassung wird auch für Anlagen grösser 1'000 kW übernommen.
Die Rückliefertarife für Anlagen ausserhalb der Förderung befinden sich heute je nach Anlagegrösse und Region in der Regel zwischen 4 und 10 Rp./kWh. Eine Abschätzung solcher Preise in über 20 Jahre ist mit grosser Unsicherheit behaftet. Für die Referenzanlagen werden Rückliefertarife von 5 bis 6 Rp./kWh angenommen.

4.3 Gestehungskosten

Insgesamt sinken die Gestehungskosten für Photovoltaik-Anlagen aller Grössen weiter. Die Investitionskosten nehmen nicht mehr so stark ab wie bisher. Für die Absenkung 2017 spielen hauptsächlich die Betriebs- und Unterhaltskosten sowie der Eigenverbrauch eine tragende Rolle. Die Reduktion ist v.a. bei kleinen Anlagen deutlich, was zu einem grossen Teil auf die Betriebs- und Unterhaltskosten zurückzuführen ist.

4.4 Vergütungssätze

Die Anpassung der obengenannten Parameter führt zu einer bedeutenden Reduktion der Vergütungssätze (Abschnitt 4.2). Günstige Anlagen mit einem hohen Eigenverbrauchsgrad werden jedoch weiterhin eine Rentabilität von 3,97 % (gesunkene Kapitalkosten, WACC von 4,75 auf 3,97 %) aufweisen. Die restlichen Anlagen werden entweder eine tiefere Rentabilität erzielen oder für den Moment nicht realisiert.

Im Rahmen der vorliegenden EnV-Revision werden folgende Vergütungen beantragt. Die Absenkung erfolgt in zwei Etappen per 1.4.2017 und per 1.10.2017:

Tabelle 5: Vergütungssätze Photovoltaik-Anlagen

KEV-Vergütungen (Rp./kWh)	Ab 1.10.2016	Ab 1.4.2017	Ab 1.10.2017	Reduktion
30 kW Anlage	19,0	16,3	13,7	- 28 %
100 kW Anlage	16,6	15,1	13,7	- 17 %
1000 kW Anlage	15,3	14,5	13,7	- 10 %
3000 kW Anlage	15,3	14,5	13,7	- 10 %

Achtung: Die obige Tabelle zeigt die Vergütungssätze für Anlagen mit einer exakten Leistung von 30, 100, 1'000 und 3'000 kW. Im Anhang 1.2 Ziff. 3.1.2 EnV sind die Vergütungssätze jedoch in Leistungsklassen gegliedert, aus denen der Vergütungssatz anteilmässig berechnet wird. Deshalb weichen die dortigen Zahlen von der obigen Darstellung ab.

Die Vergütungssätze für integrierte Anlagen bis 100 kW sind wie bisher 15 % höher als jene der angebauten Anlagen.



Für die Einmalvergütung werden lediglich die Investitionskosten für die Festlegung des Grund- und Leistungsbeitrages berücksichtigt. Diese dürfen gemäss Energiegesetz (Art. 7a^{bis}) 30 % der Investitionskosten von Referenzanlagen nicht überschreiten. Im Durchschnitt werden die Einmalvergütungen neu nur noch **15 bis 25 %** der Anlagenkosten decken.

Tabelle 6: Einmalvergütungen für angebaute und freistehende Anlagen

Einmalvergütungen	Ab 1.10.2015	Ab 1.4.2017	Ab 1.10.2017	Reduktion
Grundbeitrag (Fr.)	1'400	1'400	1'400	-
Leistungsbeitrag (Fr./kW)	500	450	400	-20 %

Die Einmalvergütung für integrierte Anlagen betragen ab April 2017:

Tabelle 7: Einmalvergütungen für integrierte Anlagen

Einmalvergütungen	Ab 1.10.2015	Ab 1.4.2017	Ab 1.10.2017	Reduktion
Grundbeitrag (Fr.)	1'800	1'700	1'600	-11 %
Leistungsbeitrag (Fr./kW)	610	540	460	-25 %



5 Windkraftwerke

5.1 Daten und Berechnungsmethode

Für die Überprüfung wurden Kostenangaben von Projekten erhoben, welche bereits in Betrieb oder in der Planungsphase sind. Bei der letzten Überprüfung 2011 wurde eine ähnliche Umfrage durchgeführt. Somit sind die Resultate der zwei Erhebungen gut miteinander vergleichbar. Als Ergänzung wurde die EWEA Studie „The economics of wind power“ von 2009 verwendet.

Überprüft wurden die Gestehungskosten von Grossanlagen (> 2 MW), weil diese für die KEV und für das Erreichen der Ausbauziele der Energiestrategie 2050 im Fokus stehen.

5.2 Entwicklung der Hauptkostenfaktoren

Tabelle 8: Kostenfaktoren Windkraftwerke

	Kostenfaktoren Windkraftwerke	2011	2016	Tendenz
(1)	Mittlere Volllaststunden	1'738 h	1'784 h	➔
(2)	Mittlere spez. Investitionskosten	2'487 CHF/kW	2'606 CHF/kW	➔
(3)	Mittlere spez. Betriebs- und Unterhaltskosten	54,4 CHF/MWh	53,7 CHF/MWh	➔
(4)	Betriebseinschränkungen	0 %	0 – 10 %	➔

- (1) Je nach Standort können zwischen 1'000 und 2'600 Volllaststunden pro Jahr beobachtet werden. Die Volllaststunden sind bereinigt von den Betriebseinschränkungen zu verstehen. Die leichte Erhöhung der durchschnittlichen Volllaststunden im Vergleich zur letzten Überprüfung liegt im Unschärfbereich der wenigen Angaben. Somit kann man sagen, dass tendenziell die Anzahl Volllaststunden seit 2011 gleich geblieben ist.
- (2) Die spezifischen Investitionskosten der analysierten Projekte liegen zwischen 1'900 und 3'000 CHF/kW und sind im Durchschnitt um 119 CHF/kW höher als bei der letzten Überprüfung. Die wichtigsten Gründe dafür sind die höheren Planungskosten durch die sehr langen Verfahren sowie die höhere Kosten für Umweltgutachten und für Ausgleichsmassnahmen. Die Projektrealisierungsdauer beträgt zwischen 7 und 12 Jahren und hat sich über die Zeit nicht verringert. Zudem verändern sich die Anforderungen, aufgrund fehlender Vorgaben im Bereich Umweltgutachten, permanent. Dies hat zur Folge, dass bereits ausgeführte Studien wiederholt und Gutachten zu neuen Themen zusätzlich eingeholt werden müssen.
- (3) Generell liegen die Unterhalts- und Betriebskosten höher als in unseren Nachbarländern. Dies hauptsächlich aus drei Gründen: die Turbinenersteller haben keine Servicezentren in der Schweiz und die längere Anreise an den Standort erhöht die Servicekosten (Reisekosten, Arbeitszeit) sowie die Reaktionszeit (niedrigere Verfügbarkeitsgarantie); die Kosten für vor Ort geleistete Arbeiten durch Schweizer Personal sind höher; die Topografie der Schweiz führt im Vergleich mit unseren Nachbarländern zu turbulenteren Windbedingungen und somit zu erhöhtem Verschleiss.



Im Vergleich zu 2011 sind die mittleren spezifischen Betriebs- und Unterhaltskosten leicht gesunken. Dabei muss berücksichtigt werden, dass für die tatsächlichen Betriebs- und Unterhaltskosten über die gesamte Lebensdauer von heute in Betrieb stehenden bzw. geplanten Anlagen nicht genau bekannt sind. Für die Periode zwischen dem 11. und dem 20. Produktionsjahr liegt nur ein Wert vor und Prognosen dazu sind schwer erhältlich. Allgemein sind in der zweiten Hälfte der Lebensdauer höhere Kosten zu erwarten. Jedoch sind Annahmen zu diesen Werten mit grossen Unsicherheiten behaftet. Die Veränderung der Betriebs- und Unterhaltskosten erachten wir somit als nicht wesentlich, da sie im Unschärfbereich der Angaben liegt. Somit ist kein Anpassungsbedarf vorhanden.

- (4) Betriebseinschränkungen aus Gründen des Vogel- und Fledermausschutzes, zur Verminderung von Geräuschemissionen und Schattenwurf sowie für die Luftüberwachung wurden 2011 noch nicht berücksichtigt. Inzwischen ist jedes Windenergieprojekt mit Forderungen nach Betriebseinschränkungen konfrontiert. Eine Verringerung der Betriebsstunden führt automatisch zu niedrigeren Einnahmen und somit zu höheren Gestehungskosten. Für die Berechnung wurden Ertragsverluste in drei Stufen von 0 %, 3 % (Standard) und 10 % (hoch) verwendet.

5.3 Gestehungskosten

In der Schweiz sind nur wenige Windkraftanlagen in Betrieb und die Anlagen in der Planungsphase kommen langsam voran. Seit zwei Jahren wurden keine neuen Anlagen in Betrieb genommen und lediglich zwei Hersteller sind im Schweizer Markt aktiv. Dies zeigt, dass im Windanlagenmarkt keine Dynamik vorhanden ist. Der fehlende Wettbewerb führt dazu, dass die Investitions- und Betriebskosten in der Schweiz tendenziell höher als bei unseren Nachbarländern liegen. So lange die Planungs- und Bewilligungsverfahren für Windkraftanlagen in der Schweiz nicht deutlich einfacher und rascher ablaufen, kann nicht mit einer Kostensenkung gerechnet werden.

Die Investitionskosten sind seit 2011 gestiegen. Neu müssen die Anlagenbetreiber mit Betriebseinschränkungen rechnen, was insgesamt zu höheren Gestehungskosten führt. Dieser Effekt kann mit der Senkung der Kapitalkosten (WACCs) abgefedert werden. Insgesamt gleichen sich somit die Effekte der kostensenkenden und der kostensteigernden Faktoren aus.

5.4 Vergütungssätze

Die aktuellen Gestehungskosten liegen im gleichen Bereich wie 2011. Eine Anpassung der Vergütungssätze für neue Windkraftanlagen ist daher nicht notwendig.



6 Biomasse (Verbrennungsanlagen)

6.1 Daten und Berechnungsmethode

Die Gestehungskosten und die Vergütungssätze von Kehrlichtverbrennungsanlagen (KVA) wurden nicht überprüft, da die Vergütungsdauer dieser Anlagen mit Revision der EnV per 1.1.2014 von 20 auf 10 Jahren gekürzt wurde, ohne die Vergütungshöhe zu korrigieren. Dies alleine hat zu einer deutlichen Senkung der Gesamtvergütung geführt. Ausserdem werden diese Anlagen mit dem Inkrafttreten des neuen Energiegesetzes im Rahmen der Energiestrategie 2050 anstatt einer Einspeisevergütungen nur noch Investitionsbeiträge beanspruchen können .

Im Bereich Holzheizkraftwerke (HHKW) wurden die grössten Kostentreiber identifiziert und ihre Entwicklung seit der letzten Überprüfung in 2011 untersucht. Die nachfolgenden Berechnungen beziehen sich ausschliesslich auf Holzheizkraftwerke.

6.2 Entwicklung der Hauptkosten- und Erlösfaktoren

Tabelle 9: Kostenfaktoren Holzheizkraftwerke

	Kosten- bzw. Erlösfaktoren	Entwicklung 2011 - 2015
(1)	Volllaststunden	➔
(2)	Investitionskosten	➔
(3)	Stahlpreis	Sehr volatil
(4)	Holzenergiekosten (Brennstoff)	➔
(5)	Nebenerlöse durch Wärmeverkauf	➡

- (1) Die Volllaststunden, ein Mass für den Nutzungsgrad einer technischen Anlage, wurden in der Überprüfung 2011 untersucht und sind bisher konstant geblieben.
- (2) Die Investitionskosten sind seit der letzten Überprüfung tendenziell gesunken. Beeinflusst unter anderem vom erstarkten Franken und von tieferen Rohstoffpreisen, wie z.B. der sehr volatile Stahlpreis. Mit welcher Verzögerung und mit welcher Stärke sich diese Kostentreiber auf HHKW auswirken bzw. dem Investor weiter verrechnet werden können, kann nicht allgemein ermittelt werden. Im langfristigen Trend sind die Investitionskosten relativ konstant geblieben.
- (4) Der Energieholzpreis hängt von der Holzart ab. Die Vielfalt des verwendeten Energieholzes ist sehr gross und wird i.d.R. in die folgenden drei Kategorien unterteilt: Wald-, Rest- und Altholz. Für die Preisfestlegung wird ein gemittelter Index, nahe am Holzenergie Schweiz-Index, verwendet¹¹. Dies zeigt, dass der Brennstoffpreis seit der letzten Überprüfung relativ stabil geblieben ist und nicht angepasst werden muss.

¹¹ Der Holzenergie Schweiz-Index basiert u.a. auf die Preisentwicklung des Energieholzes des Bundesamtes für Statistik.



- (5) Der Ölpreis stellt i.d.R. einen Benchmark für die Bestimmung des Wärmepreises dar. In letzter Zeit war der Ölpreis sehr volatil und unberechenbar. Die Wärmeerlöse in den Wärmelieferverträgen sind jedoch oft nur geringfügig abhängig von den aktuellen Ölpreisen. Somit ist es angemessen sich für die Berechnung an einem langfristigen Durchschnittspreis zu orientieren. Aufgrund von aktuellen Erkenntnissen wird eine Senkung der Erträge aus dem Wärmeverkauf von ca. 10% für alle Anlagengrößen erwartet.

6.3 Gestehungskosten

Biomasseanlagen sind weniger investitionsintensiv als andere KEV-Technologien. Die Betriebskosten, v.a. Brennstoffkosten, machen je nach Anlage mehr als die Hälfte der Gestehungskosten aus. Somit sind die Auswirkungen der Absenkung des WACCs sowie des Eurokurses weniger ausgeprägt als andere Technologien.

Die Betriebskosten sind seit der letzten Überprüfung der Gestehungskosten relativ stabil geblieben. Etwas gesunken sind die Erlöse aus dem Wärmeabsatz, was dazu führte, dass die Gestehungskosten stiegen. Demgegenüber stehen die gesunkenen Kapitalkosten (tieferen WACCs) sowie die im Durchschnitt geringeren Investitionskosten. Insgesamt heben sich die entgegengesetzten Effekten auf, so dass keine wesentliche Veränderung der Gestehungskosten zu beobachten war.

6.4 Vergütungssätze

Aufgrund der Resultate der durchgeführten Überprüfung besteht kein Anpassungsbedarf bei den Vergütungssätzen für neue Holzheizkraftwerke, da die Gestehungskosten der Referenzanlagen immer noch gedeckt sind.



7 Biomasse (Biogasanlagen)

7.1 Daten und Berechnungsmethode

Gegenstand dieser Analyse sind landwirtschaftliche und gewerblich-industrielle Biogasanlagen. Die Überprüfung basiert auf repräsentativen Modellanlagen, welche vom Verein Biomasse Suisse im Rahmen einer ersten Überprüfung im Jahr 2012 definiert wurden. Somit ist die Vergleichbarkeit der Daten gewährleistet.

Landwirtschaftliche Co-Vergärungs-Biogasanlagen mit einem maximalen Anteil von 20 % nicht landwirtschaftlicher Co-Substrate sowie grosse gewerblich-industrielle Biogasanlagen im kontinuierlichen Verfahren zählen zu den am weitestverbreiteten Anlagen in der Schweiz. Aus diesem Grund liegt für diese repräsentativen Anlagen eine gute Datengrundlage für die Überprüfung der Gestehungskosten und der Vergütungssätze vor.

Von der Überprüfung ausgenommen wurden Abwasserreinigungsanlagen (ARA), da die Vergütungsdauer dieser Anlagen mit Revision EnV per 1.1.2014 von 20 auf 10 Jahre gekürzt wurde, ohne die Vergütungshöhe zu korrigieren. Dies alleine hat zu einer deutlichen Senkung der Gesamtvergütung geführt. Ausserdem werden diese Anlagen mit Inkrafttreten des neuen Energiegesetzes im Rahmen der Energiestrategie 2050 anstelle einer Einspeisevergütungen nur noch Investitionsbeiträge beanspruchen können.

7.2 Entwicklung der Hauptkosten- und Erlösfaktoren

7.2.1 Mittlere landwirtschaftliche Biogasanlagen mit max. 20 % Co-Substrate

Diese Anlagentypen sind aktuell im Markt sehr verbreitet. Aus diesem Grund liegt eine gute Datenbasis für die Überprüfung vor.

Tabelle 10: Kosten- und Erlösfaktoren für mittlere landwirtschaftliche Biogasanlagen mit max. 20 % Co-Substrate

	Kosten- bzw. Erlösfaktoren	Entwicklung 2012 - 2015
(1)	Volllaststunden	→
(2)	Spezifische Investitionskosten	→
(3)	Spezifische Betriebs- und Unterhaltskosten	↗
(4)	Nebenerlöse	↗

- (1) Die Volllaststunden sind über die Zeit konstant geblieben. In der Praxis ist jedoch eine grosse Bandbreite zu beobachten.
- (2) Die spezifischen Investitionskosten haben sich zwischen 2012 und 2015 nicht verändert.
- (3) Die Betriebskosten wurden im Vergleich zur letzten Überprüfung von 2012 nach oben korrigiert. Grund dafür sind eine höhere Arbeitsbelastung sowie höhere Kosten für die Beschaffung von energiereichen Co-Substraten. Es ist zu beachten, dass bei Biomassepreisen kurzfristig grosse



Schwankungen festzustellen sind. Gründe hierfür sind unter anderem der Wettbewerb mit anderen Co-Vergärungsanlagen ebenso wie das unetische Angebots- und Nachfrageverhalten der chemischen Industrie.

- (4) Die spezifischen Nebenerlöse haben seit der letzten Überprüfung zugenommen. Dies ist hauptsächlich auf die zusätzlichen Erträge aus dem Düngerverkauf, dem geringeren Eigenverbrauch und dem Anstieg des externen Wärmeverkaufs zurückzuführen.

7.2.2 Grosse landwirtschaftliche Biogasanlagen mit max. 20 % Co-Substrate

Auch diese Anlagentypen sind aktuell im Markt sehr verbreitet. Aus diesem Grund liegt eine gute Datenbasis für die Überprüfung vor.

Tabelle 11: Kosten- und Erlösfaktoren für grosse landwirtschaftliche Biogasanlagen mit max. 20 % Co-Substrate

	Kosten- bzw. Erlösfaktoren	Entwicklung 2012 - 2015
(1)	Volllaststunden	→
(2)	Spezifische Investitionskosten	↗
(3)	Spezifische Betriebs- und Unterhaltskosten	↘
(4)	Nebenerlöse	↗

- (1) Die Volllaststunden sind über die Zeit konstant geblieben. In der Praxis ist jedoch eine grosse Bandbreite zu beobachten.
- (2) Die Investitionskosten wurden im Vergleich zu 2012 leicht nach oben korrigiert.
- (3) Heute werden grössere Biogasanlagen tendenziell effizienter betrieben, was zu tieferen Betriebskosten führt. Grössere Anlagen können in neue Substrataufbereitungsverfahren investieren, welche das energetische Potenzial von Co-Substraten besser ausnutzen. Dadurch wird auch die Beschaffung von teuren energiereichen Co-Substraten reduziert.
- (4) Die spezifischen Nebenerlöse haben seit der letzten Überprüfung deutlich zugenommen. Die wichtigsten Gründe dafür sind die zusätzlichen Erträge aus dem Düngerverkauf und dem geringeren Eigenverbrauch.

7.2.3 Grosse gewerblich-industrielle Biogasanlagen im kontinuierlichen Verfahren

Solche Anlagen sind aktuell im Markt verbreitet. Deshalb liegt eine gute Datenbasis vor.

Tabelle 12: Kosten- und Erlösfaktoren für grosse gewerblich-industrieller Biogasanlagen im kontinuierlichen Verfahren

	Kosten- bzw. Erlösfaktoren	Entwicklung 2012 - 2015
(1)	Volllaststunden	→
(2)	Spezifische Investitionskosten	↗
(3)	Spezifische Betriebs- und Unterhaltskosten	↘
(4)	Nebenerlöse	↘



- (1) Die Vollaststunden sind über die Zeit konstant geblieben. Jedoch sind erhebliche Abweichungen in der Praxis zu beobachten.
- (2) Strengere gesetzliche Auflagen vor allem im Umweltbereich (u.a. Luft- und Wasserschutz) haben zu deutlich höheren Investitionskosten beigetragen.
- (3) Die Effizienz im Betrieb solcher Anlagen hat wesentlich zugenommen, dementsprechend werden die Betriebs- und Unterhaltskosten nach unten korrigiert.
- (4) Die Erträge aus den Entsorgungsgebühren sind nach unten angepasst worden. Allgemein sind die Erlöse aus der Verwertung von Grüngutabfällen gesunken. Der Wärmeverkauf, als alternative Einnahmequelle, nimmt zu, deckt aber die Differenz noch nicht.

7.3 Gestehungskosten

Tendenziell sind die Investitionskosten bei landwirtschaftlichen Biogasanlagen stabil geblieben. Hingegen ist bei gewerblich-industriellen Biogasanlagen ein deutlicher Anstieg zu verzeichnen. Grund dafür sind neue und strengere gesetzliche Rahmenbedingungen im Bereich der ökologischen Anforderungen, die zusätzliche Investitionen bedingen.

Bei grösseren Anlagen haben die Betriebskosten, dank Effizienzgewinnen, in der Tendenz leicht abgenommen. Für kleinere und mittlere Anlagen führte aber eine gegenüber 2012 höhere Arbeitsbelastung zu Mehrkosten. Für landwirtschaftliche Biogasanlagen sind auch die gestiegenen Kosten für die Beschaffung von energiereichen Co-Substraten zu erwähnen.

Die Nebenerlöse, speziell im Landwirtschaftsbereich (Dünger- oder Wärmeverkauf) wurden gegenüber 2012 deutlich nach oben angepasst. Im Gegensatz dazu sind diese Nebenerlöse im industriellen Bereich gegenüber 2012 nach unten angepasst worden. Dies aufgrund der sinkenden Erträge aus den Entsorgungsgebühren.

Ausserdem sind die Kapitalkosten (WACCs) niedriger geworden.

Unter Berücksichtigung dieser Effekte resultiert, dass sich die Gestehungskosten über die Zeit nicht wesentlich verändert haben.

7.4 Vergütungssätze

Aufgrund der ermittelten Gestehungskosten werden die Grundvergütungen und der Landwirtschaftsbonus nicht angepasst.