

Wissenschaftliche Begleitung bei der fachlichen Ausarbeitung
eines Kombikraftwerksbonus gemäß der
Verordnungsermächtigung § 64 EEG 2009

Zwischenbericht

20. April 2009

Projektleitung:

Institut für Solare Energieversorgungstechnik e. V.:

Prof. Dr. Jürgen Schmid, Dr. Kurt Rohrig,

Dr. Martin Braun, Norman Gerhardt, Patrick Hochloff, Uwe Hoffstede,

Katharina Lesch, Florian Schlögl, Markus Speckmann

Begleitende Gutachter:

Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH:

Dr. Michael Ritzau, Knut Schrader

Deutsche WindGuard GmbH:

Dr. Knud Rehfeldt

Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung:

Dr. Jochen Diekmann

Ecofys Germany GmbH:

Dr. Christian Nabe

Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung

Dr. Frank Sensfuß

Universität Duisburg

Prof. Dr. Istvan Erlich

Inhaltsverzeichnis:

1. Einleitung und Ziele des Kombikraftwerks-Bonus (K-Bonus).....	3
2. Beschreibung der Ausgestaltung des K-Bonus	3
2.1 Grundsätze.....	3
2.2 Die Bedarfskomponente	4
2.3 Die Technologiekomponente	5
3. Begründung zur Ausgestaltung des K-Bonus	7
3.1 Begründungen zu den Grundsätzen.....	7
3.2 Begründungen zur Bedarfskomponente	7
3.3 Begründungen zur Technologiekomponente	9
4. Regelungen und Erläuterungen zur praktischen und rechtlichen Umsetzung.....	10
4.1 Bildung und Anmeldung des regenerativen Kombikraftwerks.....	10
4.2 Anspruch auf die Bedarfskomponente	12
4.3 Erstellung der HRL- und NRL-Zeiten sowie der Einspeise- und Entnahmepprofile .	12
4.4 Abrechnung der Bedarfskomponente.....	15
4.5 Abrechnung der Technologiekomponente	16
5. Berechnung der zusätzlichen Investitions- und Betriebskosten sowie der Technologiekomponenten	18
5.1 Annahmen zu den Investition- und Betriebskosten der Biomasse-, Deponiegas- und Klärgasanlagen	18
5.1.1 Zusätzliche Investitionskosten der Biomasse-, Deponiegas und Klärgasanlagen	18
5.1.2 Zusätzliche Betriebskosten der Biomasse-, Deponiegas und Klärgasanlagen.	21
5.2 Annahmen zu Investitions- und Betriebskosten der Stromspeicher.....	22
5.3 Berechnung der jährlichen Kosten	23
5.4 Einnahmen aus der Bedarfskomponente	23
5.5 Berechnung der Technologiekomponente.....	24
6. Beispiele	25
6.1 Beispiele für Einspeiseprofile von regenerativen Kombikraftwerken	25
6.2 Beispiele für die Einnahmen aus dem K-Bonus.....	26
7. Gesamtkosten des K-Bonus	29
7.1 Biogas-, Klärgas-, Deponiegas- und Pflanzenölanlagen.....	29
7.1.1 Szenarien	29
7.1.2 Kosten.....	30
7.2 E-Kfz	31
7.2.1 Szenarien	31
7.2.2 Kosten.....	31
7.3 Stromspeichertechnologien	32
7.3.1 Szenarien	32
7.3.2 Kosten.....	32
7.4 Gesamte Kosten.....	33
Quellen:	35
Anhang	36

1. Einleitung und Ziele des Kombikraftwerks-Bonus (K-Bonus)

Eine Verordnung gemäß der Verordnungsermächtigung § 64 Absatz 1 Punkt 6 EEG 2009 „...zur verbesserten Integration des Stroms aus Erneuerbaren Energien...“ soll noch in 2009 verabschiedet werden. In dieser Verordnung sollen „...finanzielle Anreize einschließlich deren Anspruchsvoraussetzungen, Ausgestaltung und Abrechnungsmodalitäten, insbesondere für die Verstetigung, bedarfsgerechte Einspeisung sowie für die verbesserte Netz- und Marktintegration von Strom aus Erneuerbaren Energien...“ geregelt werden.

Im Rahmen dieser Verordnungsermächtigung wird die Einführung eines Kombikraftwerks-Bonus (K-Bonus) vorgeschlagen. Der K-Bonus ist so gestaltet, dass er sowohl bei der festen Einspeisevergütung als auch bei der Direktvermarktung von EEG-Strom Anwendung findet und auch mit der gleitenden Marktprämie gemäß dem Vorschlag des Fraunhofer ISI kompatibel ist. Die Ziele und die Ausgestaltung sowie die zu erwartenden Gesamtkosten des K-Bonus werden im Folgenden dargestellt.

Das Ziel des Kombikraftwerks-Bonus ist die Entwicklung von Technologien und deren Nutzung zur bedarfsorientierten Einspeisung von Strom aus Erneuerbaren Energien (EEG-Strom).

Damit wird dazu beigetragen, die Sicherheit und Zuverlässigkeit der Energieversorgung bei zunehmender Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien zu gewährleisten. Mit regenerativen Kombikraftwerken können Erneuerbare Energien leichter konventionelle Kraftwerke ersetzen. Außerdem können sie in bestimmten Fällen zu einer Entlastung der Stromnetze beitragen. Die Förderung soll so ausgestaltet sein, dass Betreiber von Kombikraftwerken ausreichend sicher planen und investieren können, damit der K-Bonus die Brückenbildung von Forschung und Entwicklung zur Marktreife nachhaltig unterstützen kann.

2. Beschreibung der Ausgestaltung des K-Bonus

2.1 Grundsätze

1. Regenerative Kombikraftwerke bestehen aus Anlagen zur Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien (Biomasse, Erdwärme, solare Strahlung, Wasserkraft und/oder Windenergie) mit grundsätzlichem Anspruch auf eine EEG-Vergütung in Kombination mit Einrichtungen zur Speicherung von Strom, Brennstoff oder Wärme oder in Kombination mit ausgewählten Lastmanagementanwendungen.
2. Alle Komponenten eines regenerativen Kombikraftwerks müssen innerhalb einer definierten Region an das elektrische Netz angeschlossen sein. Als Region werden Regelzonen bzw. Teilgebiete der Regelzonen verwendet (Siehe Kapitel 4.1 Punkt 4).
3. Der K-Bonus besteht aus zwei Komponenten: der Bedarfskomponente und der Technologiekomponente. Mit der Bedarfskomponente wird die gezielte Verlagerung der Einspeisung von EEG-Strom von Zeiten mit geringem Bedarf hin zu Zeiten mit hohem Bedarf angereizt. Mit der Technologiekomponente werden gezielt Technologien gefördert, deren Investitionskosten eine Förderung zusätzlich zur Bedarfskomponente für einen wirtschaftlichen Betrieb notwendig machen.

4. Anspruch auf den K-Bonus (Bedarfs- und Technologiekomponente) haben nur regenerative Kombikraftwerke nach Punkt 1 und 2.

2.2 Die Bedarfskomponente

1. Die Bedarfskomponente setzt bei der festen Einspeisevergütung (gemäß §§ 18 bis 25 und 27 bis 33 EEG) den Anreiz, die EEG-Stromeinspeisung aus regenerativen Kombikraftwerken im Tagesverlauf von Zeiten mit niedrigem hin zu Zeiten mit hohem Bedarf zu verschieben. Für regenerative Kombikraftwerke, deren Stromerzeuger gemäß § 17 EEG direkt vermarkten, soll die Bedarfskomponente nicht gewährt werden.
2. Die Vergütung der Bedarfskomponente richtet sich nach Zeitzonen. Die tägliche Verteilung dieser Zeitzonen ist abhängig vom bundesweiten Strombedarf, der nicht von Windenergie- und Fotovoltaikanlagen gedeckt wird. Dieser restliche Strombedarf wird aus der Differenz von standardisierten Lastprofilen (Kapitel 4.3 Punkt 2) und der für den Folgetag prognostizierten Einspeisung von Strom aus Windenergie- und Fotovoltaikanlagen (Kapitel 4.3 Punkt 3) ermittelt. Diese Differenz wird als „residuale Last“ bezeichnet.
3. Anhand des Verlaufs der residualen Last werden von den Übertragungsnetzbetreibern (Kapitel 4.3 Punkt 4) die Tarifzeiten für den Folgetag festgelegt. Dafür werden die acht vollen Stunden eines Tages mit der höchsten residualen Last (HRL) und die acht vollen Stunden eines Tages mit der niedrigsten residualen Last (NRL) ermittelt. Diese Stunden werden als HRL-Zeiten und NRL-Zeiten bezeichnet.
4. (1) Die Vergütung in Form der Bedarfskomponente bemisst sich an der elektrischen Energie, die während der HRL- und NRL-Zeiten von den folgenden Anlagen bzw. Komponenten des regenerativen Kombikraftwerks eingespeist bzw. entnommen wird (siehe Kapitel 4.4):
 - a) Biomasse-, Deponiegas- und Klärgasanlagen mit Einrichtungen zur Speicherung von Brennstoff (z. B. Gasspeicher, Erdgasnetz)
 - b) Geothermie-, Biomasse- (einschließlich Biogas-), Deponiegas- und Klärgasanlagen bei sonst wärmegeführten Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen mit Einrichtungen zur Speicherung der Wärme
 - c) Schwellfähige Wasserkraft
 - d) Stromspeicher (z. B. stationäre und in E-Kfz eingesetzte Akkumulatoren, adiabate Druckluftspeicherkraftwerke, neue Pumpspeicherwerke, Wasserstoffspeichersysteme¹), welche regenerative Kombikraftwerke mit EEG-Anlagen (Biomasse, Geothermie, Solarenergie, Wind- und/oder Wasserkraft) bilden.
 - e) Ausgewählte verschiebbare Lasten (z. B. E-Kfz bzw. E-Kfz-Ladestationen)², welche regenerative Kombikraftwerke mit EEG-Anlagen (Biomasse, Geothermie, Solarenergie, Wind- und/oder Wasserkraft) bilden.

¹ Wasserstoffspeichersysteme ergeben wegen der geringen elektrischen Wirkungsgrade keine energiewirtschaftlichen Vorteile. Daher sollten Anreize zu hohen Gesamtwirkungsgraden von Stromspeichern gesetzt werden um effiziente Speicher zu fördern und Energieverluste zu begrenzen.

² Weitere Technologien wie z. B. Elektrolyseure zur Wasserstoffproduktion oder andere stromintensive Verbraucher könnten prinzipiell auch genutzt werden, der Anreiz zur Lastverlagerung sollte jedoch grundsätzlich vom Markt ausgehen. Kleine Verbraucher, die zu einem nicht zeitvariablen Tarif ihres EVU mit Strom versorgt werden, könnten ebenfalls einbezogen werden, hier sollte jedoch der Anreiz prinzipiell vom EVU ausgehen.

- (2) Die Vergütung aus der Bedarfskomponente für eingespeiste bzw. entnommene Energiemengen der Anlagen (1) a) bis d) wird wie folgt ermittelt:
- a) In HRL-Zeiten (hoher Bedarf) wird die gezielt in das Stromnetz eingespeiste Energie der Anlagen bzw. Komponenten (1) a) bis d) mit der Bedarfskomponente vergütet. In NRL-Zeiten (niedriger Bedarf) wird die gezielt dem Stromnetz entnommene Energie der Anlagen bzw. Komponenten (1) d) und e) mit der Bedarfskomponente vergütet. Die gezielt entnommene Energie muss zur jeweiligen Stunde durch die anderen Anlagen (z. B. Windenergie- oder Fotovoltaikanlagen) des regenerativen Kombikraftwerks erzeugt worden sein.
 - b) Die zu vergütende Energiemenge reduziert sich bei der eingespeisten Energie in den HRL-Zeiten um die eingespeiste Energie in den NRL-Zeiten (Anlagen (1) a) bis d)) und bei der entnommenen Energie in den NRL-Zeiten um die entnommene Energie in den HRL-Zeiten (Anlagen (1) d) und e)).
 - c) In Zeiten, die weder HRL- noch NRL-Zeiten sind, wird weder eingespeiste noch entnommene Energie mit der Bedarfskomponente vergütet.
5. Die Bedarfskomponente wird nur für Energie, die im regenerativen Kombikraftwerk erzeugt wurde, (ggf. anteilig) angerechnet. Für entnommene Energiemengen der Anlagen nach Punkt 4 (1) d) und e) während der NRL-Zeit muss daher nachgewiesen werden, dass diese Energie in der jeweiligen Stunde im Kombikraftwerk abzüglich des Eigenverbrauchs erzeugt wurde.³
 6. Die Bedarfskomponente beträgt 2 €/ct/kWh und wird ab dem Zeitpunkt der Inbetriebnahme der entsprechenden Anlagenkomponente des Kombikraftwerks für den Zeitraum von 20 Jahren gewährt.
 7. Für die aus Stromspeichern in das elektrische Netz eingespeiste Energie erhöht sich die Bedarfskomponente um die mit dem Speicherfaktor 1/3 multiplizierte EEG-Vergütung (entsprechend §§ 20, 23 bis 25 und 27 bis 33). Die Erhöhung der Bedarfskomponente beträgt maximal 3,3 ct/kWh.⁴

2.3 Die Technologiekomponente

1. Die Technologiekomponente gibt für Technologien, die gezielt gefördert werden sollen und für die die Bedarfskomponente zum wirtschaftlichen Betrieb allein nicht ausreicht, einen zusätzlichen wirtschaftlichen Anreiz für Investitionen.
2. Die Höhe der Technologiekomponente ist differenziert nach Technologie und Leistung (vgl. Kapitel 4.5 Punkt 2 und 4) der jeweiligen Anlage bzw. Komponente im regenerativen Kombikraftwerk. Die Höhe der Technologiekomponente berücksichtigt die Größe des Speichers (speicherbare Energiemenge) mit acht Volllaststunden des Einspeichervorgangs. Die Technologiekomponente wird jährlich in den ersten zehn

³ Die Bedingung, dass die Bilanz zu jeder Stunde eingehalten werden muss, wird nicht von allen begleitenden Gutachtern befürwortet.

⁴ Punkt 7 wurde kurzfristig (BMU, ISET) eingebracht (vgl. Begründung Kapitel 3.2 Punkt 7) und nicht im gesamten Konsortium erarbeitet. Das Konsortium hat den Vorschlag aufgenommen.

Betriebsjahren jeweils nach einem Betriebsjahr ausbezahlt. Die jährliche Höhe der Technologiekomponente⁵ beträgt:

- a) 147 bis 185 €/kW zusätzlicher elektrischer Leistung kleiner oder gleich 150 kW bei Biogas-, Deponiegas- und Klärgasanlagen,
 - b) 62 bis 70 €/kW zusätzlicher elektrischer Leistung kleiner oder gleich 500 kW bei Biogas-, Deponiegas- und Klärgasanlagen,
 - c) 21 bis 45 €/kW zusätzlicher elektrischer Leistung größer 500 kW bei Biogas-, Deponiegas- und Klärgasanlagen,
 - d) 159 bis 198 €/kW zusätzlicher elektrischer Leistung kleiner oder gleich 150 kW bei Biogas-, Deponiegas- und Klärgasanlagen mit Kraft-Wärme-Kopplung ,
 - e) 71 bis 78 €/kW zusätzlicher elektrischer Leistung kleiner oder gleich 500 kW bei Biogas-, Deponiegas- und Klärgasanlagen mit Kraft-Wärme-Kopplung,
 - f) 27 bis 51 €/kW zusätzlicher elektrischer Leistung größer 500 kW bei Biogas-, Deponiegas- und Klärgasanlagen mit Kraft-Wärme-Kopplung,
 - g) 129 bis 162 €/kW zusätzlicher elektrischer Leistung kleiner oder gleich 150 kW bei Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (Geothermie, feste Biomasse sowie Biomethan, Deponiegas und Klärgas aus dem öffentlichen Gasnetz),
 - h) 68 bis 74 €/kW zusätzlicher elektrischer Leistung kleiner oder gleich 500 kW bei Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (Geothermie, feste Biomasse sowie Biomethan, Deponiegas und Klärgas aus dem öffentlichen Gasnetz),
 - i) 43 bis 48 €/kW zusätzlicher elektrischer Leistung größer 500 kW bei Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (Geothermie, feste Biomasse sowie Biomethan, Deponiegas und Klärgas aus dem öffentlichen Gasnetz),
 - j) 216 €/kW zusätzlicher elektrischer Leistung kleiner oder gleich 150 kW bei Pflanzenölanlagen
 - k) 132 €/kW zusätzlicher elektrischer Leistung kleiner oder gleich 500 kW bei Pflanzenölanlagen
 - l) 99 €/kW zusätzlicher elektrischer Leistung größer 500 kW bei Pflanzenölanlagen
 - m) 160 €/kW Einspeiseleistung (Rückverstromung) bei Batterietechnologien⁶,
3. Die Technologiekomponente wird gewährt, wenn der Betreiber eines regenerativen Kombikraftwerks
- a) die Festvergütung gemäß §§ 18 bis 25 und 27 bis 33 in Anspruch nimmt oder
 - b) den erzeugten Strom gemäß §17 direkt vermarktet.

⁵ Die Technologiekomponenten a) bis i) wurden von BET und von ISET nach teilweise unterschiedlichen Ansätzen berechnet. Die Ansätze werden derzeit abgestimmt. Eine Vereinfachung bzw. Zusammenfassung der Technologiekomponenten a) bis l) und damit verbundene Veränderung der Anreizwirkung wird derzeit diskutiert. Es wird hierzu bislang keine Empfehlung ausgesprochen.

⁶ Diese Technologiekomponente ist abweichend von der Berechnung (vgl. Anhang) eine vorsichtige Abschätzung, die nicht zu einer Überförderung von Batterietechnologien führen soll. Wichtig ist, dass die Technologiekomponente auf die gemessene und nicht auf die installierte Leistung (vgl. Kapitel 4.5 Punkt 2) ausbezahlt wird, da sonst Mitnahmeeffekte möglich sind.

3. Begründung zur Ausgestaltung des K-Bonus

3.1 Begründungen zu den Grundsätzen

Begründung zu Punkt 1:

Durch die Bildung von regenerativen Kombikraftwerken soll die Entwicklung und Nutzung von Technologien gefördert werden um die Einspeisung von EEG-Stromerzeugern aus Erneuerbaren Energien am Bedarf zu orientieren und so den Weg für die zukünftig notwendige bedarfsgerechte Einspeisung aus Erneuerbaren Energien bereiten.

Begründung zu Punkt 2:

Alle Anlagen eines regenerativen Kombikraftwerks müssen sich in einer Region (Regelzone oder modifizierte Regelzone) befinden. Dies soll den regionalen Ausgleich zwischen Last und Einspeisung fördern und zur Reduzierung weiträumiger Energieflüsse beitragen.

Begründung zu Punkt 3:

Die Bedarfskomponente setzt einen Anreiz zur bedarfsorientierten Verlagerung der Einspeisung aus Erneuerbaren Energien. Der Anreiz zur Verlagerung aus der Bedarfskomponente und der Anreiz zur Verlagerung bei der Direktvermarktung sollen vergleichbar sein.⁷

Der Ertrag aus der Bedarfskomponente wird allerdings bei vielen Technologien nicht ausreichen, um die Investition und einen wirtschaftlichen Betrieb zu ermöglichen. Daher wird ergänzend die Technologiekomponente eingeführt. Die finanzielle Förderung leistet einen Beitrag zur Entwicklung und Nutzung von Technologien, die dafür notwendig sind. Mit ihr sollen ausgewählte Technologien gefördert werden, die in einem zukünftigen, noch stärker auf Erneuerbare Energien basierenden Elektrizitätsversorgungssystem benötigt werden. Die Technologiekomponente wird technologiespezifisch als Investitionszuschuss über fünf Jahre ausbezahlt.

Begründung zu Punkt 4:

Den Anspruch auf den Kombikraftwerks-Bonus sollen nur solche Anlagen haben, welche die Anforderungen zur Bildung von regenerativen Kombikraftwerken erfüllen.

3.2 Begründungen zur Bedarfskomponente

Begründung zu Punkt 1:

Die Bedarfskomponente soll bei der festen Einspeisevergütung einen Anreiz zur bedarfsorientierten Einspeisung setzen. Die Bedarfskomponente soll nur für die feste Einspeisevergütung gelten, da in diesem Vergütungssystem bislang kein Anreiz zur Verlagerung der Einspeisung existiert. Bei der Direktvermarktung liefert der Marktpreis einen vergleichbaren Anreiz zur Verlagerung der Einspeisung und einen vergleichbaren zusätzlichen Ertrag aus der Spreizung der Marktpreise für die verlagerte Energie, so dass die Bedarfskomponente in diesen Fällen keine Anwendung finden soll.

⁷ Damit soll vermieden werden, dass die Bedarfskomponente die Direktvermarktung ökonomisch unrentabel macht – und umgekehrt. Dies wird erreicht, indem die Höhe der Bedarfskomponente anhand der durchschnittlichen Spreizung der Spotmarktpreise bemessen wird.

Begründung zu Punkt 2:

Die Bedarfskomponente soll in Abhängigkeit von einem zeitlichen Profil vergütet werden, um einen Anreiz zur Verlagerung der Einspeisung zu setzen. Die Zeiten, für die eine Bedarfskomponente angerechnet wird, sollen über den Strombedarf und über die Einspeisung aus den fluktuierenden, dargebotsabhängigen Erneuerbaren Energien Wind und Solarstrahlung ermittelt werden. Dies wird durch die Berechnung der so genannten residualen Last (RL) erreicht. Mit ihr wird die Differenz aus dem physikalischen Strombedarf und der Einspeisung dargebotsabhängiger Erzeuger (Wind, PV) dargestellt.

Die RL ist die Restlast, die nicht von Windenergieanlagen und Fotovoltaikanlagen gedeckt wird. Durch die Anrechnung der Bedarfskomponente in Abhängigkeit von Zeitzonen, deren Verteilung anhand des zeitlichen Profils der RL bestimmt wird, wird eine bedarfsorientierte Verlagerung der Einspeisung von Strom aus Erneuerbaren Energien angeregt.

Dies hat u. a. folgende volkswirtschaftliche Vorteile:

- a) Integration zunehmender Strommengen aus EE in das Stromversorgungssystem
- b) Beitrag zur Sicherheit und Zuverlässigkeit der Stromversorgung
- c) Wertsteigerung des EEG-Stroms hinsichtlich der weiteren Vermarktung durch den Fremdvermarkter (Übertragungsnetzbetreiber oder Dritte) entsprechend des neuen Wälzungsmechanismus
- d) Vergleichmäßigung der Betriebsweise insbesondere fossiler Kraftwerke und damit Beitrag zu deren wirtschaftlicherem Betrieb und einer Reduzierung der energetischen Verluste durch Teillastbetrieb
- e) Senkung der CO₂-Emissionen dieser Kraftwerke

Begründung zu Punkt 3:

Die Aufteilung der Tarifzeiten von jeweils acht Stunden (HRL-, NRL- und übrige Zeiten) nähert sich hinreichend dem Profil der residualen Last an. Dadurch orientiert sich die angestoßene Verlagerung der Einspeisung am restlichen physikalischen Strombedarf. Die täglich gleiche Anzahl der Stunden (HRL bzw. NRL) bietet den Anlagenbetreibern eine zusätzliche Planungs- und Investitionssicherheit.

Begründung zu Punkt 4:

(1) Es soll nur die gezielte Verlagerung von Energiemengen im regenerativen Kombikraftwerk mit der Bedarfskomponente vergütet werden. Daher müssen nur die eingespeisten bzw. entnommenen Energiemengen der Anlagen, die die gezielte Verlagerung der Einspeisung im regenerativen Kombikraftwerk durchführen, erfasst werden. Die Vergütung der Stromerzeugung nach §§ 18 bis 25 und 27 bis 33 EEG soll nicht berührt werden. Die Verlagerung von Energiemengen erfolgt bei den Anlagen entsprechend a) bis c) durch verminderte und anschließend erhöhte Einspeisung (Erzeugung), bei den Anlagen entsprechend d) durch Entnahme (Einspeicherung) und Einspeisung (Ausspeicherung) und bei den Anlagen entsprechend e) durch gezielte Verschiebung des Verbrauchs. Zur Erfassung der Verlagerung von Energiemengen muss eine registrierende Lastgangmessung installiert werden.

(2) Mit dieser Regelung wird die gezielte Verlagerung der Einspeisung aus regenerativen Kombikraftwerken orientiert an der residualen Last finanziell belohnt.

- a) Durch die Vergütung von eingespeister Energie während der HRL-Zeit wird der Anreiz gesetzt, die Einspeisung in die Zeit hohen Strombedarfs zu verlagern. Durch die Vergütung von entnommener Energie während der NRL-Zeit wird der Anreiz gesetzt die Lasten in die Zeit niedrigen Strombedarfs zu verschieben bzw. einen Stromspeicher zu dieser Zeit zu beladen.
- b) Die Reduzierung der Vergütung bei Einspeisung zur NRL-Zeit bzw. bei Stromentnahme zur HRL-Zeit bewirkt, dass nur die tatsächlich durchgeführte Verlagerung fi-

nanziell belohnt wird und Verlagerungen entgegen dem Strombedarf sowie konstante Einspeisung bzw. Verbrauch nicht durch die Bedarfskomponente vergütet werden. Die Investitionssicherheit wird durch diese Regelung nicht gefährdet, da die Tarifzeiten am Vortag festgelegt werden und somit Verlagerungen entgegen den Tarifzeiten vermieden werden können.

- c) Durch das Aussetzen der Bedarfskomponente während der übrigen Zeit wird zu dieser Zeit kein Anreiz zur Verlagerung von Energiemengen gesetzt. Der Betreiber des regenerativen Kombikraftwerks kann in dieser Zeit den Energiespeicher (Strom, Biogas oder Wärme) ggf. beladen bzw. entladen um HRL- und NRL-Zeiten besser auszunutzen.

Begründung zu Punkt 5:

Entsprechend den Grundsätzen des EEG soll nur verlagerte Energie vergütet werden, die aus Erneuerbaren Energiequellen erzeugt wurde. Gleichzeitig ist eine weitere Nutzung der Technologie (z. B. höherer Verbrauch der E-Kfz, höhere Ausnutzung von Speichertechnologien) prinzipiell zulässig. Ggf. kann eine anteilige Anrechnung gemäß dem Anteil EE erfolgen.

Begründung zu Punkt 6:

Die Höhe der Bedarfskomponente ist mit +/- 2 ct/kWh vergleichbar mit der durchschnittlichen täglichen Spreizung der Marktpreise der acht Stunden mit dem niedrigsten und der acht Stunden mit dem höchsten day-ahead-Marktpreis (Stundenkontrakte 2008). Dadurch werden in der festen Einspeisevergütung vergleichbare Anreize zur Verlagerung der Einspeisung gegeben wie durch den Marktpreis (vgl. Kapitel 3.1 Begründung zu Punkt 3).

Begründung zu Punkt 7:

Durch den Betrieb des Stromspeichers entstehen Verluste elektrischer Energie. Diese Verluste müssen bei der Berechnung der Vergütung für EEG-Anlagen, die im Zusammenhang mit einer Stromspeicheranlage ein Kombikraftwerk bilden berücksichtigt werden, um die EEG-Vergütung nicht zu reduzieren. Bei einem angenommenen Wirkungsgrad von 75 % muss der Vergütungssatz um ein Drittel angehoben werden um die gleiche Vergütungszahlung zu erzielen wie ohne Einsatz eines Speichers ($1/0,75 = 1,33$). Der Speicherfaktor $1/3$ wird unabhängig vom tatsächlichen Wirkungsgrad pauschal für alle Stromspeichertechnologien verwendet. Dadurch wird ein Anreiz gegeben, den Wirkungsgrad des Speichers zu erhöhen. Die gesamte Erhöhung der Bedarfskomponente soll 3,3 ct/kWh nicht überschreiten, um zu vermeiden, dass EEG-Strom mit einer hohen Vergütung (größer 9,9 ct/kWh) für den Betrieb des Speichers genutzt wird.

3.3 Begründungen zur Technologiekomponente

Begründung zu Punkt 1:

Soweit Technologien gefördert werden sollen, für die die Bedarfskomponente allein nicht ausreicht um einen wirtschaftlichen Betrieb zu ermöglichen (Bsp. neue Stromspeichertechnologien), werden diese Technologien zusätzlich jährlich für zehn Jahre mit einer Technologiekomponente im Rahmen des K-Bonus unterstützt. Damit ist es möglich, den K-Bonus technologiedifferenziert auszugestalten. Gleichzeitig kann die Bedarfskomponente auf eine Höhe festgelegt werden, die der durchschnittlichen Spreizung der Marktpreise (day-ahead) an der Strombörse (EEX) entspricht (vgl. Kapitel 3.2 Begründung zu Punkt 6). Ferner kann eine hohe Investitionssicherheit gewährleistet werden. Technologien, welche Anspruch auf die Bedarfskomponente haben, aber keine Technologiekomponente erhalten, können flankierend zur Bedarfskomponente ggf. andere Fördergelder beziehen.

Begründung zu Punkt 2:

Die Technologiekomponente soll spezifisch für verschiedene Technologien und die jeweiligen Dimensionierungen sein, um eine Überförderung und Mitnahmeeffekte zu vermeiden. Durch die Technologiekomponente soll die Differenz aus den Kosten der Technologiekategorie und den Einnahmen über die Bedarfskomponente ausgeglichen werden. Die Technologiekomponente für Geothermie- und feste Biomasseanlagen mit Kraft-Wärme-Kopplung wird in Höhe der Technologiekomponente von Biomethananlagen am Erdgasnetz gezahlt, da diese Anlagen keine Gasspeicher aber ebenfalls eine Wärmespeicher benötigen. Für Geothermie- und feste Biomasseanlagen konnten im Rahmen des Auftrags keine spezifischen Technologiekomponenten berechnet werden, da zunächst entsprechende Anlagenkonzepte erstellt werden müssten.

Die Annahmen und das Vorgehen zu den Berechnungen sind in Kapitel 5 beschrieben. Eine Übersicht über die Ergebnisse ist im Anhang enthalten.

Begründung zu Punkt 3:

Die Technologiekomponente, nicht aber die Bedarfskomponente, soll auch im Fall der Direktvermarktung ausbezahlt werden. Damit kann der Kombikraftwerksbonus bei gleicher Investitionssicherheit für die jeweilige Technologie sowohl im System der Festvergütung als auch bei der Direktvermarktung (ohne und mit gleitender Prämie sowie im Regelleistungsmarkt) verwendet werden. Direktvermarktung und Kombikraftwerksbonus sind somit kombinierbar und schließen sich gegenseitig nicht aus.

4. Regelungen und Erläuterungen zur praktischen und rechtlichen Umsetzung

4.1 Bildung und Anmeldung des regenerativen Kombikraftwerks

1. Der Kombikraftwerksbetreiber muss den Anspruch auf den Kombikraftwerks-Bonus beim Übertragungsnetzbetreiber der jeweiligen Regelzone anmelden. Der Übertragungsnetzbetreiber koordiniert ggf. die Abwicklungsprozesse mit den betroffenen Verteilnetzbetreibern.⁸
2. Anzumelden sind alle beteiligten Anlagen des regenerativen Kombikraftwerks, die für die Abrechnung relevanten technischen Parameter und der verantwortliche Kombikraftwerksbetreiber.
3. Alle Komponenten eines regenerativen Kombikraftwerks müssen in einer definierten Region an das elektrische Netz angeschlossen sein. Als Region wird ein räumlich zusammenhängendes Gebiet einer Regelzone definiert.⁹ Gebiete einer Regelzone, welche räumlich nicht zusammenhängen, sind somit eigenständige Regionen (RWE und VE-T). Die Regelzone der E.ON Netz wird in eine Nordregion und eine Südregion unterteilt.¹⁰

⁸ Für Kombikraftwerke, die sich über mehrere Verteilnetze erstrecken, ist dies voraussichtlich die einfachere Umsetzung. Für Kombikraftwerke, deren Komponenten an dasselbe Verteilnetz angeschlossen sind, könnte die Anmeldung allein beim Verteilnetzbetreiber erfolgen.

⁹ Jeder Netzanschlusspunkt eines Erzeugers oder Verbrauchers an das elektrische Netz ist eindeutig einer Regelzone zugeordnet.

¹⁰ Eine Unterteilung könnte z. B. anhand der Postleitzahlen (erste Stelle) der Gebiete oder anhand von Ländergrenzen (Bayern) als rechtlich eindeutiges Merkmal für die Zuordnung zu einer Region verwendet werden. Eine Unterteilung anhand der unterlagerten Netzebenen kann nicht verwendet werden, da wegen der Vermaschung

4. Folgende Anlagenkombinationen sind als regenerative Kombikraftwerke zugelassen:
- a) Biomasse-, Deponiegas- und Klärgasgasanlagen mit bei einer Erweiterung ihrer elektrischer Leistung (vgl. Kapitel 4.5 Punkt 4) und Einrichtungen zur Speicherung des Brennstoffs (z. B. Gasspeicher, Erdgasnetz)
 Begründung:
 Die Stromerzeugung dieser Anlagen ist nicht dargebotsabhängig. Deswegen müssen diese Anlagen in einem zukünftigen Stromversorgungssystem mit einem hohen Anteil an Erneuerbaren Energien einen Beitrag zur Deckung der Bedarfsspitzen leisten. Des Weiteren ermöglichen diese Technologien kostengünstige Maßnahmen zur Verlagerung der Einspeisung. Eine Bindung an fluktuierende EEG-Stromerzeuger ist zulässig aber nicht notwendig, da diese Anlagen ohnehin Erneuerbare Energien nutzen müssen, wenn sie nicht grundsätzlich ihren Anspruch auf EEG-Vergütung verlieren wollen.
 - b) Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (Geothermie, Biomasse, Deponiegas und Klärgas) mit zusätzlicher elektrischer Leistung (vgl. Kapitel 4.5 Punkt 4) und Einrichtungen zur Wärmespeicherung sowie ggf. Brennstoffspeicherung
 Begründung:
 Durch die Speicherung der Wärme können bislang wärmegeführte Anlagen den Verpflichtungen der Wärmelieferung unabhängig von der Stromproduktion nachkommen und daher gezielt die Einspeisung elektrischer Energie in die Bedarfsspitzen verlagern. Eine Bindung an fluktuierende EEG-Stromerzeuger ist zulässig aber aus oben genannten Gründen (siehe a) nicht notwendig.
 - c) Wasserkraftwerke mit der Fähigkeit zum Schwellbetrieb
 Begründung:
 Wasserkraftwerke, welche bislang kontinuierlich Strom erzeugen (Laufwasserkraftwerke), sollen durch das Aufrüsten mit zusätzlichen Turbinen und Rückhaltebecken zur gezielten zeitlich verlagerten Einspeisung genutzt werden.
 - d) EEG-Stromerzeuger aus Erneuerbaren Energien mit Stromspeichertechnologien (z. B. stationäre oder mobile Akkumulatoren)
 Begründung:
 Speichertechnologien können die Stromproduktion aus dargebotsabhängigen EEG-Stromerzeugern vom Strombedarf zeitlich entkoppeln. Die Bindung an EEG-Stromerzeuger ist notwendig um gezielt (bilanziell für jede Stunde) die Einspeisung von EEG-Strom aus Erneuerbaren Energien zu verlagern. Neue Stromspeichertechnologien sollen frühzeitig gefördert werden, um zukünftige Aufgaben wie Spitzenlastdeckung und Regelleistungsbereitstellung technisch zuverlässig und wirtschaftlich erfüllen zu können.
 - e) EEG-Stromerzeuger aus Erneuerbaren Energien mit verschiebbaren Lasten (z. B. E-Kfz-Batterien/Akkumulatoren)
 Begründung:
 Die verstärkte Nutzung von Lastmanagement zur verbesserten Nutzung der Erneuerbaren Energien soll durch den K-Bonus angeregt werden. So soll die gezielte Entnahme von Strom für das Laden von Akkumulatoren von E-Kfz in Haushalten oder an E-Kfz-Ladestationen zu Zeiten niedriger residualer Last (NRL) gefördert werden; von einer gezielten Rückspeisung wird hier abgesehen.
 Da das EEG Lastmanagement nur in begrenztem Maße anreizen kann, sind hierfür weitere Anreizmechanismen außerhalb des EEG erforderlich.

der Verteilnetze auf mehreren Spannungsebenen keine eindeutige Zuordnung eines Netzanschlusspunktes zu Regionen erfolgen kann.

4.2 Anspruch auf die Bedarfskomponente

1. Anspruch auf die Bedarfskomponente haben regenerative Kombikraftwerke entsprechend Kapitel 4.1 Punkt 4, wenn alle Stromerzeuger im regenerativen Kombikraftwerk nach EEG vergütet werden.
Begründung:
Für regenerative Kombikraftwerke in der festen Einspeisevergütung soll mit der Bedarfskomponente der Anreiz zur Verlagerung der Einspeisung gesetzt werden.
2. Stromspeicher und Lastmanagementanwendungen (Kapitel 4.1 Punkt 4 d – e) erhalten die Bedarfskomponente sowohl wenn sie über das Netz des Anlagenbetreibers (Arealnetz) als auch wenn sie über das Netz der öffentlichen Versorgung¹¹ in ein regeneratives Kombikraftwerk eingebunden sind.
Begründung:
Es soll die Bildung von Kombikraftwerken ermöglicht werden, die nicht über ein Arealnetz verbunden sind. Dabei kann das Erzeugungspotentialpotential für den Betrieb von Stromspeichern erhöht werden, insbesondere für geographisch gebundene, große Stromspeicher wie z. B. neue Pumpspeicherwerke.
3. Regenerative Kombikraftwerke, die in der Direktvermarktung sind oder deren Speicher bzw. Verbraucher zu zeitvariablen Tarifen Strom beziehen, sollen keinen Anspruch auf die Bedarfskomponente haben.

4.3 Erstellung der HRL- und NRL-Zeiten sowie der Einspeise- und Entnahmeprofile

1. Der Übertragungsnetzbetreiber berechnet täglich für die beiden Folgetage die bundesweite residuale Last anhand der für die jeweiligen Tage geltenden standardisierten Lastprofile und der Prognose für die Einspeisung von Windenergie- und Fotovoltaikanlagen.
Begründung:
Die zentrale Berechnung der residualen Last durch die Übertragungsnetzbetreiber erspart Aufwand und die daraus folgenden Kosten, insbesondere die Kosten für den Bezug von Prognosen.
2. Die standardisierten Lastprofile sind:
 - (1) „Werktag Winter“ für alle Werktage im Januar, Februar und Dezember.
 - (2) „Samstag Winter“ für alle Samstage im Januar, Februar und Dezember.
 - (3) „Sonntag Winter“ für alle Sonn- und Feiertage im Januar, Februar und Dezember.
 - (4) „Werktag Sommer“ für alle Werktage im Juni, Juli und August.
 - (5) „Samstag Sommer“ für alle Samstage im Juni, Juli und August.
 - (6) „Sonntag Sommer“ für alle Sonn- und Feiertage im Juni, Juli und August.
 - (7) „Werktag Frühjahr/Herbst“ für alle Werktage im März, April, Mai, September, Oktober, November.
 - (8) „Samstag Frühjahr/Herbst“ für alle Samstage im März, April, Mai, September, Oktober, November.
 - (9) „Sonntag Frühjahr/Herbst“ für alle Sonn- und Feiertage im März, April, Mai, September, Oktober, November.

¹¹ An dieser Stelle ist auf die möglichen Netznutzungsentgelte für Stromspeicher hinzuweisen.

Das standardisierte Lastprofil besteht jeweils aus den gemittelten Werten für jede Stunde der entsprechenden Tage. Als Datenbasis werden die von der UCTE veröffentlichten stündlichen Lastwerte („Hourly load values“) der Jahre 2005 bis 2007 für Deutschland verwendet.

Begründung zu den standardisierten Lastprofilen:

Es werden neun standardisierte Lastprofile unterschieden, da sich die Profile wesentlich voneinander unterscheiden. Der physikalische Strombedarf wird durch die neun standardisierten Lastprofile hinreichend genau angenähert.

3. Die Prognose der bundesweiten Einspeisung aus Windenergie- und Fotovoltaikanlagen muss einen Horizont von mindestens [72] Stunden sowie eine zeitliche Auflösung von mindestens 1 Stunde haben. Die Prognose soll entsprechend dem Vorschlag der Bundesnetzagentur „Eckpunkte der Ausgestaltung der Öffnung des Marktsegments EEG-Veredelung“ eine Metaprognose sein. Eine Metaprognose ist das gewichtete Mittel verschiedener Einzelprognosen unterschiedlicher Prognoseanbieter. Zur Überprüfung der Verteilung der Tarifzeiten muss ex-post die Metaprognose veröffentlicht werden.

Begründung:

Die Prognose der Einspeisung ist notwendig um die residuale Last und daraus abgeleitet die Tarifzeiten zu bestimmen. Die nachträgliche Veröffentlichung der Prognose ist notwendig um die Berechnung der residualen Last und die Verteilung der Tarifzeiten ex-post für Dritte überprüfbar zu machen um Missbrauch seitens des Übertragungsnetzbetreibers auszuschließen.

4. Zur Berechnung der residualen Last bildet der Übertragungsnetzbetreiber die Differenz aus dem für den jeweiligen Tag gültigen Standardlastprofil (Beispiel in Abbildung 1: rote Linie – „Werktag Winter“) und der prognostizierten Einspeisung aus Windenergie- und Fotovoltaikanlagen (Abbildung 1: blaue Linie). Daraus ergibt sich ein Profil für die residuale Last (Abbildung 2: schwarze Linie). Die acht Stunden mit der größten Differenz aus Last und Einspeisung sind die acht Stunden mit der höchsten residualen Last (HRL), in denen die Einspeisung aus den entsprechenden Anlagen mit 2 ct/kWh vergütet wird (Abbildung 1 und 2: rote Flächen). Die acht Stunden mit der kleinsten Differenz aus Last und Einspeisung sind die acht Stunden mit der niedrigsten residualen Last (NRL), in denen die Stromentnahme der entsprechenden Anlagen mit 2 ct/kWh vergütet wird (Abbildung 1 und 2: gelbe Flächen). In den übrigen acht Stunden wird weder die Einspeisung noch die Stromentnahme mit der Bedarfskomponente vergütet (Abbildung 1 und 2: türkisfarbene Flächen).

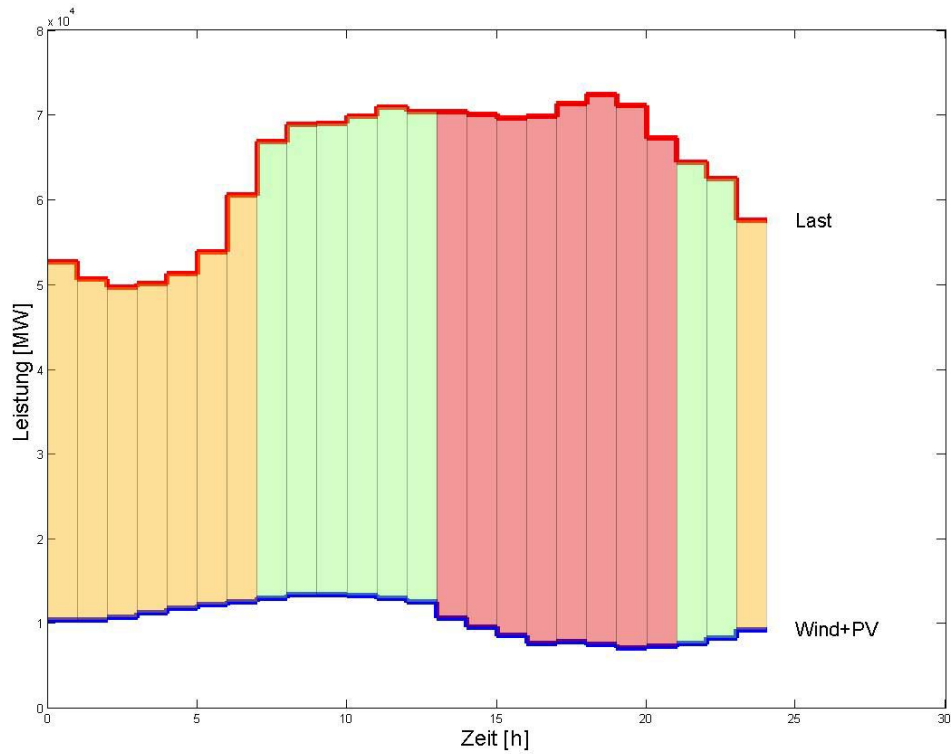


Abbildung 1: Standardlastprofil (Werktag Winter) (rote Linie) und prognostizierte Wind- und PV-Einspeisung (blaue Linie); acht Stunden mit größter Differenz (rote Flächen), acht Stunden mit niedrigster Differenz (gelbe Flächen) und übrige acht Stunden (türkisfarbene Flächen)

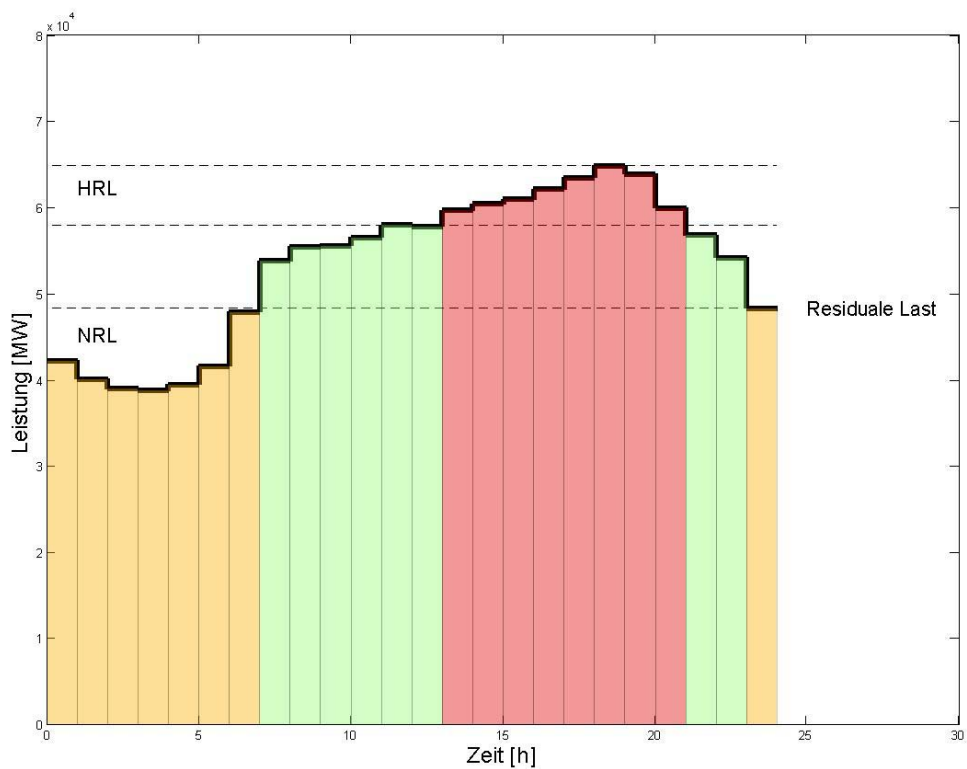


Abbildung 2: Residuale Last (schwarze Linie); acht Stunden mit höchster residualer Last (HRL - rote Flächen), acht Stunden mit niedrigster residualer Last (NRL - gelbe Flächen) und übrige acht Stunden (türkisfarbene Flächen)

5. Die HRL- und NRL-Zeiten für die beiden Folgetage veröffentlicht der Übertragungsnetzbetreiber bis 9 Uhr. Die HRL- und NRL-Zeiten für den ersten Folgetag sind endgültig.¹² Die HRL- und NRL-Zeiten für den zweiten Folgetag sind vorläufig.

Begründung:

Vom ÜNB wird nur die Aufteilung der Zeitzonen (nicht aber die Einspeiseprognose) veröffentlicht, damit nicht frühzeitig die Prognose des Übertragungsnetzbetreibers offen gelegt wird, was zu einer Verzerrung des Wettbewerbs bezüglich des Spotmarkthandels führen kann. Für eine optimale Erstellung von Einspeise- und Entnahmeprofilen sollen die voraussichtlichen Tarifzeiten für den zweiten Folgetag ebenfalls veröffentlicht werden. Der Kombikraftwerksbetreiber könnte den Füllstand des Speichers zum Ende des ersten Folgetags nicht ohne Kenntnis der weiteren Verteilung der Zeitzonen für den zweiten Folgetag optimal regeln, was zu einer ineffizienten Ausnutzung der HRL- und NRL-Zeiten führen würde.

6. Der Kombikraftwerksbetreiber erstellt für den Folgetag ein Einspeise- bzw. Entnahmeprofil derjenigen Anlagen, welche die Verlagerung der Einspeisung durchführen, und meldet das Profil bis 11 Uhr (vor Beginn des Spotmarkthandels) an den jeweiligen Übertragungsnetzbetreiber.¹³ Ohne die Meldung des Einspeise- bzw. Entnahmeprofils erhält der Kombikraftwerksbetreiber für den entsprechenden Tag keine Bedarfskomponente. Die Pflicht ein Einspeise- bzw. Entnahmeprofil zu übermitteln gilt unabhängig von der installierten Leistung für alle Kombikraftwerksbetreiber. Es wird vorerst davon abgesehen, Strafen zu erheben, wenn das Profil nicht eingehalten wird.

Begründung:

Für die effiziente Weitervermarktung muss der Übertragungsnetzbetreiber¹⁴ die Änderungen der Einspeisung rechtzeitig vor dem Spotmarkthandel kennen.

4.4 Abrechnung der Bedarfskomponente

1. Die Abrechnung der Bedarfskomponente erfolgt durch den Übertragungsnetzbetreiber¹⁵ in der ersten Woche jedes Kalendermonats¹⁶ für den gesamten vergangenen Kalendermonat.
2. Zur Abrechnung der Bedarfskomponente werden folgende Daten benötigt:
 - i. Der Lastgang der EEG-Stromerzeuger,
 - ii. ggf. der Lastgang der Stromspeicher bzw. der verschiebbaren Lasten,
 - iii. die Verteilung der jeweils am Vortag festgelegten HRL- und NRL-Zeiten.
3. Die Bedarfskomponente wird nur für diejenigen entnommenen Energiemengen der Stromspeicher bzw. der verschiebbaren Last zur NRL-Tarifzeit angerechnet, die in der jeweiligen Stunde im regenerativen Kombikraftwerk erzeugt wurden. Hierzu wird die zeitliche

¹² Der ÜNB und ggf. der VNB sollten zudem die Möglichkeit haben, vor der Veröffentlichung gezielt HRL- und NRL-Zeiten innerhalb eines Tages bei außergewöhnlichen Last- oder Netzsituationen zu verschieben.

¹³ Sofern sich die Abwicklung der Einspeise- bzw. Entnahmeprofilmeldungen über den Verteilnetzbetreiber als praktikabler oder notwendig herausstellt, sammelt dieser alle Meldungen in seinem Netzgebiet und liefert sie in kumulierter Form an den überlagerten Netzbetreiber.

¹⁴ als EEG-Bilanzkreisverantwortlicher

¹⁵ Es ist dem ÜNB freigestellt, die Abrechnungspflicht an Dritte zu übertragen. Sofern sich die Abrechnung auf Verteilnetzebene als praktikabler herausstellt, sollte der Verteilnetzbetreiber sie für die Komponenten des regenerativen Kombikraftwerk an seinem Netz durchführen und die kumulierten Vergütungsansprüche beim Übertragungsnetzbetreiber einfordern.

¹⁶ Die Zeitangaben müssen mit den sonstigen Datenlieferungsprozessen der VNB an die ÜNB harmonisiert werden.

Verteilung der NRL-Tarife mit dem Lastgang der EEG-Stromerzeuger und dem Lastgang der Stromspeicher bzw. der verschiebbaren Last verglichen. Falls in einer Stunde mit NRL-Tarif weniger Energie im Kombikraftwerk erzeugt wurde als entnommen, kann nur der Anteil der entnommenen Energiemenge mit der Bedarfskomponente vergütet werden, der in der gleichen Stunde erzeugt wurde³.

4. Die in das Netz eingespeiste Energie von Stromspeichern wird nur insoweit mit der Bedarfskomponente vergütet, wie sie zuzüglich der Wirkungsgradverluste im regenerativen Kombikraftwerk erzeugt und eingespeichert wurde. Der Anteil der eingespeicherten Energie, die im regenerativen Kombikraftwerk erzeugt wurde, gibt den Anteil der vergütbaren in das Netz eingespeisten Energie vor.
5. Die gemäß in Punkt 3 und 4 dargestellten Energiemengen werden mit der Bedarfskomponente vergütet. Dazu werden die Summen der Energiemengen aus dem Lastgang gebildet; die Beträge der eingespeisten Energie zu HRL-Zeiten bzw. zu NRL-Zeiten und ggf. die Beträge der entnommenen Energie zu NRL-Zeiten bzw. zu HRL-Zeiten. Bei Stromspeichern erhöht sich die Bedarfskomponente für die eingespeiste Energie um die EEG-Vergütung multipliziert mit dem Speicherfaktor 1/3, jedoch maximal bis 3,3 ct/kWh. Die Formel (1) gibt die Berechnungsvorschrift für regenerative Kombikraftwerke nach Kapitel 4.1 Punkt 4 a-c wider, Formel (2) entsprechend nach Kapitel 4.1 Punkt 4 d und Formel (3) entsprechend nach Kapitel 4.1 Punkt 4 e.

Berechnungsformel (1): Biomasse-, Geothermie-, Klärgas- und Deponiegasanlagen

$$Erlös_{\text{Bedarfskomponente}} = \left(\sum_{\text{HRL}} |E_{\text{eingespeist}}| - \sum_{\text{NRL}} |E_{\text{eingespeist}}| \right) \cdot 2 \frac{\text{€ct}}{\text{kWh}}$$

Berechnungsformel (2): Stromspeicher

$$Erlös_{\text{Bedarfskomponente}} = 2 \frac{\text{€ct}}{\text{kWh}} \left(\sum_{\text{HRL}} |E_{\text{eingespeist}}| - \sum_{\text{NRL}} |E_{\text{eingespeist}}| + \sum_{\text{NRL}} |E_{\text{entnommen}}| - \sum_{\text{HRL}} |E_{\text{entnommen}}| \right) + \frac{1}{3} EEG \sum_{\text{HRL}} |E_{\text{eingespeist}}|$$

Berechnungsformel (3): Lastmanagementanwendungen

$$Erlös_{\text{Bedarfskomponente}} = \left(\sum_{\text{NRL}} |E_{\text{entnommen}}| - \sum_{\text{HRL}} |E_{\text{entnommen}}| \right) \cdot 2 \frac{\text{€ct}}{\text{kWh}}$$

Im Ergebnis bewirkt diese Berechnungsweise eine Spreizung der Vergütung zwischen HRL- und NRL-Zeiten von +/- 2 €ct/kWh.

4.5 Abrechnung der Technologiekomponente

1. Die Technologiekomponente kann für Komponenten des Kombikraftwerkes, deren Anschaffung durch den Technologiebonus unterstützt wird, nur einmal in Anspruch genommen werden.

Begründung:

Anlagen, welche durch die Technologiekomponente gefördert wurden, sollen nicht nach Ablauf der [fünf] Jahre durch eine erneute Anmeldung Anspruch auf die Technologiekomponente geltend machen können.

2. Bei Stromspeichertechnologien wird die Technologiekomponente auf die Spitzenleistung des Stromspeichers bei der Einspeisung in das Stromnetz angerechnet. Die Spitzenleistung ist das arithmetische Mittel der monatlichen 90-Perzentile der 15-Minuten-Mittelwerte der Einspeisung im vergangenen Betriebsjahr.

Begründung:

Die Messung, Aufzeichnung und Berechnung ist dem Investitionsnachweis vorzuziehen, da somit ein wesentlich geringerer Verwaltungsaufwand zu erwarten ist. Zudem soll prinzipiell die Leistung zur bedarfsorientierten Verlagerung der Einspeisung und nicht allein die Anschaffung der Anlagen gefördert werden, da prinzipiell die Möglichkeit bestünde, in eine entsprechende Anlage zu investieren und diese gar nicht in Betrieb zu nehmen oder diese wieder zu veräußern. Durch die Verwendung der 90-Perzentile soll verhindert werden, dass Betreiber kurzfristig die Leistung überhöhen, um künstlich ihre zusätzlich installierte Leistung (innerhalb ihrer Vergütungskategorie) zu vergrößern. Ferner soll eine für nur kurze Zeit vorhandene Anlage (ausgemustertes Altgerät, Leihgerät) nicht ins Gewicht fallen. Deshalb wird die Mittlung über die 12 vergangenen Monate vorgenommen.

3. Die Technologiekomponente wird nur gewährt, wenn die eingespeicherte Energie zu mindestens 95 % im regenerativen Kombikraftwerk erzeugt wurde.

Begründung:

Entsprechend der Grundsätze des EEG sollen nur Anlagen vergütet werden, die ausschließlich mit Erneuerbaren Energien betrieben werden. Es werden jedoch 5 % Energie, die nicht im regenerativen Kombikraftwerk erzeugt wurde, in der jährlichen Bilanz zugelassen um die Investitionssicherheit nicht zu gefährden, da unplanmäßige Abweichungen der Einspeisung oder Ausfall der EEG-Stromerzeuger nicht unmittelbar den Einspeichervorgang beeinflussen. Für Biomasse-, Deponiegas- und Klärgasanlagen stellt diese Regelung keine Einschränkung dar, da sie ohnehin ausschließlich Erneuerbare Energiequellen verwenden müssen um nicht den Anspruch auf die EEG-Vergütung zu verlieren.

4. Bei Biogas-, Klärgas-, Deponiegas- und Pflanzenölanlagen wird die Technologiekomponente auf die zusätzlich installierte Leistung angerechnet. Die zusätzlich installierte Leistung wird rechnerisch ermittelt. Zunächst wird die Nominalleistung bestimmt. Sie errechnet sich aus der in den vergangenen 12 Betriebsmonaten unter dem EEG eingespeisten elektrischen Arbeit, bezogen auf 8.000 jährliche Volllaststunden. Die Spitzenleistung ist das arithmetische Mittel der monatlichen 90-Perzentile der 15-Minuten-Mittelwerte der Einspeisung im vergangenen Betriebsjahr. Zeiten mit 0 kW Leistungsabgabe werden dabei mitgezählt. Die zusätzlich installierte Leistung bildet sich aus der Differenz Spitzenleistung und Nominalleistung.

Ergänzung zur Begründung von Abschnitt 1:

Der Bezug auf 8.000 Volllaststunden spiegelt die Verfügbarkeit größerer moderner Biogasanlagen wider. Wird ein kleinerer Wert gewählt, verringert sich die „zusätzlich installierte Leistung“, die finanzielle Förderung und damit die Anreizwirkung zur bedarfsorientierten Verstromung. Allein die Reduktion der Jahresvolllaststunden, um die Erlöse aus der Technologiekomponente zu maximieren, wird jedoch nicht angereizt, da hierdurch gleichzeitig die Erlöse aus der EEG-Vergütung sinken, die die Beträge der Technologiekomponente um ein vielfaches übersteigen.

5. Berechnung der zusätzlichen Investitions- und Betriebskosten sowie der Technologiekomponenten

Im Folgenden werden die Annahmen (ISET) zur Berechnung der zusätzlichen Investitions- und Betriebskosten von Anlagen mit Anspruch auf den Kombikraftwerksbonus dargestellt. Eine Übersicht der sich daraus ergebenden jährlichen Kosten ist im Anhang enthalten.

5.1 Annahmen zu den Investition- und Betriebskosten der Biomasse-, Deponiegas- und Klärgasanlagen

Der Bezug des Kombikraftwerksbonus durch Biomasse-, Deponiegas- und Klärgasanlagen setzt die technische Fähigkeit zur getakteten Verstromung des Brennstoffs voraus. Dabei soll die gesamte erzeugte Energie nicht reduziert werden.¹⁷ Um die gleiche Energiemenge bei getakteter Betriebsweise einzuspeisen muss in zusätzliche Anlagen zur Verstromung und ggf. in Einrichtungen zur Speicherung der Energie (Brennstoff oder Wärme) investiert werden. Die Festlegung auf täglich acht HRL- und acht NRL-Stunden reizt prinzipiell die Verdoppelung der elektrischen Leistung und die Auslegung des Speicherhorizonts auf acht Stunden an. Die notwendigen Investitionen der Biomasse-, Deponiegas- und Klärgasanlagen unterscheiden sich entsprechend dem Aggregatzustand des Energieträgers.

- a) Bei gasförmigen Energieträgern (Biogas, Deponiegas und Klärgas) unterscheiden sich weiterhin die notwendigen Investitionen nach Anlagen mit Vor-Ort-Verstromung (Gas-BHKW und Gasspeicher), Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen mit Vor-Ort-Verstromung (Gas-BHKW, Gasspeicher und Wärmespeicher) und Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen mit Fernverstromung (Gas- BHKW und Wärmespeicher).
- b) Bei flüssigen Energieträgern (Pflanzenöl) sind zunächst zusätzliche Pflanzenöl-BHKW notwendig, Ölspeicher sind bereits vorhanden. Durch die getaktete Entnahme von Pflanzenöl im Vergleich zur kontinuierlichen Entnahme sind auch keine weiteren Ölspeicher notwendig. Bei Pflanzenölanlagen werden weiterhin nur Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen betrachtet, wodurch zusätzlich ein Wärmespeicher notwendig ist.
- c) Bei festen Energieträgern (feste Biomasse) gibt es noch keine technischen Konzepte im Sinne des K-Bonus. Die Anlagen sind nur begrenzt regelbar, da die Festbrennstoff-Feuerung vergleichsweise träge ist. Weiterhin würde ein getakteter Betrieb zu einer erhöhten thermischen Belastung der Anlagen (Regelung der Brennstoffzufuhr) und zu erhöhten Betriebszeiten bei ineffizienter Teillast führen. Aus diesen Gründen kann hier keine Abschätzung der Investitionskosten erfolgen und das Potenzial von Holz-Heizkraftwerken des Weiteren nicht berücksichtigt werden.

5.1.1 Zusätzliche Investitionskosten der Biomasse-, Deponiegas und Klärgasanlagen

BHKW:

Als Konversionsaggregate für Biogas, Deponiegas und Klärgas (des Weiteren kurz: Biogas) wird von Gas-Otto-Motoren ausgegangen. Zur Berechnung der BHKW-Investitionskosten wird die Kostenfunktion nach ASUE [04] von 2005 verwendet. Diese werden nach Angaben

¹⁷ Da die EEG-Vergütung höher ist als der gesamte Kombikraftwerksbonus wird eine Reduzierung der Erzeugung nicht angereizt.

der ASUE um einen Faktor von 1,15 aktualisiert¹⁸. Dabei wird zwischen Biogas-BHKW (Vor-Ort-Verstromung von Biogas) und Erdgas-BHKW (Fernverstromung von Biogas) unterschieden. Als Standzeit der BHKW mit Vor-Ort-Verstromung werden 45.000 VLS bis zur Generalüberholung angenommen. Durch den Taktbetrieb verringert sich die Standzeit um 750 h/a. Bei Fernverstromung werden 50.000 VLS bis zur Generalüberholung abgenommen. Die Wartungsverträge von Biomethan-BHKW sind bereits auf einen wärmegeführten Taktbetrieb ausgelegt, so dass davon auszugehen ist, dass sich durch einen netzgeführten Taktbetrieb die Standzeiten nicht weiter verkürzen. Für Pflanzenöl-BHKW werden die Kosten für Diesel-Motoren nach ASUE [04] verwendet und die Annahmen zu den Standzeiten für Biomethan-BHKW übernommen.

Begründung zu BHKW:

Es wird von einem getakteten Betrieb der BHKW [01] bei gleich bleibender el. Jahreseinspeisung ausgegangen. Wirkungsgradverluste durch das Takten werden vernachlässigt.

Als Konversionsaggregate für Biogas werden Gas-Otto-Motoren, Zündstrahl-Motoren und Mikrogasturbinen eingesetzt. Da Gas-Otto-Motoren den größten Teil der installierten Anlagenleistung ausmachen [05], wird für die Berechnungen von diesem BHKW-Typ ausgegangen.

Die Angaben zu Standzeiten von BHKW variieren bei den einzelnen Herstellern. Zudem ist die Lebensdauer stark von der Gasqualität abhängig¹⁹. Als mittlerer Wert werden 45.000 Betriebsstunden (Bh) angenommen, bis eine Generalüberholung des Motors notwendig ist.²⁰ Zur Lebensdauer von BHKW bei Taktbetrieb sind keine verlässlichen Angaben zu finden [01]. Einerseits führt die wechselnde thermische Belastung zu einer Verringerung der Betriebsstunden. Andererseits können die BHKW durch die geringere Betriebsdauer pro Tag über mehr Jahre betrieben werden und diese Belastungen sind bereits in den Garantieleistungen der Hersteller in der Angabe der Standzeiten berücksichtigt. Für die Teilnahme am K-Bonus wird von ca. drei Startvorgängen pro Tag ausgegangen. In der Praxis wird näherungsweise von 1h-Lebensdauerverlust pro Start ausgegangen. Bei BHKW mit Vor-Ort-Verstromung wird von 250 bereits berücksichtigten Starts pro Jahr ausgegangen. Bei Biomethan-BHKW werden dagegen 1000 garantierte Starts pro Jahr angenommen. Betriebsstunden werden in einer Näherung als Volllaststunden (VLS) angenommen. Prinzipiell ist nach geleisteten Betriebsstunden eine Generalüberholung des Motors möglich. Bislang wurden im Biogasbereich die BHKW meist ausgetauscht [08]. Zukünftig kann jedoch davon ausgegangen werden dass eine Generalüberholung zum Standard wird. In der Investitionsrechnung wird eine Lebensdauer bis zur Generalüberholung angenommen. Dadurch verbleibt ein Restwert.

Gasspeicher:

Für die Berechnungen wurde anlagenunabhängig von einer Investition in einen externen 3/4-Kugel-Doppelmembran-Speicher ausgegangen. Dazu wurden von der Firma SATTLER Richtpreise²¹ von 35.000 – 120.000 € angegeben (für 480 – 5.360 Nm³ Speichergröße) [09]. Zusätzlich wurden leistungsabhängig für die Peripheriegeräte und die Installation²² Kosten von 15.000 bis 25.000 € veranschlagt. Aus der Summe wurde eine Kostenfunktion mit der Methode „Summe der kleinsten Quadrate“ gebildet. Gasspeicher sind insbesondere bei neuen Anlagen schon vorhanden, sodass das zusätzlich benötigte Volumen des Gasspeichers mit der

¹⁸ Von Seiten der ASUE ist eine Neuauflage in diesem Jahr zu erwarten. Die Preissteigerungen von 15% stellt ASUE als eine Abschätzung zur Korrektur der Kostenfunktion dar.

¹⁹ Biogas aus Gülle-Anlagen besitzt einen höheren Schwefelanteil als bei NaWaRo-Anlagen. Ein weiterer Unsicherheitsfaktor besteht in der verpflichtenden Gasaufbreitung durch z.B. Aktivkohle bei BGA die nach BImSchG genehmigt sind, im Rahmen der Einführung des Formaldehydbonus im EEG 2009.

²⁰ Für Gasmotoren werden in der Literatur Lebensdauern von 30.000 bis 60.000 Betriebsstunden angegeben [04, 06].

²¹ Richtmeister-Montage, nicht enthalten sind Kosten für Mannschaft und Kran

²² Kosten für Fundament, Gasleitung, Kondensatabscheider, Kran, Mannschaft

vollständigen Speicherung der Gasproduktion über einen Zeitraum von 6 Stunden²³ bei einer durchschnittlichen Gasbildungsrate von $0,53 \text{ Nm}^3/\text{kWh}_{\text{el}}$ ²⁴ für NaWaRo-BGA bemessen wird. Für Biomethan-BHKW am öffentlichen Gasnetz entfallen die Kosten für einen Gasspeicher, bedingt durch den mit der Änderung der Gasnetzzugangsverordnung (GasNZV) [02] vorgegebenen Flexibilitätsrahmen für die Ein- und Ausspeisung für Biogas. Für Biomethan-BHKW am öffentlichen Gasnetz fallen höhere Kosten durch einen höheren Leistungspreis bei der Gasausspeisung von ca. $33,5 \text{ €/kW/a}$ an. Zusätzlich wird ein Baukostenzuschuss zur Erweiterung einer Anschlussleitung von 7.500 € angenommen.

Begründung zu Gasspeicher:

Zu den am meisten verbreiteten Bauformen für Gasspeicher gehören Doppelmembran-Speicher (Niederdruck) und drucklose Folienkissenspeicher. Doppelmembran-Speicher können zum einen auf bestehenden Gärreste-Lagern installiert werden, zum anderen unabhängig von den Anlagenbedingungen extern errichtet werden. Folienkissenspeicher bieten sich an, wenn auf dem landwirtschaftlichen Betrieb freie Gebäude vorhanden sind [08].

Einige BGA verfügen bereits über einen kleinen Gasspeicher als Puffer für den Fall, dass Unregelmäßigkeiten im Betrieb auftreten (Schwankungen der Gasproduktion, Ausfall des BHKW). Die durchschnittliche Speicherkapazität vorhandener Gasspeicher ist die vollständige Speicherung der Gasproduktion über 4 Stunden [03].

Die Störfallverordnung wurde in der Kostenberechnung nicht berücksichtigt [10]. In der Störfallverordnung wird eine Mengengrenzung von 10.000 kg (Grundpflichten) und 50.000 kg (erweiterte Pflichten) für hochentzündliche Stoffe festgelegt. Zusätzliche Kosten für Sicherheitstechnik entstehen somit nur für große Biogasanlagen (ca. $> 1 \text{ MW}_{\text{el}}$) [11].

Im Zusammenhang mit dem Gasnetzanschluss bei der Biomethan-Ausspeisung fallen durch das zusätzliche BHKW weitere Kosten durch die Verlegung eines neuen Anschluss oder durch Ausbaumaßnahmen an. Letztere hat der Anschlussnehmer zu 50% im Rahmen eines Baukostenzuschusses zu tragen. Diese Kosten werden pauschal mit 7.500 € angenommen. Im Rahmen der Gasnetzentgelte fallen höhere Kosten im Teilkostenbereich des Leistungspreises an. Diese können von Region zu Region stark variieren und werden pauschal mit $33,5 \text{ €/kW/a}$ angenommen.

Wärmespeicher:

Zur Berechnung der Investitionskosten wird die Kostenfunktion nach IUTA [12] verwendet²⁵. Nach Angaben aus dem Bereich der Solarthermie ist dabei anteilig von zusätzlich 20% der Investitionskosten für die Installation und Peripheriegeräte²⁶ auszugehen. Das benötigte Volumen ergibt sich aus der thermischen Leistung des BHKW (entspricht näherungsweise der el. Leistung), dem Temperaturunterschied des Speichers (50 K [13]) und der Fahrweise der Anlage.

Begründung zu Wärmespeicher:

Ein Teil der BGA mit Vor-Ort-Verstromung arbeitet im KWK-Betrieb [05]. Um trotz variabler Fahrweise eine gleich bleibende Wärmeversorgung der Kunden zu gewährleisten, muss die Wärme zwischengespeichert werden. Für Anlagen mit Fernverstromung ist aus wirtschaftlichen Gesichtspunkten immer von einem vorhandenen Wärmenutzungskonzept auszugehen

²³ Es werden 8 Stunden Gasspeicherzeit benötigt, 2 Stunden werden als bereits vorhanden und frei verfügbar angenommen, 6 h müssen zusätzlich geschaffen werden.

²⁴ Eigene Berechnungen nach [06]: el. Wirkungsgrad: 38% , Methangehalt Biogas: 50% , Heizwert Methan: 10 kWh/Nm^3

²⁵ Die Formel ist gültig für Wärmespeicher bis 20 m^3 Speichervolumen. Die Formel wird näherungsweise auch auf größere Speicher übertragen, da es sich auch weiterhin um Kurzzeitspeicher handelt und aufgrund der Sonderanfertigungen und Transportkosten nicht mit weiteren Kostendegressionen zu rechnen ist.

²⁶ Fundament, Wärmetauscher, Leitungen, Regelungstechnik

[07]; dies ist im EEG auch derart vorgesehen. Deshalb ist bei diesem Nutzungspfad immer von einer zusätzlichen Investition in einen Wärmespeicher auszugehen.

Durch die teilweise hohen thermischen Leistungen der BHKW ergeben sich notwendige Speichervolumen die deutlich über den Standardausführungen für Warmwasserspeicher liegen. Die Wärmeverluste bei der Speicherung bis zu einem Tag sind vernachlässigbar [13].

Verstärkung der Netzanschlussleistung:

Vereinfacht wird angenommen, dass ein zusätzlicher Transformator mit einer Leistung in Höhe der zusätzlichen elektrischen Leistung der BGA installiert werden muss. Nach leistungsabhängigen Richtpreisen der Herstellers Pfeiffer [14] wurde eine lineare Kostenfunktion ermittelt. Die Kosten für die Installation und die Peripheriegeräte wurden zusätzlich 20% der Investition für den Transformator veranschlagt.

Begründung zu Verstärkung der Netzanschlussleistung:

Der Großteil der Biogasanlagen ist am Mittelspannungsnetz angeschlossen. Eine Erhöhung der el. Kapazität einer Anlage muss mit der Übertragungskapazität des Netzanschlusses abgestimmt werden. Die dadurch notwendigen zusätzlichen Investitionskosten hängen jedoch stark von den jeweiligen lokalen Bedingungen ab. Der Verknüpfungspunkt kann dabei direkt oder an einer Ortstation sein. Je nach Lage fallen dabei unterschiedliche Kosten für Leitungsbau oder Erhöhung der Kapazität des Transformators an.

Steuerung:

Zusätzlich zu den genannten Investitionen fallen Kosten für die Installation einer Anlagensteuerung an. Dafür werden 3% der Investitionskosten für das BHKW veranschlagt [15].

Begründung zu Steuerung:

Mit der übergeordneten Steuerung ist die Steuerung des gesamten Kombikraftwerkes verbunden. Für eine BGA schließen diese Kosten die Steuerungseinheiten für BHKW, messtechnische Erfassung der Daten für Gasspeicher und Wärmespeicher, einen leistungsgenauen Stromzähler und Schutztechnik mit ein.

5.1.2 Zusätzliche Betriebskosten der Biomasse-, Deponiegas und Klärgasanlagen

Gemeinkosten, zusätzliche Arbeitszeit:

Die im Rahmen der Organisation und Abrechnung des Gesamt-Kombikraftwerks anfallenden Gemeinkosten werden mit 1% der Gesamtinvestitionskosten veranschlagt. Des Weiteren fällt durch die Betreuung zusätzlicher BHKW und Speicher und durch den Taktbetrieb zusätzliche technische Arbeitszeit von Ort an, welche mit 1h pro Tag und 20 €/h brutto veranschlagt wird.

Wartung und Reparatur:

Für die Wartungs- und Reparaturkosten aller zusätzlichen Bauteile, ohne BHKW, werden jährlich 1,5% der Gesamtinvestitionskosten angerechnet [06]. Die Kosten für zusätzliche jährliche Wartung der BHKW werden an den Betriebsstunden bemessen. Diese bleiben zwar bei einem Betrieb im Rahmen des K-Bonus gleich. Dennoch ist aufgrund des Vorhandenseins von zwei BHKW und aufgrund des Taktbetriebs von einem höheren Wartungsaufwand auszugehen. Dazu wird ein Faktor von 1/4 auf die Kostenfunktion nach ASUE [04] getrennt nach Biogas-/Pflanzenöl-BHKW und Biomethan-BHKW und für die gesamte el. Jahreseinspeisung angerechnet.

Begründung zu Wartung und Reparatur:

Die Kosten für zusätzliche Wartung der BHKW bei Taktbetrieb sind schwer zu beurteilen. Die Kosten nach ASUE [04] beziehen sich auf die el. Jahreseinspeisung, welche jedoch bei variabler Einspeisung gleich bleibt. Andererseits ist durch eine höhere Zahl von Startvorgängen bei variabler Fahrweise auch von einem höheren Wartungsaufwand auszugehen. Als Faktor wird das Verhältnis der Lebensdauer des BHKW bei variabler Fahrweise im Vergleich zum Dauerbetrieb angenommen.

Versicherung:

Für die Versicherung der Bauteile werden jährlich 0,5% der Gesamtinvestition angerechnet [06].

Weitere Betriebskosten:

Durch das zusätzliche BHKW fallen jährlich 720 € für Laborkosten an (Analyse des Motoröls auf Schwefelgehalt) [06]. Diese Analyse entfällt jedoch bei BGA mit Fernverstromung aufgrund der höheren Brennstoffqualität.

5.2 Annahmen zu Investitions- und Betriebskosten der Stromspeicher

Pumpspeicherwerke:

Für Pumpspeicherwerke werden die Kosten von sehr großen, modernen Pumpspeicherwerken angesetzt. Es wird von 600 €/kW Investitionskosten und 3,5 % der Investitionskosten als Betriebskosten für die weiteren Berechnungen verwendet.

Blei-Säure-Batterien:

Für Blei-Säure-Akkumulatoren werden als Investitionskosten vorerst 1000 €/kW (acht Stunden Speicherhorizont mit 80 % Entladetiefe) [22, 23] angesetzt. Sonstige Kosten (Betriebskosten) werden mit 8 % der Investitionskosten angesetzt [23].

Wasserstoffspeichersysteme:

Für Wasserstoffspeichersysteme (PEM-Elektrolyseur, Wasserstoffspeicher: 30 bar, Wasserstoffmotor) werden 2950 €/kW Investitionskosten (acht Stunden Speicherhorizont) und 3,4 % der Investitionskosten als Betriebskosten angesetzt [22].

Redox-Flow-Batterien:

Für Redox-Flow-Batterien (Vanadium/Vanadium) werden 1926 €/kW Investitionskosten (acht Stunden Speicherhorizont mit 100 % Entladetiefe) und 3,2 % der Investitionskosten als Betriebskosten angesetzt [22].

Adiabate Druckluftspeicherkraftwerke:

Für adiabate Druckluftspeicherkraftwerke werden 3191 €/kW Investitionskosten (acht Stunden Speicherhorizont) und 4,7 % der Investitionskosten als Betriebskosten angesetzt [22]. Die zugrunde liegende Kostenstruktur betrachtet dezentrale Speichersysteme (2 MW Leistung und 10 MWh speicherbare Energie) [22] und nicht große Kavernenspeicher.

Lithium-Ionen-Batterien:

Für Lithium-Ionen-Batterien werden als Investitionskosten 3000 €/kW (acht Stunden Speicherhorizont mit 80 % Entladetiefe) angesetzt [23]. Sonstige Kosten (Betriebskosten) werden mit 8 % der Investitionskosten angesetzt [23].

Natrium-Schwefel-Batterien:

Für Natrium-Schwefel-Batterien wird als Investitionskosten vorerst 4000 €/kW (acht Stunden Speicherhorizont mit 100 % Entladetiefe) angesetzt [22, 23]. Sonstige Kosten (Betriebskosten) werden mit 8 % der Investitionskosten angesetzt [23].

5.3 Berechnung der jährlichen Kosten

Die Berechnung der Kapitalkosten erfolgt nach der Annuitätenmethode. Es wird von einem nominalen Zinssatz (i) von 6% bei nachschüssigen Zahlungen ausgegangen. Die Abschreibung erfolgt dabei über die Lebensdauer der Anlage. Eine Übersicht zu den angenommenen Lebensdauern der verschiedenen Technologien ist im Anhang enthalten. Die jährlichen Kosten sind die Kapitalkosten der zusätzlichen Investitionen und die Betriebskosten.

Im Fall von Biogas-BHKW muss dabei zwischen den Lebensdauern der Bauteile unterschieden werden. Dabei wird näherungsweise von einer einheitlichen Lebensdauer aller Bauteile (außer BHKW) von 10 Jahren (n) ausgegangen. Laut DLG [16] wird für einen Foliengasspeicher eine Nutzungsdauer von 10 Jahren angerechnet. Bei elektrischen Bauteilen und Steuerungstechnik ist ebenfalls eine Lebensdauer von 10 Jahren anzunehmen [15]. Die Lebensdauer des zusätzlichen BHKW ist von der Betriebsweise abhängig. Die durch den Kombikraftwerksbonus angeregte tägliche Betriebszeit von 8 Stunden erhöht die Lebensdauer von Biogas-BHKW bei Vor-Ort-Verstromung auf 13 Jahre und von Biogas-BHKW bei Fernverstromung und Pflanzenöl-BHKW auf 20 Jahre. Die anteilige Verlängerung der Lebensdauer des Bestands-BHKW (täglich 16 Betriebsstunden), welches durch die EEG-Einspeisevergütung refinanziert wird, wurde für die Investitionsrechnung nicht weiter berücksichtigt.

5.4 Einnahmen aus der Bedarfskomponente

Die jährlichen Kosten der zusätzlichen Technologien werden teilweise durch die Einnahmen aus der Bedarfskomponente gedeckt. Die jährlichen Einnahmen aus der Bedarfskomponente berechnen sich nach der Formel (1) bzw. (2) für den Erlös aus der Bedarfskomponente. Die jährlich eingespeisten bzw. entnommenen Energiemengen werden aus der Leistung der jeweiligen Anlage und der Anzahl der nutzbaren HRL- bzw. NRL-Stunden des Jahres berechnet. Die nutzbaren HRL- und NRL-Stunden ergeben sich aus der Gesamtzahl der HRL- und NRL-Stunden eines Jahres (je 2920 h), multipliziert mit der Verfügbarkeit der Anlage²⁷ und dem Faktor 0,92 für Stromspeicher bzw. 0,97 für Biogas-, Klärgas- und Deponiegas bei Vor-Ort-Verstromung. Der Faktor 0,97 zeigt an wie viele HRL- und NRL-Stunden durch den auf acht Volllaststunden begrenzten Speicher genutzt werden können (Simulationsergebnisse für das Jahr 2007). Neben dieser Restriktion ist in dem Faktor 0,92 für Stromspeicher auch die begrenzte stundenweise gleichzeitige Einspeisung aus dem regenerativen Kombikraftwerk während der Einspeicherung enthalten. Die stundenweise gleichzeitige Einspeisung wurde mit 0,95 angesetzt, was mit der Forderung übereinstimmt, zu mindestens 95 % Strom aus dem regenerativen Kombikraftwerk zu verlagern. In wieweit der gesamte Faktor 0,92 erreicht werden kann, hängt von der Zusammensetzung des Kombikraftwerks ab. Für ausgewählte Beispiele wurde in Simulationen nachgewiesen, dass dieser Faktor erreicht und auch übertroffen werden kann (vgl. Kapitel 6.2).

²⁷ Stromspeicher 85 %, Biogas-, Deponiegas- und Klärgasanlagen 8000 Volllaststunden, wärmegeführte KWK-Anlagen 6000 Volllaststunden

Eine Übersicht zu den Einnahmen aus der Bedarfskomponente der betrachteten Technologien ist im Anhang enthalten.

5.5 Berechnung der Technologiekomponente

Zur Berechnung der Technologiekomponente werden die restlichen jährlichen Kosten (die durch eine Technologiekomponente gedeckt werden müssen) aus der Differenz der jährlichen Kosten und der jährlichen Einnahmen aus der Bedarfskomponente ermittelt. Aus den restlichen jährlichen Kosten (Annuität über die Lebensdauer) wird der Barwert gebildet [17]. Der Barwert wird wiederum in eine Annuität über 10 Jahre umgerechnet.²⁸ Diese Annuität entspricht der jährlichen Zahlung, die eine Technologie erhalten müsste, um sich vollständig zu finanzieren. Eine Übersicht über die Höhe dieser erforderlichen Zahlungen ist im Anhang enthalten.

Die vorgeschlagenen Technologiekomponenten (Kapitel 2.3 Punkt 2) entsprechen dem abgerundeten Wert der berechneten Annuitäten. Bei Stromspeichertechnologien wird ein gezielt reduzierter Wert vorgeschlagen um im ersten Schritt Erfahrungen zum Betrieb und den Kosten anhand von Pilotprojekten zu sammeln und ggf. anschließend in eine flächendeckende Förderung überzugehen.

²⁸ Für Biomasseanlagen muss dabei berücksichtigt werden, dass sich durch die höhere Lebensdauer des BHKW von mehr als 10 Jahre ein Restwert ergibt, der nicht über die Technologiekomponente abgegolten wird.

6. Beispiele

6.1 Beispiele für Einspeiseprofile von regenerativen Kombikraftwerken

Wind + Stromspeicher

In Abbildung 3 ist die Einteilung der HRL-Zeiten (rote Flächen) und NRL-Zeiten (gelbe Flächen) sowie die Einspeisung eines regenerativen Kombikraftwerks dargestellt. Dieses regenerative Kombikraftwerk besteht aus einem Windpark mit 10,8 MW Nennleistung und einem Stromspeicher mit 1 MW Ladeleistung und 700 kW Rückspeiseleistung (Wirkungsgrad 0,7). Die Stromerzeugung des Windparks ist als blaue Linie dargestellt. Durch den Betrieb des Speichers (Einspeicherung zu NRL-Zeiten, Rückverstromung zu HRL-Zeiten) wird die Einspeisung des Kombikraftwerks (unterbrochene schwarze Linie) von NRL-Zeiten zu HRL-Zeiten verlagert.

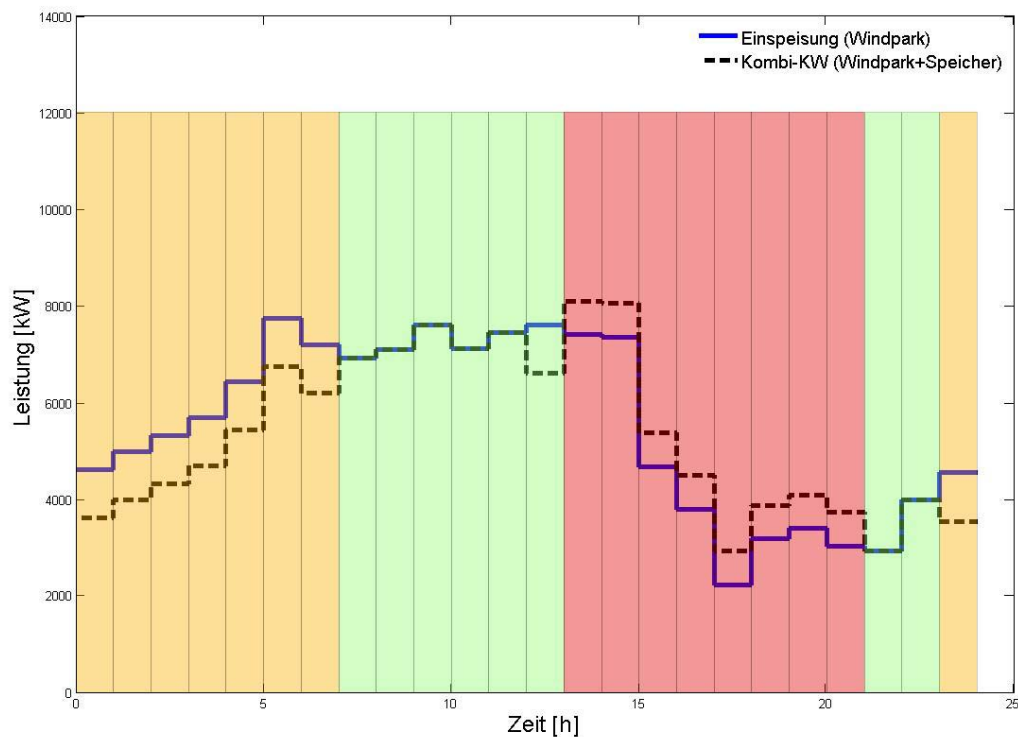


Abbildung 3: HRL- (rote Flächen), NRL- (gelbe Flächen) und übrige Zeiten (türkisfarbene Flächen); Erzeugung des Windparks (durchgezogene blaue Linie) und Einspeisung des Kombikraftwerks (Windpark + Stromspeicher; unterbrochene schwarze Linie)

Biogasanlage + Gasspeicher

In Abbildung 4 ist die Einteilung der HRL- und NRL-Zeiten sowie die Einspeisung eines Kombikraftwerks bestehend aus einer Biogasanlage und einem Gasspeicher dargestellt. Die Leistung der Biogasanlage bei kontinuierlicher Verstromung der Gasproduktion beträgt 500 kW_{el}. Die elektrische Nennleistung der Biogasanlage beträgt 1000 kW_{el}. Zu NRL-Zeiten speist die Biogasanlage (unterbrochene schwarze Linie) keinen Strom ein und der Biogasspeicher wird durch die kontinuierliche Gasproduktion gefüllt. Zu HRL-Zeiten wird die Einspeiseleistung auf die Nennleistung erhöht und es wird das Biogas sowohl aus der kontinuierlichen Produktion als auch aus dem Biogasspeicher verstromt. Insgesamt wird somit die Ein-

speisung von NRL-Zeiten in HRL-Zeiten verlagert. In den übrigen Stunden wird nur das Biogas aus der kontinuierlichen Produktion verstromt.

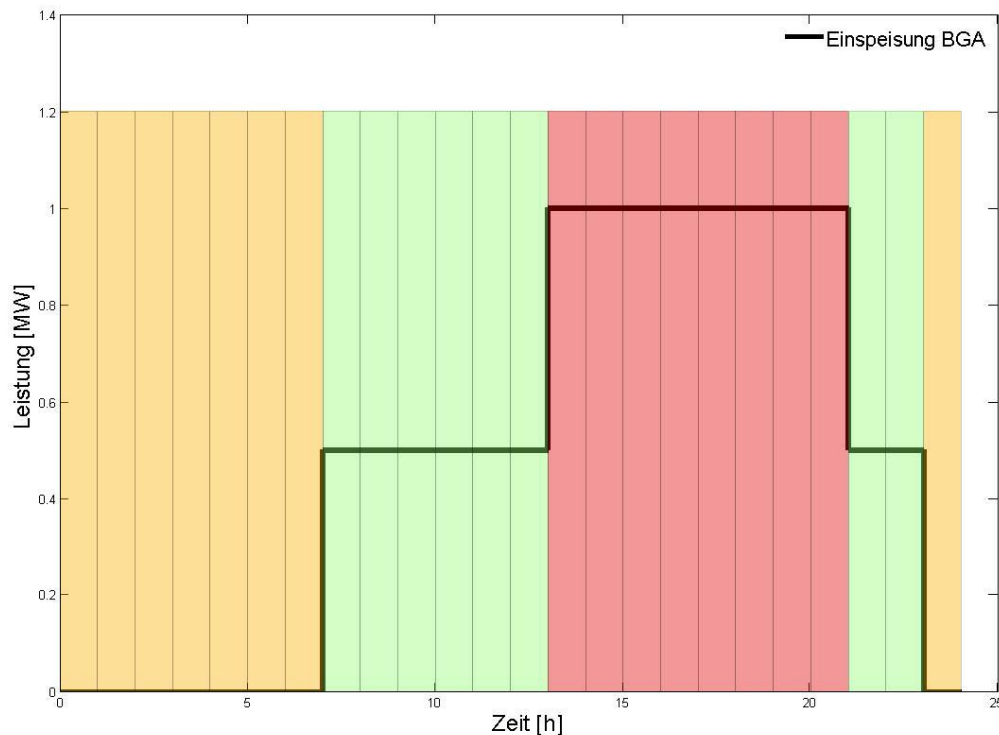


Abbildung 4: HRL- (rote Flächen), NRL- (gelbe Flächen) und übrige Zeiten (türkisfarbene Flächen); Einspeisung des Kombikraftwerks (Biogasanlage + Gasspeicher; schwarze Linie)

6.2 Beispiele für die Einnahmen aus dem K-Bonus

Beispiel 1: Windpark + Speicher

Die Einnahmen aus der Technologiekomponente bemessen sich an der Spitzenleistung (vgl Kapitel 4.5 Abschnitt 1) der Speichertechnologie bei der Einspeisung in das Stromnetz.

Die Einnahmen aus der Bedarfskomponente sind abhängig von der jährlichen Ausnutzung des Stromspeichers. Drei Restriktionen wirken begrenzend auf die maximal mögliche Ausnutzung des Stromspeichers bzw. auf die maximal mögliche Ausnutzung der HRL- und NRL-Zeiten, erstens die Verfügbarkeit des Stromspeichers, zweitens die Größe des Speichers (speicherbare Energie) und drittens die Verfügbarkeit von Energie, die gleichzeitig während des Ladevorgangs (Stromentnahme) im Kombikraftwerk erzeugt wird.

Die Ausnutzung kann durch das Poolen mehrerer Windparks zu einem regenerativen Kombikraftwerk erhöht werden, da räumliche Ausgleichseffekte genutzt werden können. Ebenso kann die Ausnutzung durch das Poolen von kontinuierlich einspeisenden Stromerzeugern erhöht werden (Beispiel 2).

Der Einfluss der begrenzten Speichergröße (8 Volllaststunden der Einspeicherleistung) und die Verfügbarkeit der Energie wurden anhand ausgewählter Windparks mit den Zeitreihen der Einspeisung aus dem Jahr 2007 simuliert. Die Ergebnisse der Simulation sind in Abhängigkeit von der Entnahmelistung in Tabelle 1 dargestellt. Die Ausnutzung der HRL- und NRL-Zeiten in Prozent gibt das Verhältnis zur optimalen Ausnutzung bei einer angenommenen Verfügbarkeit von 100 % des Stromspeichers wider.

Tabelle 1: Simulationsergebnisse für die Ausnutzung der HRL- und NRL-Zeiten

Nennleistung des Windparks [MW] (Regelzone)	Volllaststunden	$P_{ent} = 100 \text{ kW}$	$P_{ent} = 500 \text{ kW}$	$P_{ent} = 1100 \text{ kW}$
		Ausnutzung [%]	Ausnutzung [%]	Ausnutzung [%]
ca. 100 (RWE)	ca. 1700	94	93	92
ca. 95 (EON)	ca. 1700	95	92	91
ca. 30 (VET)	ca. 1700	94	91	88
ca. 60 (VET)	ca. 2000	93	92	91
ca. 20 (VET)	ca. 1600	83	81	78
ca. 20 + ca. 30 (VET)	ca. 1700	96	94	92

Anhand dieser Beispiele zur Ausnutzung der HRL- und NRL-Zeiten werden die Einnahmen aus der Bedarfskomponente (ohne EEG-Vergütung für elektrische Energieverluste) und aus der Technologiekomponente für Redox-Flow-Batterien in Tabelle 2 dargestellt. Der Wirkungsgrad der Redox-Flow-Batterie wird mit 70 % und die Verfügbarkeit mit 85 % angenommen. Die Einspeiseleistung bei der Rückverstromung der Redox-Flow-Batterie ergibt sich durch den Wirkungsgrad (bei gleich langen Lade- und Entladevorgängen) zu $P_{ein} = 70 \text{ kW}$, $P_{ein} = 350 \text{ kW}$ und $P_{ein} = 770 \text{ kW}$.

Tabelle 2: Einnahmen aus dem K-Bonus für ausgewählte Windpark/Redox-Flow-Batterie-Kombinationen

	$P_{ein} = 70 \text{ kW}$	$P_{ein} = 350 \text{ kW}$	$P_{ein} = 770 \text{ kW}$
	Technologiekomponente [€/a]	Technologiekomponente [€/a]	Technologiekomponente [€/a]
	11.200	56.000	123.200
Nennleistung des Windparks [MW]	Bedarfskomponente [€/a]	Bedarfskomponente [€/a]	Bedarfskomponente [€/a]
ca. 100 (RWE)	7.932	39.240	85.401
ca. 95 (EON)	8.017	38.818	84.472
ca. 30 (VET)	7.932	38.397	81.688
ca. 60 (VET)	7.848	38.818	84.472
ca. 20 (VET)	7.004	34.177	72.405
ca. 20 + ca. 30 (VET)	8.101	39.662	85.401

Beispiel 2: Windpark + kontinuierliche EEG-Stromerzeuger + Speicher

Die Ausnutzung der HRL- und NRL-Zeiten kann durch das Poolen von EEG-Stromerzeuger mit einer kontinuierlichen Einspeisung erhöht werden (Beispiel: Wind + Biomasse + Stromspeicher: Abbildung 5). Planbare Wartungs- und Reparaturarbeiten können dabei je nach Dauer gezielt in HRL-Zeiten bzw. auf Tage mit einer hohen Einspeisung der Windenergieanlagen gelegt werden. Durch das Poolen beliebig vieler EEG-Stromerzeuger mit kontinuierlicher Einspeisung kann somit eine jederzeitige Verfügbarkeit von Energie aus dem regenerativen Kombikraftwerk während der Ladevorgänge des Speichers erreicht werden. Damit wirkt nur noch die Größe (speicherbare Energie) und die Verfügbarkeit²⁹ des Stromspeichers begrenzend auf die Ausnutzung der HRL- und NRL-Zeiten. Simulationen mit der HRL- und NRL-Verteilung für das Jahr 2007 ergaben eine Ausnutzung von 97 % für Stromspeicher mit einer speicherbaren Energie von 8 Volllaststunden des Ladevorgangs. Die Einnahmen aus

²⁹ Ebenso können geplante Reparaturarbeiten (von kurzer Dauer) auf die Stunden gelegt werden, die keine HRL- oder NRL-Zeiten sind, wodurch nochmals die Ausnutzung der HRL- und NRL-Stunden erhöht werden kann.

dem K-Bonus für die unter Beispiel 1 aufgeführten Redox-Flow-Batterien sind in Tabelle 3 dargestellt.

Tabelle 3: Einnahmen aus dem K-Bonus für Redox-Flow-Batterien in regenerativen Kombikraftwerken mit kontinuierlichen EEG-Stromerzeugern

$P_{\text{ein}} = 70 \text{ kW}$	$P_{\text{ein}} = 350 \text{ kW}$	$P_{\text{ein}} = 770 \text{ kW}$
Technologiekomponente [€/a]	Technologiekomponente [€/a]	Technologiekomponente [€/a]
11.200	56.000	123.200
Bedarfskomponente [€/a]	Bedarfskomponente [€/a]	Bedarfskomponente [€/a]
8.186	40.928	90.042

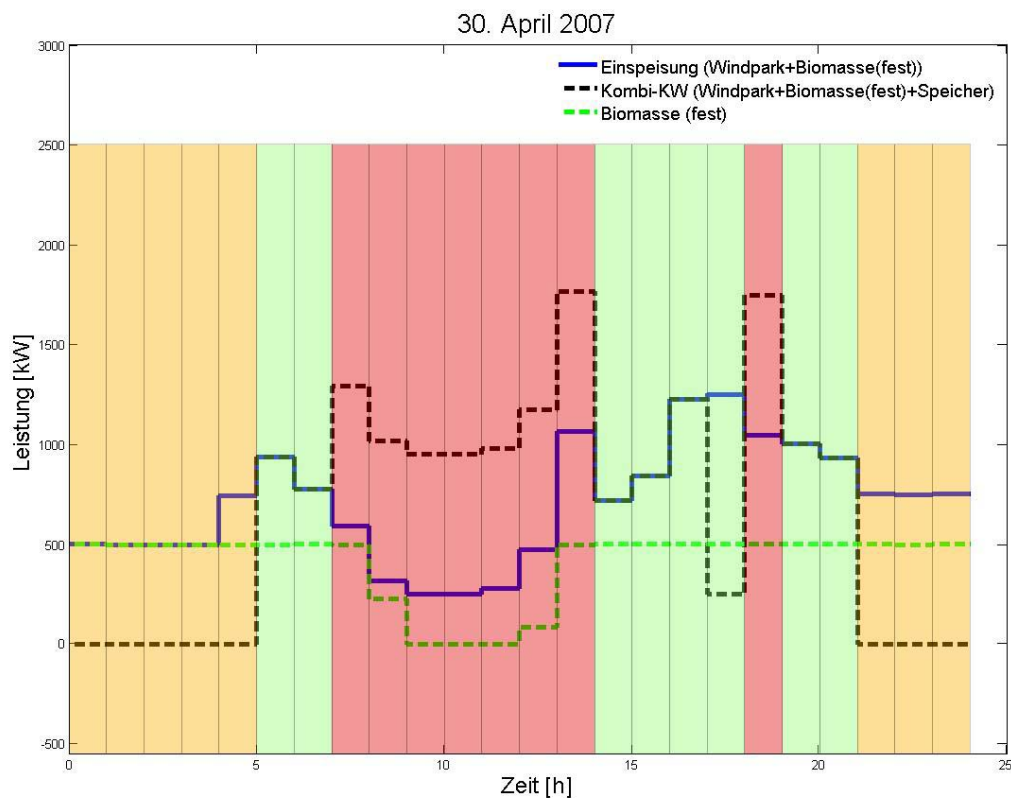


Abbildung 5: Einspeisung des Kombikraftwerks (Windpark + Biomasseanlage + Stromspeicher); Beispiel einer Windflaute und einer Reparaturarbeit an der Biomasseanlage (von 8:30 bis 12:15 Uhr)

7. Gesamtkosten des K-Bonus

7.1 Biogas-, Klärgas-, Deponiegas- und Pflanzenölanlagen

7.1.1 Szenarien

Entwicklung der installierten Leistung von Biomasse-, Deponiegas- und Klärgasanlagen

Ausgangsbasis für die Entwicklung der installierten Leistung der verschiedenen Technologien ist das Leitszenario 2008 [21].

Biogasanlagen (BGA)

Die Entwicklung der installierten BGA-Leistung wurde aus dem Leitszenario 2008 [21] übernommen. Dabei musste aber eine weitere Differenzierung hinsichtlich Leistungsklassen und Anlagentechnik (Vor-Ort-Verstromung oder Fernverstromung) vorgenommen werden.

Für 2020 wurde angenommen, dass die installierte Leistung sich zu 50 % auf Vor-Ort-Verstromung und 50 % Fernverstromung verteilt. Für 2007 wurden die Zahlen nach [05] verwendet. Zwischen 2007 und 2020 wurden die Werte interpoliert.

Zur Berechnung der Vergütung der el. Jahreseinspeisung durch die Bedarfskomponente wurde nach Angaben des DBFZ für Vor-Ort-Verstromung eine Verfügbarkeit von 85 % [05] und für Fernverstromung eine Verfügbarkeit von 90 % [07] angenommen.

Zur Berechnung der Vergütung der Technologiekomponente musste die Anlagenverteilung der BGA nach Leistungsklassen berücksichtigt werden. Gemäß der Einteilung der EEG-Vergütung wurden 3 Leistungsklassen (≤ 150 kW, >150 bis ≤ 500 kW und >500 kW) nach [18] gebildet. Die Verteilung für 2007 (6 % der installierten Leistung ≤ 150 kW; 43 % >150 bis ≤ 500 kW; 51% >500 kW) wurde aufgrund der Wirkung der EEG-Novelle 2009, welche gezielt kleinere Anlagen fördert (Güllebonus), für die Jahre 2010, 2015 und 2020 auf 10 % der installierten Leistung ≤ 150 kW; 43 % >150 bis ≤ 500 kW; 47% >500 kW angepasst. Für die Fernverstromung wurden 2 Leistungsklassen nach [07] gebildet (≤ 150 kW, >150 bis ≤ 500 kW). Für Anlagen über 500 kW ist nach [07] eine Fremdverstromung aufgrund der geringeren EEG-Vergütung nicht wirtschaftlich. Es wurde von einer Verteilung von 20% der installierten Leistung für ≤ 150 kW und 80 % der Leistung für >150 bis ≤ 500 kW ausgegangen.

Es wurde vereinfacht ein KWK-Anteil von 50 % bei BGA mit Vor-Ort-Verstromung [05] und 100% bei Fernverstromung [04] angenommen.

Klärgas- und Deponiegasanlagen, Pflanzenöl- und andere Biomasseanlagen

Es ist davon auszugehen, dass für Klärgas- und Deponiegasanlagen die technischen Anforderungen für eine lastabhängige Erzeugung vergleichbar sind mit Biogasanlagen mit Vor-Ort-Verstromung. Pflanzenöl-BHKW sind aufgrund der einfachen Brennstoffzufuhr und dem bereits vorhandenen Brennstoffspeicher vergleichbar mit Biogasanlagen mit Fernverstromung. Jedoch entstehen höhere Kosten aufgrund der höheren BHKW-Preise [04].

Die Entwicklung der installierten BGA-Leistung wurde nach Angaben der Leitstudie 2008 übernommen. Für Deponie- und Klärgas wurde vereinfacht eine Leistungsklasse von 500 kW und keine KWK-Nutzung angenommen [19]. Für Pflanzenöl-BHKW wurde vereinfacht eine Leistungsklasse von 150 kW und eine 100 %-ige KWK-Nutzung angenommen [05].

Holzheizkraftwerke wurden aus oben genannten Gründen nicht berücksichtigt.

Tabelle 4: Entwicklung der installierten Leistung (Biomasse)

Instalierte Leistung [MW_{el}]	2010	2015	2020
Biogas-Gesamt	1.613	2.338	2.803
Vor-Ort-Verstromung ≤150kW	145	164	140
Vor-Ort-Verstromung >150 bis ≤500kW	624	704	603
Vor-Ort-Verstromung >500kW	682	769	659
Fernverstromung ≤150kW	32	140	280
Fernverstromung >150 bis ≤500kW	129	561	1.121
Deponie-, Klärgas	306	291	242
Pflanzenöl-BHKW	473	577	642
Summe	2.392	3.206	3.687

Es werden drei Szenarien für die Teilnahme von Biogas-, Klärgas-, Deponiegas- und Pflanzenölanlagen am K-Bonus betrachtet (Tabelle 5). Es wird erwartet, dass die Teilnahme am K-Bonus in den ersten Jahren zunächst zögerlich erfolgen wird, da noch keine Erfahrungswerte hinsichtlich Betriebsführung und sonstiger Aufwand vorliegen werden. Ebenso müssen sich Hersteller auf die neuen rechtlichen Rahmenbedingungen einstellen und Gesamtlösungen anbieten.

Tabelle 5: Szenario-Annahmen (Biogas-, Klärgas-, Deponiegas- und Pflanzenölanlagen)

Teilnahme von EEG-Anlagen (in % der inst. Leistung)	2010	2015	2020
Szenario 1 - geringe Teilnahme	1%	2%	3%
Szenario 2 - mittlere Teilnahme	1,5%	2,5%	15%
Szenario 3 - starke Teilnahme	2%	4%	25%

7.1.2 Kosten

Die Technologiekomponente wird für die ersten 10 Betriebsjahre ausgezahlt. Die Lebensdauer der gesamten Anlage beträgt ebenfalls 10 Jahre. Damit sind sämtliche Vergütungszahlungen im Jahr 2020 für neue Anlagen, welche im Jahr 2010 noch nicht in Betrieb sind. Die Vergütungszahlungen aus Technologiekomponente (Annahmen ISET) und Bedarfskomponente entsprechend den Teilnahmeszenarien jeweils für die Jahre 2010, 2015 und 2020 sind in Tabelle 6 enthalten.³⁰

Tabelle 6: Zusätzliche jährliche EEG-Vergütung (Biogas-, Klärgas-, Deponiegas- und Pflanzenölanlagen)

EEG-Vergütung [Tausend €/a]	2010	2015	2020
Szenario 1 - geringe Teilnahme	4.986	12.274	21.993
Szenario 2 - mittlere Teilnahme	7.479	15.342	109.966
Szenario 3 - starke Teilnahme	9.971	24.547	183.277

Zur Berechnung der zusätzlichen EEG-Differenzkosten werden von den Vergütungszahlungen die zusätzlichen Einnahmen abgezogen, die sich durch die zeitliche Verlagerung der Stromerzeugung ergeben. Unter Berücksichtigung des geplanten neuen Wälzungsmechanismus ergibt sich für 80 % der verlagerten Energiemenge ein höherer Marktwert bei der weiteren Vermarktung durch den Fremdvermarkter. Die durchschnittliche Spreizung der Markt-

³⁰ Die Berechnung erfolgt auf der Annahme, dass sich alle Anlagen in der EEG-Festvergütung befinden. Der Anteil, der sich in der Direktvermarktung befindet, konnte aufgrund fehlender Datengrundlagen nicht abgeschätzt werden.

preise beträgt 40 €/MWh³¹, was der Vergütung durch die Bedarfskomponente entspricht. Somit werden 80 % der Vergütungszahlungen der Bedarfskomponente durch die weitere Vermarktung kompensiert. Als zusätzliche EEG-Differenzkosten fallen 20 % der Vergütungszahlungen der Bedarfskomponente und die vollständigen Vergütungszahlungen der Technologiekomponente (10 Jahre pro Anlage) an. Die zusätzlichen jährlichen EEG-Differenzkosten durch die Teilnahme von Biogas-, Klärgas-, Deponiegas- und Pflanzenölanlagen am K-Bonus in den Jahren 2010, 2015 und 2020 für die drei Teilnahmeszenarien sind in Tabelle 7 enthalten.

Tabelle 7: Zusätzliche jährliche EEG-Differenzkosten (Biogas-, Klärgas-, Deponiegas- und Pflanzenölanlagen)

EEG-Differenzkosten [Mio.€/a]	2010	2015	2020
Szenario 1 - geringe Teilnahme	2.856	7.135	13.106
Szenario 2 - mittlere Teilnahme	4.284	8.918	65.531
Szenario 3 - starke Teilnahme	5.712	14.270	109.218

7.2 E-Kfz

7.2.1 Szenarien

Zur Berechnung der EEG-Differenzkosten durch die Teilnahme von E-Kfz am K-Bonus in den Jahren 2010, 2015 und 2020 wird zunächst von einem Bestand an E-Kfz und von drei möglichen Teilnahmeszenarien am K-Bonus ausgegangen. Es wird angenommen, dass im Jahr 2010 die Anzahl an E-Kfz 2.000, im Jahr 2015 die Anzahl an E-Kfz 100.000 und im Jahr 2020 die Anzahl an E-Kfz 1.000.000 beträgt. Die möglichen Teilnahmeszenarien sind in Tabelle 8 enthalten.

Tabelle 8: Szenario-Annahmen (E-Kfz)

Teilnahme am K-Bonus (% der Anzahl E-Kfz)	2010	2015	2020
Szenario 1 - geringe Teilnahme	1%	2%	3%
Szenario 2 - mittlere Teilnahme	1,5%	2,5%	15%
Szenario 3 - starke Teilnahme	2%	4%	25%

Es wird angenommen, dass durchschnittlich 2.300 kWh pro Jahr und Fahrzeug verbraucht werden (ca. 12.800 km) und die Beladung des Akkus ausschließlich zu NRL-Zeiten erfolgt.

7.2.2 Kosten

Die Summe der gesamten Vergütungszahlungen für E-Kfz, bedingt durch die Bedarfskomponente³², sind für die Jahre 2010, 2015 und 2020 und die drei Szenarien in Tabelle 9 enthalten. Die gesamten Vergütungszahlungen für E-Kfz sind als zusätzliche EEG-Differenzkosten anzusetzen.

³¹ Stundenkontrakte am Spotmarkt, berechnet für 2008

³² Die Akkumulatoren von E-Kfz erhalten keine Technologiekomponente.

Tabelle 9: Zusätzliche jährliche EEG-Differenzkosten (E-Kfz)

EEG-Differenzkosten [Tausend €/a]	2010	2015	2020
Szenario 1 - geringe Teilnahme	0,92	138	2.300
Szenario 2 - mittlere Teilnahme	1,84	460	9.200
Szenario 3 - starke Teilnahme	4,6	920	23.000

7.3 Stromspeichertechnologien

7.3.1 Szenarien

Es wird von drei Szenarien für die installierte Leistung von Stromspeichern in den Jahren 2010, 2015 und 2020 ausgegangen (Tabelle 10). Solche Stromspeichertechnologien sind voraussichtlich Redox-Flow-Batterien, da die Kosten dieser Batterietechnologie am ehesten aus Bedarfs- und Technologiekomponente gedeckt werden können. Durch die Auszahlung der Technologiekomponente auf die gemessene Spitzenleistung über eine Laufzeit von 10 Jahren werden keine Blei-Säure-Akkumulatoren erwartet, da deren Lebensdauer nur ca. 5 Jahre beträgt und somit eine höhere Technologiekomponente benötigen. Für Wasserstoffspeichersysteme sind für eine ausreichende Finanzierung umfangreiche zusätzliche Fördermittel notwendig.

Tabelle 10: Szenario-Annahmen (installierte Leistung Stromspeicher)

Teilnahme am K-Bonus (installierte Leistung [MW])	2010	2015	2020
Szenario 1 - geringe Teilnahme	0,5	2	5
Szenario 2 - mittlere Teilnahme	1	5	20
Szenario 3 - starke Teilnahme	4	10	30

7.3.2 Kosten

Die Summen der Vergütungszahlungen aus dem K-Bonus (Technologiekomponente, Bedarfskomponente und Vergütung für elektrische Energieverluste (Speicherfaktor), angewendet auf die mittlere Vergütung für Windenergie von 8,77 ct./kWh im Jahr 2008 [24]) sind in Tabelle 11 dargestellt.

Tabelle 11: Zusätzliche jährliche EEG-Vergütung (Stromspeicher)

EEG-Vergütung [Tausend €/a]	2010	2015	2020
Szenario 1 - geringe Teilnahme	169	676	1.610
Szenario 2 - mittlere Teilnahme	338	1.690	6.599
Szenario 3 - starke Teilnahme	1.352	3.380	9.499

Zur Berechnung der zusätzlichen EEG-Differenzkosten werden von den Vergütungszahlungen die zusätzlichen Einnahmen abgezogen, die sich durch die zeitliche Verlagerung der Stromerzeugung ergeben. Unter Berücksichtigung des geplanten neuen Wälzungsmechanismus ergibt sich für 80 % der verlagerten Energie ein höherer Marktwert bei der weiteren Vermarktung durch den Fremdvermarkter. Die durchschnittliche Spreizung der Marktpreise beträgt 40 €/MWh²⁰, was der gesamten Vergütung der wieder in das Stromnetz eingespeisten Energie durch die Bedarfskomponente entspricht. Da die Bedarfskomponente für die gesamte eingespeicherte Energie gezahlt wird, werden bei einem Wirkungsgrad von 70 % rund 66 %

der Vergütungszahlungen der Bedarfskomponente durch die weitere Vermarktung kompensiert. Als zusätzliche EEG-Differenzkosten fallen 34 % der Vergütungszahlungen der Bedarfskomponente, die vollständigen Vergütungszahlungen der Technologiekomponente (10 Jahre pro Anlage) und die Vergütungszahlungen für die erhöhte Bedarfskomponente, bedingt durch die Wirkungsgradverluste, an. Letztere sind ein Drittel der aus dem Speicher in das Stromnetz eingespeisten Energiemengen angerechnet mit der EEG-Vergütung des Stromerzeugers im Kombikraftwerk. Da die maximale Erhöhung 3.3 ct/kWh beträgt, kann zur Berechnung von der mittleren Vergütung für Windenergie von 8,77 ct/kWh im Jahr 2008 [24] ausgegangen werden, wodurch die Erhöhung der Bedarfskomponente 2,92 ct/kWh beträgt.

Tabelle 12: Zusätzliche jährliche EEG-Differenzkosten (Stromspeicher)

EEG-Differenzkosten [Tausend €/a]	2010	2015	2020
Szenario 1 - geringe Teilnahme	132	530	1.244
Szenario 2 - mittlere Teilnahme	265	1.324	5.135
Szenario 3 - starke Teilnahme	1.059	2.648	7.303

7.4 Gesamte Kosten

Die gesamten Vergütungszahlungen aus dem K-Bonus entsprechend den drei Teilnahmeszenarien jeweils für die Jahr 2010, 2015 und 2020 sind in Tabelle 13 enthalten.

Tabelle 13: Zusätzliche jährliche EEG-Vergütung (gesamt)

EEG-Vergütung [Tausend €/a]	2010	2015	2020
Szenario 1 - geringe Teilnahme	5.156	13.042	24.983
Szenario 2 - mittlere Teilnahme	7.818	17.147	123.465
Szenario 3 - starke Teilnahme	11.325	28.111	204.275

Die gesamten zusätzlichen EEG-Differenzkosten entsprechend den drei Teilnahmeszenarien jeweils für die Jahr 2010, 2015 und 2020 sind in Tabelle 14 enthalten.

Tabelle 14: Zusätzliche jährliche EEG-Differenzkosten (gesamt)

EEG-Differenzkosten [Tausend €/a]	2010	2015	2020
Szenario 1 - geringe Teilnahme	2.989	7.756	15.730
Szenario 2 - mittlere Teilnahme	4.550	10.357	77.566
Szenario 3 - starke Teilnahme	6.773	17.101	128.021

Die EEG-Differenzkosten betragen im Jahr 2007 4,3 Mrd. €. In der Studie „Ausbau erneuerbarer Energien im Strombereich“ des IfnE aus dem Jahr 2008 [20] werden die nominellen EEG-Differenzkosten mit einer Höhe von 5,2 Mrd. € im Jahr 2010, 5,4 Mrd. € im Jahr 2015 und 4,6 Mrd. € im Jahr 2020 angenommen. Basis für diese Berechnungen bildet das Leitszenario 2008 [21]. Der relative Anteil des K-Bonus an der gesamten Vergütung (EEG + K-Bonus) bzw. an den gesamten Differenzkosten ist in Tabelle 15 enthalten.

Tabelle 15: Vergleich der relativen zusätzlichen EEG-Differenzkosten und EEG-Vergütung (gesamt)

Relative EEG-Kosten	2010			2015			2020		
EEG-Vergütung – vorher [Mio. €/a]	10.900			14.000			12.500		
Szenarien K-Bonus	S1	S2	S3	S1	S2	S3	S1	S2	S3
Zusätzliche EEG-Vergütung [Mio. €/a]	5,1	7,8	11,3	13,0	17,1	28,1	25,0	123	204
Relative zusätzliche EEG-Vergütung [%]	0,05	0,07	0,10	0,09	0,12	0,20	0,20	0,98	1,61
EEG-Differenzkosten – vorher [Mio. €/a]	5.200			5.400			4.600		
Szenarien K-Bonus	S1	S2	S3	S1	S2	S3	S1	S2	S3
Zusätzliche EEG-Differenzkosten [Mio. €/a]	3,0	4,6	6,8	7,8	10,4	17,1	15,7	77,6	128
Relative zusätzliche EEG-Differenzkosten [%]	0,06	0,09	0,13	0,14	0,19	0,32	0,34	1,66	2,71

Quellen:

- [01] Jung, Müller: Teillast oder Takten? - Effizientes Lastmanagement für Blockheizkraftwerke von Biogasanlagen, BWK 60, Nr. 6 2008, 45 – 47
- [02] BUND: Verordnung zur Änderung der Gasnetzzugangsverordnung, der Gasnetzentgeltverordnung, der Anreizregulierung und der Stromnetzentgeltverordnung, 2008 [http://www.badenova-netz.de/ContentFiles/Downloads/Biogasverordnung_2008-04-08.pdf]
- [03] FAL: Ergebnisse des Biogas-Messprogramms Gülzow: Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V., 2005
- [04] ASUE: BHKW-Kenndaten 2005 Kaiserslautern: Verlag Rationeller Erdgaseinsatz, 2005
- [05] IE: Monitoring zur Wirkung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) auf die Stromerzeugung aus Biomasse, Endbericht Leipzig: Institut für Energetik und Umwelt gGmbH, 2008
- [06] KTBL: Faustzahlen Biogas, hrsg. v. KTBL, FNR Darmstadt: Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft e.V., 2007
- [07] Daniel, Fischer, Scholwin: Stellungnahme zum Differenzkostenvergleich Vor-Ort-Verstromung und Einspeisung, Kurzgutachten Leipzig: IE, 2008
- [08] IE/FAL/KTBL: Handreichung Biogasgewinnung und -nutzung, hrsg. v. FNR Gülzow: FNR, 2005
- [09] SATTLER-AG: Richtpreise für 3/4-Kugel-Doppelmembran-Gasspeicher 2008, unveröffentlichte Angaben - E-Mail von Georg Feldbacher vom 10.09.08
- [10] BUND: Zwölfe Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes (Störfallverordnung) Bonn: BMU, 2005
- [11] WM-BW: Betrieblicher Umweltschutz in Baden-Württemberg [<http://www.umweltschutz-bw.de/?lvl=427>]
- [12] IUTA: PREISATLAS - Ableitung von Kostenfunktionen für Komponenten der rationalen Energienutzung. Institut für Energie- und Umwelttechnik e.V., Duisburg 2002
- [13] Fisch, Bodmann, Kühl, et al., WÄRMESPEICHER - Bine-Informationspaket, 4. Auflage, TÜV-Verlag, 2005
- [14] Pfeiffer Elektromotoren GmbH: Drehstromtransformatoren DTS und MKD [<http://www.elektromotoren.at/tab1201.php>]
- [15] Hubensteiner, et. al: Schutztechnik in elektrischen Netzen, Berlin VDE-Verlag 1989
- [16] DLG: Betriebszweigabrechnung für Biogasanlagen, in „Arbeiten der DLG“ Band 200, 1. Auflage, DLG-Verlag Frankfurt 2006
- [17] Konstantin: Praxisbuch Energiewirtschaft - Energiewandlung, -transport und -beschaffung im liberalisierten Markt Berlin Heidelberg: Springer, 2007
- [18] Anlagenverteilung BGA 2007, 202 repräsentative Stammdaten (IE/DBFZ 2008) (Projekt - Wert der Biogasstroms)
- [19] Erfahrungsbericht 2007 zum Erneuerbare-Energien-Gesetz, BMU 2007
- [20] IfnE: Ausbau erneuerbarer Energien im Strombereich - EEG-Vergütungen, -Differenzkosten und -Umlage sowie ausgewählte Nutzeneffekte bis zum Jahr 2030; 2008
- [21] Nitsch: Leitstudie 2008 Weiterentwicklung der „Ausbaustrategie Erneuerbare Energien“ vor dem Hintergrund der aktuellen Klimaschutzziele Deutschlands und Europas; 2008
- [22] Oberschmidt, Klobasa: Economical and technical evaluation of energy storage systems; 3rd International Renewable Energy Storage Conference (IRES 2008)
- [23] Sauer, Kowal: Detailed cost calculations for stationary battery storage systems; 2nd International Renewable Energy Storage Conference (IRES 2007)
- [24] IfnE: Beschaffungsmehrkosten der Stromlieferanten durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz 2008 (Differenzkosten nach § 15 EEG); 2009

Anhang

Darstellung der Annahmen und Berechnung der Technologiekomponente (Kostenannahmen für Biogas ISET)

Technik / Kategorie	In-vestkosten € pro kW Einspeiseleistung	Wir-kungsgrad	Lebens-dauer [a]	Zinssatz	Kapital-kosten [€/kW/a]	O&M [€/kW/a]	Jährliche Kosten [€/kW/a]	Jähr. Ein-nahmen Bedarfsk.op timal [€/kW/a]	Ausnut-zung der HRL- bzw. NRL-Zeiten	Verfü-gbarkeit der An-lage	Jähr. Ein-nahmen Bedarfs-kompo-nente [€/kW/a]	restliche jährliche Kosten [€/kW/a]	Barwert aus rest-lichen Kosten [€/kW]	Annuität 10 Jahre [€/kW/a]
Speichertechnologie														
adiabate Druckluft dezen.	3191	55%	30	6%	231,8	150	381,8	164,6	0,92	0,85	128,9	252,9	3.481	472,9
Redox-Flow-Batterie	1926	70%	30	6%	139,9	61,6	201,6	141,8	0,92	0,85	111,1	90,5	1.245	169,2
Natrium-Schwefel-Batt.	4000	69%	10	6%	543,5	320	863,5	143,0	0,92	0,85	112,0	751,4	5.531	751,4
Blei-Säure-Batterie	1000	78%	5	6%	237,4	80	317,4	131,4	0,92	0,85	102,9	214,5	903	122,7
Lithium-Ionen-Batterie	3000	84%	5	6%	712,2	240	952,2	127,9	0,92	0,85	100,2	852,0	3.589	487,6
Pumpspeicherwerk	600	80%	30	6%	43,6	21,0	64,6	131,4	0,92	0,85	102,9	-38,3	-528	-71,7
Wasserstoff/ ~motor	3950	30%	20	6%	257,2	100,3	357,5	253,1	0,92	0,85	198,2	159,3	1.826	248,2
Biogas (Vor-Ort-Verstromung); Deponie-, Klärgas														
150kW-BHKW, Gas-speicher	1445	99%	10	6%	173,2	113,78	287,0	116,2	0,97	0,9	101,5	185,6	1.365,6	185,5
500kW-BHKW, Gas-speicher	899	99%	10	6%	106,7	57,4	164,1	116,2	0,97	0,9	101,5	62,7	461,3	62,7
1000kW-BHkW, Gas-speicher	688	99%	10	6%	81,2	41,7	122,8	116,2	0,97	0,9	101,5	21,4	157,2	21,4
Biogas (KWK, Vor-Ort-Verstromung)														
150kW-BHKW, Gas- u. Wärmespeicher	1524	99%	10	6%	184,0	116,1	300,2	116,2	0,97	0,9	101,5	198,7	1.462,7	198,7
500kW-BHKW, Gas- u. Wärmespeicher	950	99%	10	6%	113,7	59,0	172,6	116,2	0,97	0,9	101,5	71,2	523,8	71,2
1000kW-BHKW, Gas- u. Wärmespeicher	727	99%	10	6%	86,6	42,8	129,4	116,2	0,97	0,9	101,5	27.950	205.718	28,0

Biogas (KWK, Fernverstromung)														
150kW-BHKW, Wärmespeicher	1196	100%	10	6%	115,8	126,5	242,2	116,8	1	0,68	80,0	162,2	1.194,1	162,2
500kW-BHKW, Wärmespeicher	788	100%	10	6%	75,7	78,5	154,3	116,8	1	0,68	80,0	74,3	546,6	74,3
1000kW-BHKW Wärmespeicher	614	100%	10	6%	58,4	65,2	123,6	116,8	1	0,68	80,0	43,6	321,1	43,6
Pflanzenöl (KWK)														
150kW-BHKW, Wärmespeicher	1997	100%	10	6%	185,6	111,3	296,9	116,8	1	0,68	80,0	216,9	1.596,4	216,9
500kW-BHKW, Wärmespeicher	1628	100%	10	6%	150,5	61,8	212,3	116,8	1	0,68	80,0	132,3	973,5	132,3
1000kW-BHKW, Wärmespeicher	1437	100%	10	6%	132,2	47,7	179,8	116,8	1	0,68	80,0	99,8	734,9	99,8