



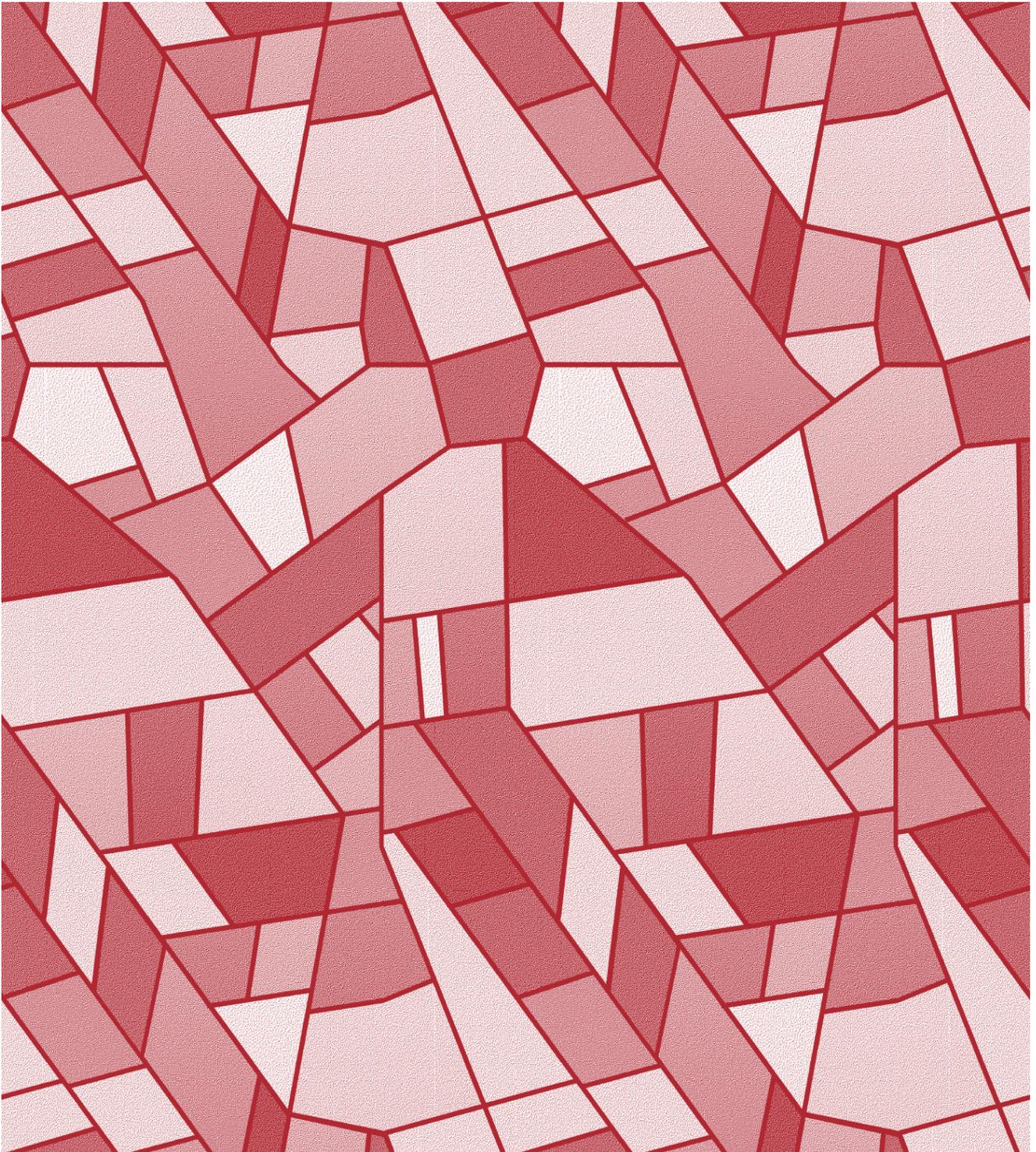
Schweizerische Eidgenossenschaft  
Confédération suisse  
Confederazione Svizzera  
Confederaziun svizra

Eidgenössisches Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und  
Kommunikation UVEK

**Bundesamt für Energie BFE**  
Erneuerbare Energien

# Betriebskostenbeiträge für Biomasseanlagen

Schlussbericht vom 23. Dezember 2021



Der Bericht wurde im Auftrag des Bundesamts für Energie erstellt. Für den Inhalt sind die Autoren verantwortlich.

**Auftraggeberin:**

Bundesamt für Energie BFE  
CH-3003 Bern  
[www.bfe.admin.ch](http://www.bfe.admin.ch)

**Auftragnehmerin:**

EBP Schweiz AG  
Mühlebachstrasse 11, 8032 Zürich  
[www.ebp.ch](http://www.ebp.ch)

**Projektteam:**

Felix Ribl  
Fabian Ruoss  
Sabine Perch-Nielsen

## Zusammenfassung

Biomasseanlagen weisen im Vergleich zu anderen erneuerbaren Stromerzeugungstechnologien hohe Betriebskosten und auch relativ hohe Stromgestehungskosten auf. Diesen höheren Kosten kann die Schaffung von Arbeitsplätzen und die Erhöhung der regionalen Wertschöpfung gegenübergestellt werden. Vor diesem Hintergrund wurde im Rahmen der parlamentarischen Initiative Girod 19.443 ein Betriebskostenbeitrag für Biomasseanlagen beschlossen. Dieser soll ermöglichen, dass Anlagen nach Ablauf der kostendeckenden Einspeisevergütung (KEV) wirtschaftlich betrieben werden können. Andererseits soll mit Investitionsbeiträgen der Zubau von Neuanlagen und die Realisierung von Retrofitinvestitionen gefördert werden.

In der vorliegenden Studie wird die Wirtschaftlichkeit der drei folgenden Technologien untersucht: Holzheizkraftwerke (HHKW), gewerblich-industrielle und landwirtschaftliche Biogasanlagen. Von den berechneten Stromgestehungskosten wird die notwendige Förderung in Form von Betriebskostenbeiträgen und Investitionsbeiträgen abgeleitet.

Die Stromgestehungskosten der drei Technologien unterscheiden sich deutlich (Abbildung 1): Sie bewegen sich bei den grösseren Anlagen (HHKW, grosse gewerblich-industrielle Biogasanlage und grosse ORC-Anlage) zwischen 9 und 22 Rp./kWh<sub>el</sub>, bei den kleineren Anlagen (landwirtschaftliche und kleine gewerblich-industrielle Biogasanlagen, Vergaser, kleine ORC-Anlage) jedoch zwischen 22 und 46 Rp./kWh<sub>el</sub>, mit einem Maximalwert von 72 Rp./kWh<sub>el</sub>. Die wichtigsten Gründe für die Unterschiede sind Skaleneffekte auf der Kostenseite, Wärmeerträge bei Holzheizkraftwerken, sowie Entsorgungsgebühren bei gewerblich-industriellen Biogasanlagen.

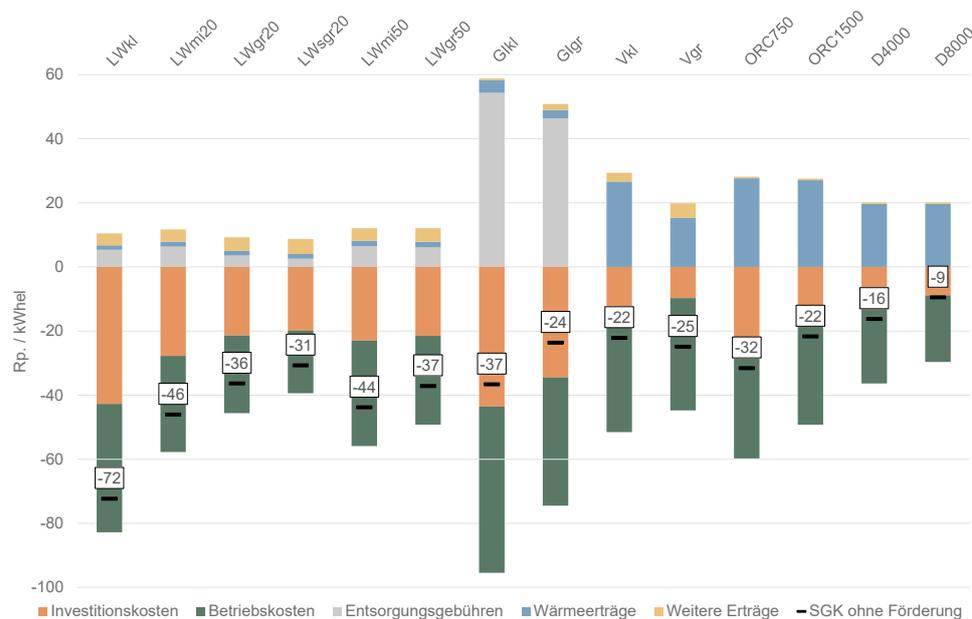


Abbildung 1: Stromgestehungskosten verschiedener Anlagentypen

Die berechneten Stromgestehungskosten zeigen auch, dass unter Annahme eines Referenzmarktpreises von 6 Rp./kWh<sub>el</sub> alle Anlagentypen Förderbeiträge benötigen, damit diese kostendeckend betrieben werden können. Bezüglich der Ausgestaltung der Förderung sieht die parlamentarische Initiative eine Kombination von Investitions- und Betriebskostenbeiträgen vor, sowohl für den Weiterbetrieb von bestehenden Anlagen als auch für Neuanlagen. Folglich wurden im Rahmen dieser Studie folgende Fördervarianten untersucht:

- Variante 1a): Investitionsbeitrag von 60% (einheitlich für alle Anlagentypen), sowie Restkostendeckung über Betriebskostenbeiträge (differenziert nach Anlagentyp)
- Variante 1b): Investitionsbeitrag von 40% (einheitlich für alle Anlagentypen), sowie Restkostendeckung über Betriebskostenbeiträge (differenziert nach Anlagentyp)
- Variante 2): differenzierte Berechnung von Investitions- und Betriebskostenbeiträgen nach Anlagentyp, in Abhängigkeit der Kostenstruktur (Anteil der Betriebs- und Investitionskosten)
- Variante 3): Betriebskostenbeiträge für abgeschriebene Anlagen, die ohne Investitionen weiterbetrieben werden

In der Variante 1a) betragen die Investitionsbeiträge umgerechnet zwischen 5 und 26 Rp./kWh<sub>el</sub> (Abbildung 2). Somit resultieren kostendeckende Betriebskostenbeiträge zur Deckung der Restkosten zwischen 3 und 47 Rp./kWh<sub>el</sub> (vor Abzug des Referenz-Marktpreises). Grössere HHKW und gewerblich-industrielle Anlagen würden nach Abzug eines Referenzmarktpreises von 6 Rp./kWh<sub>el</sub> keine Betriebskostenbeiträge erhalten, da sie auch ohne diese wirtschaftlich betrieben werden können.

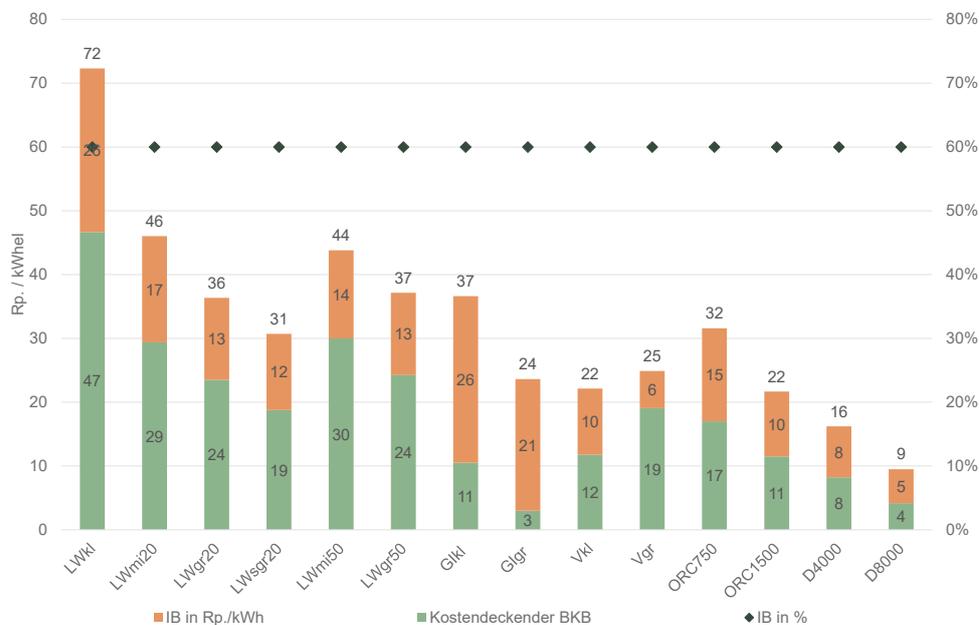


Abbildung 2: Einheitlicher Investitionsbeitrag von 60% (Variante 1a)

Ein tieferer Investitionsbeitrag von 40% (Variante 1b) führt entsprechend zu höheren Betriebskostenbeiträgen.

Die Beurteilung der Varianten zeigt, dass die Variante 1 den Zielen einer wirksamen und effizienten Förderung am besten entspricht (Details siehe Kapitel 4.3).

Für die konkrete Ausgestaltung des Förderregimes gilt es zudem zu prüfen, inwiefern die Betriebskostenbeiträge nach Technologie und/oder Anlagengrösse differenziert werden sollen. Mittels einer differenzierten Förderung kann das energetische Potenzial aller Anlagentypen, die sich bezüglich Technologie und Grösse unterscheiden, erschlossen werden. Zudem wird mittels differenzierten Fördersätzen der Überförderung von grossen Anlagen und effizienten Technologien entgegengewirkt. Auf der anderen Seite stehen jedoch die Nachteile der ungleichen Behandlung verschiedener Anlagentypen und die Förderung von vergleichsweise ineffizienten Kleinanlagen und Technologien.

## Synthèse

Les coûts d'exploitation et les coûts de revient de l'électricité des installations de biomasse sont élevés comparé à d'autres technologies de production d'électricité à partir d'énergies renouvelables. Ces coûts plus importants sont à mettre en balance avec les emplois et l'augmentation de la création de valeur que génèrent ces installations au niveau régional. Une contribution aux coûts d'exploitation a ainsi été décidée dans le cadre de l'initiative parlementaire Girod 19.443. Elle vise à permettre une exploitation rentable des installations une fois que le système de rétribution de l'injection sera arrivé à son terme. Par ailleurs, des contributions d'investissement visent à encourager la construction de nouvelles installations et l'investissement dans le retrofiting.

La présente étude se penche sur la rentabilité des trois technologies suivantes : les centrales thermiques à bois, les installations de biogaz commerciales/industrielles et les installations de biogaz agricoles. L'encouragement nécessaire, sous forme de contributions aux coûts d'exploitation et de contributions d'investissement, est établi sur la base du calcul des coûts de revient de l'électricité.

Les coûts de revient de l'électricité varient considérablement d'une technologie à l'autre (Figure 1) : ils évoluent entre 9 et 22 ct./kWh<sub>el</sub> pour les plus grandes installations (centrales thermiques à bois, grandes installations de biogaz commerciales/industrielles et grandes installations ORC) mais entre 22 et 46 ct./kWh<sub>el</sub> pour les installations plus petites (installations de biogaz agricoles, petites installations commerciales/industrielles, installations de gazéification et petites installations ORC), la valeur maximale atteignant 72 ct./kWh<sub>el</sub>. Ces différences s'expliquent principalement par les effets d'échelle au niveau des coûts, par les recettes provenant de la chaleur dans le cas des centrales thermiques à bois et par les taxes d'élimination des déchets dans le cas des installations au biogaz commerciales/industrielles.

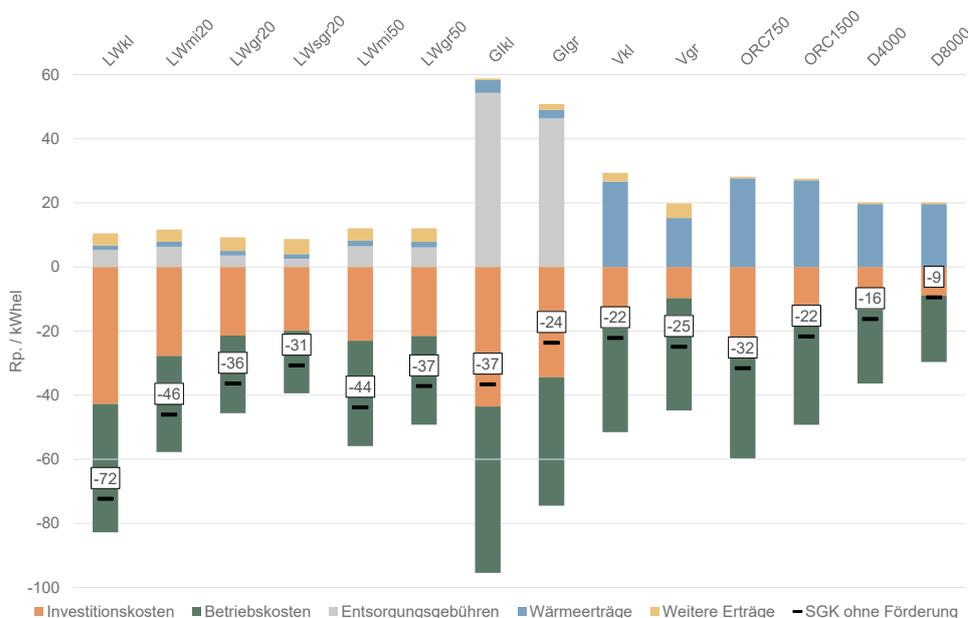


Figure 1: Coûts de revient de l'électricité de différents types d'installation

Le calcul des coûts de revient de l'électricité montre aussi que tous les types d'installation nécessitent des encouragements pour couvrir leurs coûts d'exploitation si l'on table sur un prix de marché de référence de 6 ct./kWh<sub>el</sub>. Quant à la forme de cet encouragement, l'initiative parlementaire prévoit une combinaison de contributions d'investissement et de contributions aux coûts d'exploitation et ce, tant pour poursuivre l'exploitation

de centrales existantes que pour mettre en service de nouvelles installations. En conséquence, les trois variantes suivantes ont été examinées dans le cadre de la présente étude :

- variante 1a) : contribution d'investissement de 60 % (uniforme pour tous les types d'installation) et couverture des coûts résiduels au moyen de contributions aux coûts d'exploitation (différentes en fonction du type d'installation)
- variante 1b) : contribution d'investissement de 40 % (uniforme pour tous les types d'installation) et couverture des coûts résiduels au moyen de contributions aux coûts d'exploitation (différentes en fonction du type d'installation)
- variante 2) : calcul spécifique des contributions d'investissement et des contributions aux coûts d'exploitation en fonction du type d'installation et de la structure des coûts (parts des coûts d'exploitation et part des coûts d'investissement)
- variante 3) : contributions aux coûts d'investissement pour les installations déjà amorties dont l'exploitation se poursuit sans investissement.

Dans la variante 1a), les contributions d'investissement calculées se situent dans une fourchette allant de 5 à 26 ct./kWh<sub>el</sub> (Figure 2). Il en résulte des contributions aux coûts d'exploitation couvrant les coûts résiduels qui se situent dans une fourchette allant de 3 à 47 ct./kWh<sub>el</sub> (avant déduction du prix de marché de référence). Après déduction d'un prix de marché de référence de 6 ct./kWh<sub>el</sub>, les grandes centrales thermiques à bois et les grandes installations commerciales/industrielles ne recevraient pas de contributions aux coûts d'exploitation car leur exploitation pourrait rester rentable sans cet encouragement.

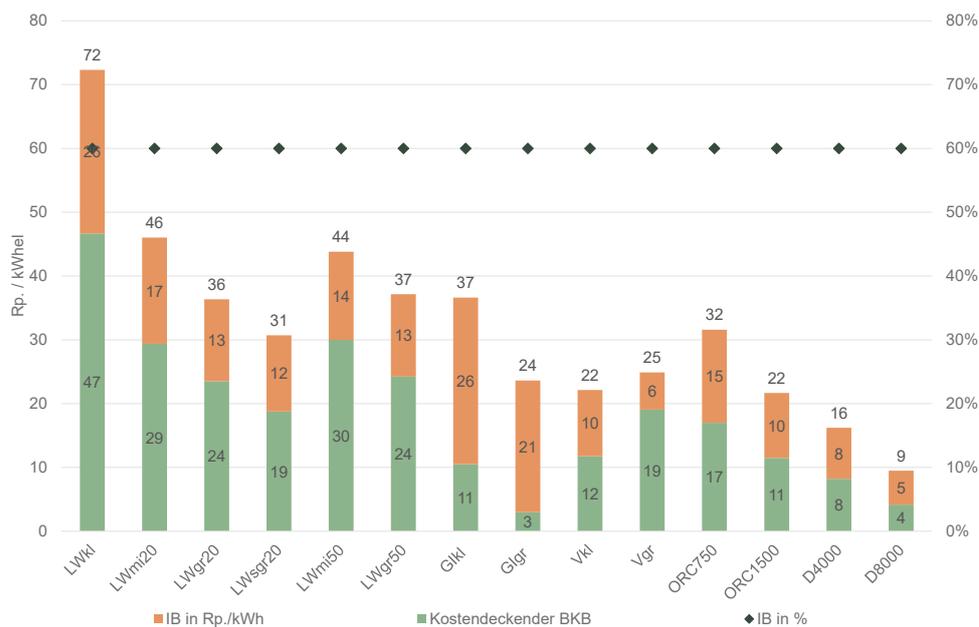


Figure 2: Contribution d'investissement uniforme de 60 % (variante 1a)

Avec une contribution d'investissement plus basse, fixée à 40 % (variante 1b), les contributions aux coûts d'exploitation sont plus élevées.

L'évaluation des différentes variantes montre que la variante 1 est celle qui correspond le mieux aux objectifs d'un encouragement efficace et efficient (le point 4.3 fournit plus de détails à ce sujet).

Pour savoir quelle forme concrète il convient de donner au régime d'encouragement, il faut encore vérifier dans quelle mesure les contributions aux coûts d'exploitation devraient être spécifiques à la technologie et/ou à la taille de l'installation. Miser sur la spécificité permet d'exploiter le potentiel énergétique de tous les types d'installation, ceux-ci se distinguant les uns des autres au niveau de la technologie utilisée ou de leur taille. De plus, des taux d'encouragement spécifiques permettent de contrer un encouragement excessif des grandes installations et des technologies efficaces. Il faut toutefois tenir compte des inconvénients d'une telle différenciation : un traitement inégalitaire de différents types d'installation et l'encouragement de technologies et de petites installations relativement inefficaces.

## Riepilogo

Rispetto ad altre tecnologie di produzione di energia elettrica rinnovabile, gli impianti a biomassa presentano spese d'esercizio elevate e anche costi di generazione dell'energia elettrica relativamente alti. Questi maggiori costi sono compensati dalla creazione di posti di lavoro e di valore aggiunto a livello regionale. In questo contesto, nell'ambito dell'iniziativa parlamentare 19.443 Girod, è stato deciso di versare un contributo alle spese d'esercizio per impianti a biomassa. L'obiettivo è garantire che gli impianti possano essere gestiti in modo economico anche dopo la scadenza della remunerazione a copertura dei costi per l'immissione in rete di energia elettrica (RIC). Per contro, i contributi agli investimenti sono destinati a promuovere la costruzione di nuovi impianti e la realizzazione di investimenti per misure di retrofit.

Il presente studio analizza la redditività delle tre tecnologie seguenti: impianti di cogenerazione a legna, impianti di biogas artigianali-industriali e impianti di biogas agricoli. Dai costi di produzione dell'energia elettrica calcolati si ricavano le sovvenzioni necessarie, sotto forma di contributi alle spese d'esercizio e agli investimenti.

I costi di produzione dell'energia elettrica delle tre tecnologie differiscono in misura significativa (figura 1): Per gli impianti più grandi (cogenerazione, grandi impianti di biogas artigianali-industriali e grandi impianti ORC) variano tra 9 e 22 ct./kWh<sub>el</sub>, mentre per gli impianti più piccoli (impianti di biogas agricoli e piccoli impianti artigianali-industriali, gassificatori, piccoli impianti ORC) variano tra 22 e 46 ct./kWh<sub>el</sub>, con un valore massimo di 72 ct./kWh<sub>el</sub>. Le differenze sono principalmente dovute a economie di scala sul fronte dei costi, alla resa termica degli impianti di cogenerazione a legna e alle tariffe di smaltimento per gli impianti di biogas artigianali-industriali.

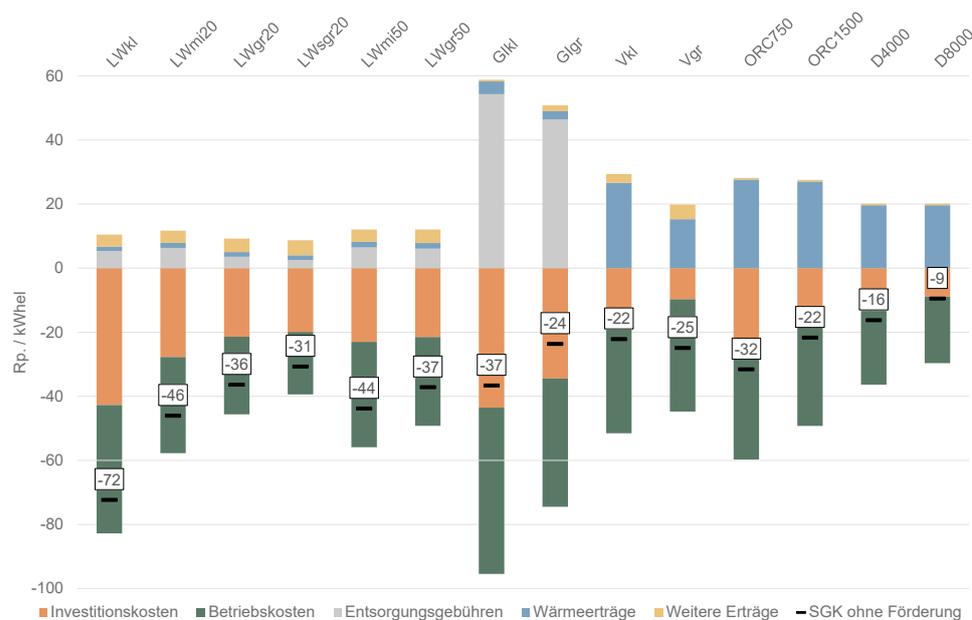


Figura 1: Costi di produzione dell'energia elettrica di diversi tipi di impianto

I costi di produzione dell'energia elettrica calcolati mostrano anche che, ipotizzando un prezzo di mercato di riferimento di 6 ct./kWh<sub>el</sub> tutti i tipi di impianto necessitano di sovvenzioni per poter essere gestiti in modo da coprire i costi. Per quanto riguarda la struttura delle sovvenzioni, l'iniziativa parlamentare prevede una combinazione di contributi agli investimenti e di contributi alle spese d'esercizio, sia per il mantenimento in funzione degli impianti esistenti che per i nuovi impianti. Di conseguenza, nell'ambito di questo studio sono state analizzate le seguenti varianti:

- Variante 1a): contributo all'investimento del 60 per cento (unitario per tutti i tipi di impianto) e copertura dei costi residui tramite contributi alle spese d'esercizio (differenziati per tipo di impianto)
- Variante 1b): contributo all'investimento del 40 per cento (unico per tutti i tipi di impianto) e copertura dei costi residui tramite contributi alle spese d'esercizio (differenziati per tipo di impianto).
- Variante 2): calcolo differenziato dei contributi all'investimento e dei contributi alle spese d'esercizio in base al tipo di impianto, in funzione della struttura dei costi (quota delle spese d'esercizio e di investimento).
- Variante 3): Contributi alle spese d'esercizio per gli impianti ammortizzati che continuano a essere esercitati senza investimenti.

Nella variante 1a), i contributi all'investimento sono compresi fra 5 e 26 ct./kWh<sub>el</sub> (figura 2). Ciò si traduce in contributi alle spese d'esercizio per coprire i costi rimanenti compresi fra 3 e 47 ct./kWh<sub>el</sub> (prima della deduzione del prezzo di mercato di riferimento). Gli impianti di cogenerazione a legna più grandi e gli impianti artigianali-industriali, dopo la deduzione di un prezzo di mercato di riferimento di 6 ct./kWh<sub>el</sub>, non riceverebbero contributi alle spese d'esercizio in quanto possono essere gestiti economicamente anche senza di essi.

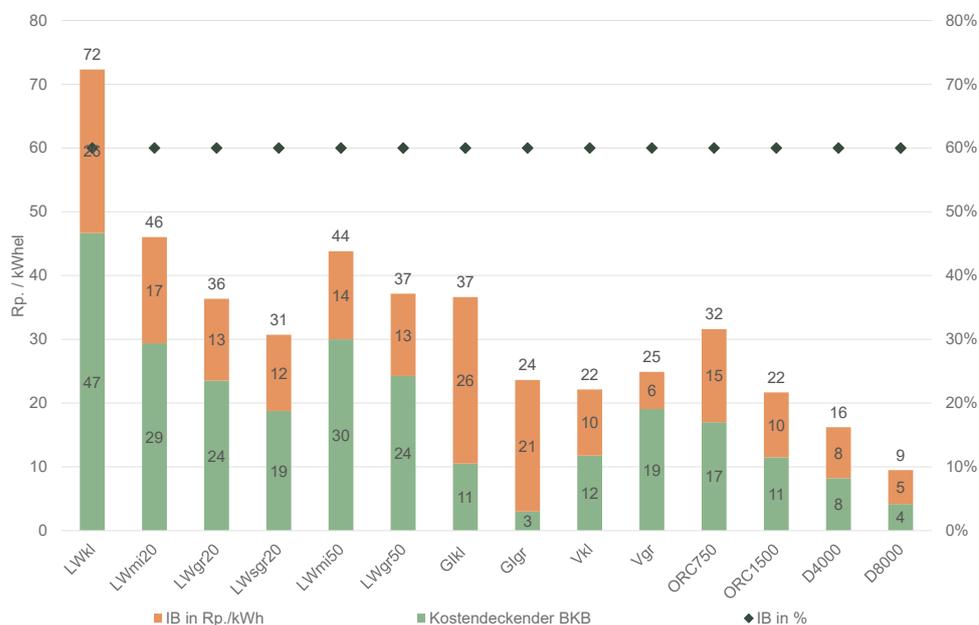


Figura 2: Contributo all'investimento unico del 60 % (variante 1a)

Un contributo dall'investimento più basso, pari al 40 per cento (variante 1b), comporta, di conseguenza, maggiori contributi alle spese d'esercizio.

La valutazione delle varianti mostra che la variante 1 soddisfa al meglio gli obiettivi di una promozione efficace ed efficiente (i dettagli sono riportati al cap. 4.3).

Per la progettazione concreta del regime di sovvenzioni, è inoltre necessario valutare in che misura i contributi alle spese d'esercizio debbano essere differenziati in base alla tecnologia e/o alle dimensioni dell'impianto. Attraverso una promozione differenziata è possibile sfruttare il potenziale energetico di tutti i tipi di impianto, che si differenziano per tecnologia e dimensioni. Inoltre, per mezzo di contributi differenziati, si può contrastare la promozione eccessiva dei grandi impianti e delle tecnologie efficienti. A ciò si contrappongono, però, gli svantaggi derivanti dalla disparità di trattamento dei diversi tipi di impianto e dalla promozione di tecnologie e impianti relativamente inefficienti.

# Inhaltsverzeichnis

1.	Ausgangslage und Zielsetzung	11
1.1	Ausgangslage	11
1.2	Ziele	11
2.	Methodik	11
2.1	Wirtschaftlichkeitsanalyse	11
2.1.1	Vorgehen	11
2.1.2	Referenzanlagen	12
2.1.3	Datenquellen	12
2.1.4	Berechnungstool	12
3.	Wirtschaftlichkeit von Biomasseanlagen	13
3.1	Kostenstruktur	13
3.2	Ertragsstruktur	15
3.3	Stromgestehungskosten	16
4.	Höhe der Förderbeiträge	17
4.1	Generelle Beurteilung von Betriebskosten- und Investitionsbeiträgen	17
4.2	Berechnung der Förderbeiträge	19
4.2.2	Einheitlicher Investitionsbeitrag (Varianten 1a und 1b)	21
4.2.3	Differenzierte Berechnung der Investitions- und Betriebskostenbeiträge nach Anlagentyp (Variante 2)	22
4.2.4	BKB für abgeschriebene Anlagen (Variante 3)	23
4.3	Beurteilung der Fördervarianten	24
4.4	Differenzierung der Förderung	25

# 1. Ausgangslage und Zielsetzung

## 1.1 Ausgangslage

Im Rahmen der Behandlung der parlamentarischen Initiative 19.443 Girod («Erneuerbare Energien einheitlich fördern. Einmalvergütung auch für Biogas, Kleinwasserkraft, Wind und Geothermie») hat der Nationalrat eine Vorlage angenommen, die vorsieht, dass das bis Ende 2022 befristete Einspeisevergütungssystem durch Investitionsbeiträge für alle Technologien abgelöst wird.

Im Bericht zu «Investitionsbeiträge für Biomasseanlagen» vom 30. April 2020, den die EBP Schweiz AG (EBP) im Auftrag des Bundesamts für Energie (BFE) erstellt hat, wurde aufgezeigt, dass der wirtschaftliche Betrieb einiger Biomasseanlagen selbst bei Investitionsbeiträgen von bis zu 60% der anrechenbaren Investitionskosten nicht gesichert ist. Der Grund hierfür ist der hohe Betriebskostenanteil von Biomasseanlagen.

Aufgrund der hohen Betriebskosten besteht die Gefahr, dass Biomasseanlagen nach Auslaufen der Vergütungsdauer im Einspeisevergütungssystem ihren Betrieb einstellen und Neuanlagen nicht zugebaut werden würden. Folglich sieht die parlamentarische Initiative 19.443 Betriebskostenbeiträge (nachfolgend: BKB) für bestehende Biomasseanlagen und Neuanlagen vor, unabhängig davon, ob eine Investition getätigt wird und Investitionsbeiträge (nachfolgend: IB) ausbezahlt werden. Der Bundesrat soll den Beitragssatz je Kategorie und Leistungsklasse festlegen. Dieser Beitrag soll den Wegfall der Förderung durch die Einspeisevergütung für bestimmte Anlagentypen mit besonders hohen Betriebskosten kompensieren. Das BFE hat EBP beauftragt, die Grundlagen zur Bestimmung von angemessenen BKB zu erarbeiten.

## 1.2 Ziele

Das BFE verfügt über fundierte Grundlagen zur Beantwortung folgender Fragen:

- Wie hoch sind die Betriebskosten der Biomasseanlagen (je Kategorie und Leistungsklasse)?
- Wie hoch sind die Gestehungskosten und der Förderbedarf der Biomasseanlagen (je Kategorie und Leistungsklasse)?
- Wie hoch müssen die BKB (in Rp. /kWh<sub>el</sub>) für Biomasseanlagen sein, damit sowohl bestehende als auch neue Anlagen kostendeckend (weiter-) betrieben werden können (je Kategorie und Leistungsklasse)? Dabei soll der Einfluss von Investitionskostenbeiträgen mitberücksichtigt werden.
- Welche Vor- und Nachteile bzw. Herausforderungen von BKB sind erkennbar?

# 2. Methodik

Zur Beantwortung der Fragen des Projektes wurden sowohl quantitative Analysen zur Wirtschaftlichkeit als auch eine qualitative Analyse zu den verschiedenen Förderinstrumenten durchgeführt. Die Methodik der Analysen ist in diesem Kapitel beschrieben.

## 2.1 Wirtschaftlichkeitsanalyse

### 2.1.1 Vorgehen

Die Wirtschaftlichkeitsanalyse umfasste folgende Arbeitsschritte:

1. Auswahl der Referenzanlagen
2. Übernahme der Daten der Referenzanlagen aus dem Projekt «Investitionsbeiträge für Biomasseanlagen»
3. Prüfung und bei Bedarf Anpassung der Daten von Holzheizkraftwerken (HHKW) aufgrund der Resultate aus dem Projekt «Wirtschaftlichkeit von HHKW». Das Projekt «Wirtschaftlichkeit von HHKW» wurde im Auftrag des SVUT und mit finanzieller Unterstützung des BFE durch EBP bearbeitet.
4. Berechnung verschiedener Aspekte der Wirtschaftlichkeit
5. Plausibilisierung und Dokumentation der Resultate

## 2.1.2 Referenzanlagen

Um die Wirtschaftlichkeit verschiedener Typen und Grössenkategorien von Biomasseanlagen abzuschätzen, wurden folgende 14 Referenzanlagen bestimmt:

Anlagentypen	Kleine Anlagen	Mittlere Anlagen	Grosse Anlagen
Landwirtschaftliche Biogasanlagen	ohne Co-Substrate, 65 kW <sub>el</sub>	20% Co-Substrate, 140 kW <sub>el</sub>	20% Co-Substrate, 200 kW <sub>el</sub>
		50% Co-Substrate, 175 kW <sub>el</sub>	20% Co-Substrate, 600 kW <sub>el</sub> <sup>1</sup>
			50% Co-Substrate, 270 kW <sub>el</sub>
Gewerblich-industrielle Biogasanlagen		Batch-Verfahren, 150 kW <sub>el</sub>	Pfropfenstrom, 635 kW <sub>el</sub>
Holzheizkraftwerke	Holzvergaser, 33 kW <sub>el</sub>	Holzvergaser, 266 kW <sub>el</sub>	Dampfturbine, 4'000 kW <sub>el</sub>
		ORC-Turbine, 750 kW <sub>el</sub>	Dampfturbine, 8'000 kW <sub>el</sub>
		ORC-Turbine, 1500 kW <sub>el</sub>	

Tabelle 1: Anlagentypen und Grössenkategorien (installierte elektrische Leistung)

## 2.1.3 Datenquellen

### Landwirtschaftliche Biogasanlagen

- Bericht «Investitionsbeiträge für Biomasseanlagen» [3]

### Gewerblich industrielle Biogasanlagen

- Bericht «Investitionsbeiträge für Biomasseanlagen» [3]

### Holzheizkraftwerke

- Bericht «Investitionsbeiträge für Biomasseanlagen» [3]
- Aktualisierung ausgewählter Parameter basierend auf dem Bericht «Wirtschaftlichkeit von Holzheizkraftwerken» [4].

## 2.1.4 Berechnungstool

Für die Berechnung der Wirtschaftlichkeit verwendete EBP ein Berechnungstool, das auf einer Discounted-Cash-Flow-Methode (Nettobarwert-Methode) basiert. Das Berechnungstool umfasst je Anlage Eingabefelder, eine Planerfolgsrechnung und sowie verschiedene Kennwerte der Wirtschaftlichkeit. Der Analyse wurden folgende Annahmen zugrunde gelegt:

<sup>1</sup> Weil bei sehr grossen landwirtschaftlichen Biogasanlagen in Realität nicht von Beginn weg genügend Substrat für eine Anlage in dieser Grössenordnung verfügbar ist, wird in den Berechnungen für die vorliegende Studie davon ausgegangen, dass die installierte elektrische Leistung stufenweise von 200 kW über 400 kW zu 600 kW ausgebaut wird.

- Investitionsdauer: 20 Jahre (Ausnahmen: Holzvergaser 15 Jahre, LW-Biogasanlage mit 600 kW<sub>el</sub> 30 Jahre)
- WACC (real): 3.5%
- Strompreis: 6.0 Rp./kWh<sub>el</sub>
- Preis HKN: 0.5 Rp./kWh<sub>el</sub>
- Wärmepreise:
  - landwirtschaftliche Anlagen: 9 – 11 Rp./kWh<sub>el</sub>
  - gewerblich-industrielle Anlagen: 8 – 11 Rp./kWh<sub>el</sub>
  - Holzheizkraftwerke: 8 Rp./kWh<sub>el</sub>
- Brennstoffmix bei Holzheizkraftwerken:
  - Dampfanlagen: 50% Frischholz, 50% Altholz
  - ORC-Anlagen: 50% Frischholz, 25% Altholz, 25% Restholz
  - Holzvergaser: 50% Frischholz, 50% Restholz
- Betriebsstunden:
  - landwirtschaftliche Anlagen: 4'750 – 7'800 Volllast-h/Jahr
  - gewerblich-industrielle Anlagen: 8'000 Volllast-h/Jahr
  - Holzheizkraftwerke: 6'000 Volllast-h/Jahr, Stromertrag basierend auf 6'000 h/Jahr, Wärmeertrag basierend auf 4'000 h/Jahr (nur ein Teil der erzeugten Wärme kann verkauft werden)
  - Vergasungsanlage: kleine Anlage 7'600 Volllast-h/Jahr, mittlere Anlage 8'000 Volllast-h/Jahr

### 3. Wirtschaftlichkeit von Biomasseanlagen

Als Erstes werden die Kosten- und Ertragsstrukturen der 14 untersuchten Anlagen aufgezeigt. Die Kosten und Erträge werden in Bezug zum erzeugten Strom gesetzt und in Rp./kWh<sub>el</sub> gezeigt, da nach StromVG [2] der verkaufte Strom das förderfähige Gut ist und eine relative Grösse den Vergleich unterschiedlicher Anlagentypen erleichtert. Anschliessend werden die jeweiligen Stromgestehungskosten ermittelt.

Die Kosten- und Ertragsstrukturen von Biomasseanlagen unterscheiden sich stark von anderen Stromerzeugungsanlagen. Die Hauptunterschiede sind einerseits die hohen Betriebskostenanteile an den Gesamtkosten und folglich die eher tiefen Investitionskostenanteile und andererseits, dass die Biomasseanlagen neben der Stromproduktion noch über weitere bedeutende Ertragskanäle verfügen. Bei gewerblich industriellen Biogasanlagen sind die Entsorgungsgebühren und bei Holzheizkraftwerken die Wärmeerträge sogar einiges grösser als die Erträge aus der Stromerzeugung.

#### 3.1 Kostenstruktur

Die spezifischen Gesamtkosten variieren stark zwischen 30 – 95 Rp./kWh<sub>el</sub> (Abbildung 3). Eine ähnliche Streuung ergibt sich bei den Kapazitätskosten, die zwischen 7'200 und 26'000 CHF/kW<sub>el</sub> liegen. Tendenziell haben kleine Anlagen höhere spezifische Gesamtkosten und Kapazitätskosten.

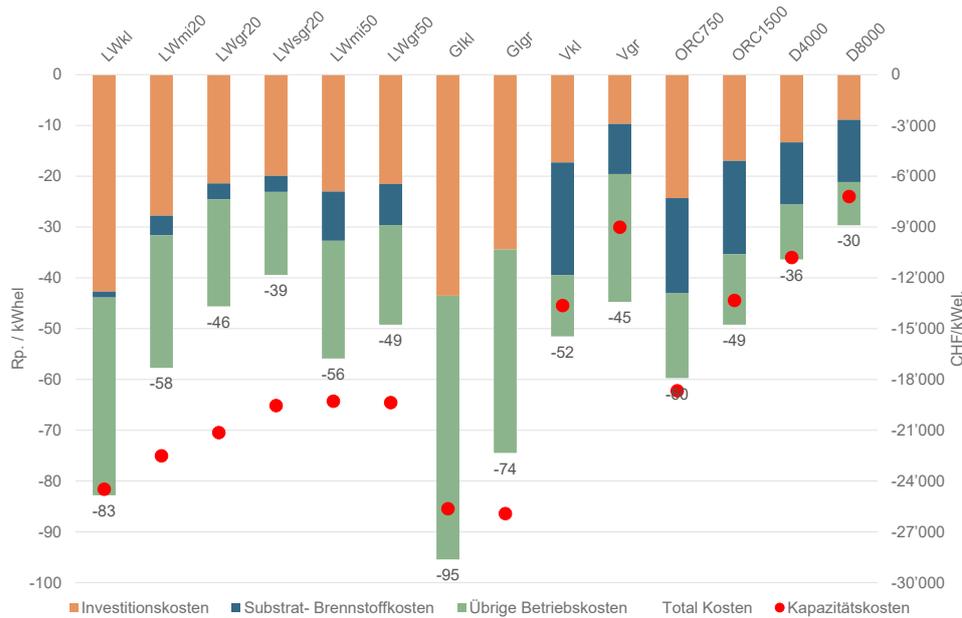


Abbildung 3: Spezifische Kosten

Die Investitionskosten machen bei Biomasseanlagen rund 22 – 52% der Gesamtkosten aus (Abbildung 4). Dies ist im Vergleich zu Wasserkraft, Photovoltaik- oder Windkraftanlagen sehr wenig. Die Betriebskosten sind bei Biomasseanlagen folglich viel relevanter. Sie verursachen zwischen 48 und 78% der Gesamtkosten.

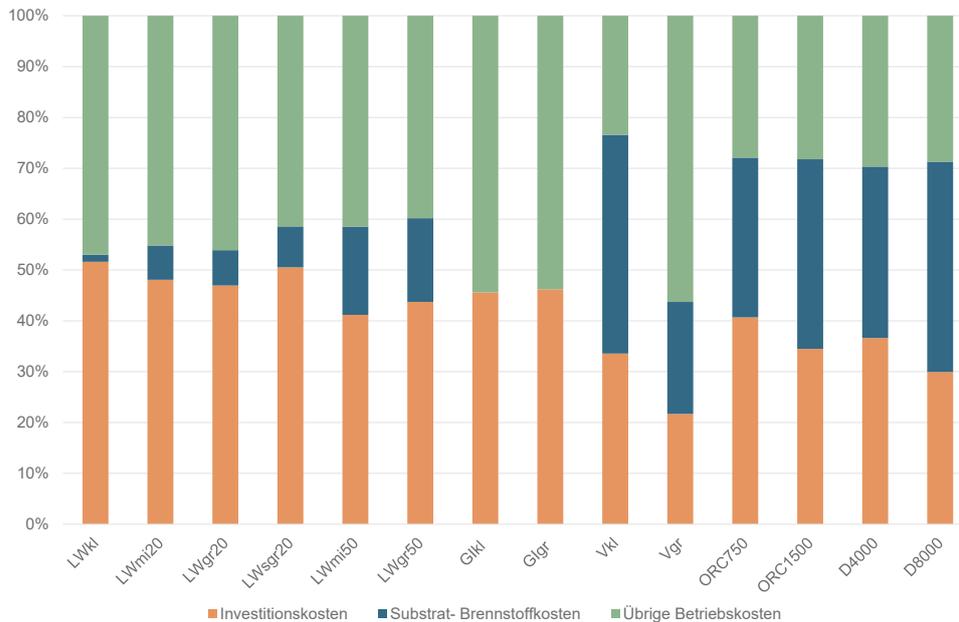


Abbildung 4: Kostenstruktur

Die Gründe für den hohen Betriebskostenanteil von Biomasseanlagen sind hauptsächlich der grosse Arbeits- und Materialaufwand für den Betrieb und Unterhalt der Anlagen, die Transportkosten für die Biomasse, die Substratkosten bei landwirtschaftlichen Biogasanlagen, sowie die Brennstoffkosten bei Holzheizkraftwerken.

Bei den landwirtschaftlichen Biogasanlagen entstehen Substratkosten durch den Einsatz energiereicher Co-Substrate (z.B. Glycerin) zur Steigerung der Biogasproduktion

(Substratkostenanteil bis zu 17% der Gesamtkosten). Bei den gewerblich-industriellen Anlagen entstehen normalerweise keine Substratkosten, sondern es werden Entsorgungsgebühren eingenommen. Bei den Holzheizkraftwerken ist der Brennstoffkostenanteil signifikant. Er liegt zwischen 22% und 43% der Gesamtkosten. Die Brennstoffkosten können jedoch sehr unterschiedlich sein. Sie hängen vor allem von der eingesetzten Holzart und dem Holzpreis ab. Restholz und Altholz sind im Vergleich mit Waldholz viel günstiger, deren Verfügbarkeit ist jedoch limitiert. Zudem können die Preise für alle Holzarten schwanken und regional unterschiedlich sein [4][3].

## 3.2 Ertragsstruktur

Die spezifischen Gesamterträge sind sehr unterschiedlich und liegen zwischen 15 – 65 Rp./kWh<sub>el</sub> (Abbildung 9). Bei den gewerblich-industriellen Anlagen fallen die Entsorgungsgebühren stark ins Gewicht. Bei den HHKW sind die Wärmeerträge sehr bedeutend.

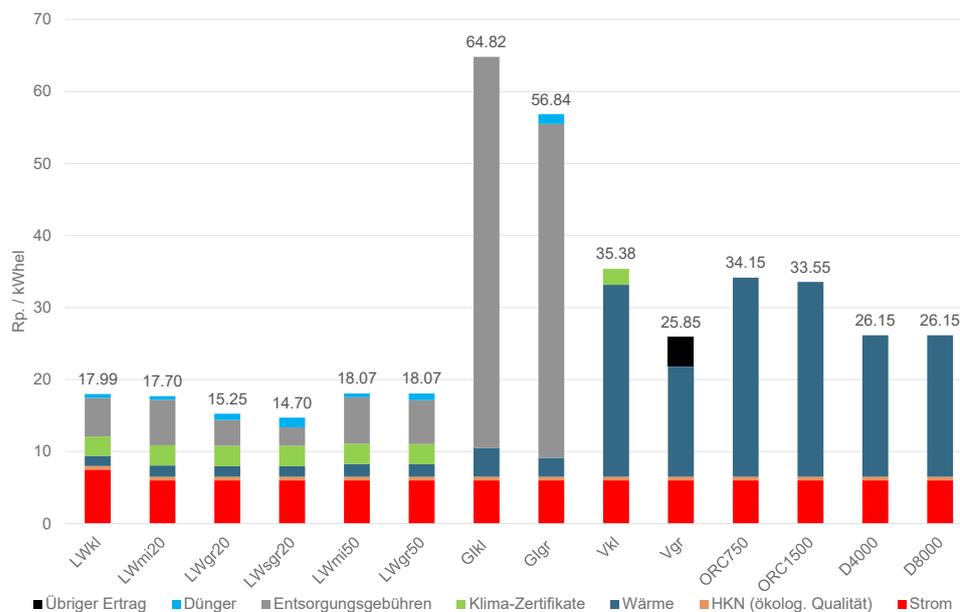


Abbildung 5: Spezifische Erträge

Die Analyse zeigt, dass sich die Ertragsstruktur der drei Anlagentypen stark unterscheidet: alle Anlagentypen erzeugen mehrere Produkte und Nutzen und weisen deshalb verschiedene Erträge auf. Neben den Erträgen für Strom und Wärme sind dies Entsorgungsgebühren sowie Erträge aus dem Verkauf von Klimazertifikaten<sup>2</sup>, Herkunftsnachweisen und Dünger. Bei landwirtschaftlichen Biogasanlagen sind hauptsächlich die Strom- und Entsorgungsgebühren-Erträge relevant. Bei gewerblich-industriellen Anlagen stammen die Erträge hauptsächlich aus den Entsorgungsgebühren (82% – 84% der Gesamterträge), und die Holzheizkraftwerke erzielen vor allem Wärmeerträge (75% – 81% der Gesamterträge). Die Stromproduktion generiert bei diesen Kraftwerktypen nur Nebenerträge.

Gemäss Aussagen von Marktakteuren können die Entsorgungsgebühren lokal sehr unterschiedlich sein (CHF 60 – 130 pro Tonne für Grüngut, CHF 0 – 60 pro Tonne für

<sup>2</sup> Importeure fossiler Treibstoffe sind heute in der Schweiz dazu verpflichtet, 10 Prozent der verursachten CO<sub>2</sub>-Emissionen im Inland zu kompensieren (CO<sub>2</sub>-Gesetz, Art. 26 ff). Dazu werden in inländischen Kompensationsprojekten Treibhausgasemissionen reduziert und gemäss Anforderungen des Bundes in handelbare «Bescheinigungen» umgesetzt. Der Begriff «Klimazertifikate» wird in diesem Bericht für diese Bescheinigungen verwendet.

biogene Abfälle aus Industrie und Gewerbe). In der Westschweiz werden heute tendenziell tiefere Entsorgungsgebühren als in der Ostschweiz bezahlt. Bei den Wärmeerträgen bestehen ebenfalls grosse Unterschiede. Die Bandbreite der Wärmeerträge liegt gemäss Marktakteuren zwischen 6 und 12 Rp./kWh<sub>el</sub>. In Einzelfällen wird ein Teil des erzeugten Stroms nicht am Markt verkauft, sondern als Eigenverbrauch genutzt, beispielsweise für den Betrieb einer Sägerei. In diesen Fällen bestehen die Erträge aus vermiedenen Strombezugskosten. Diese sind bedeutend höher als der Strompreis beim Verkauf am Markt, weil auch Netznutzungsentgelte und Abgaben vermieden werden. Für den Verbrauchertyp C3 liegen die Tarife für den Strombezug aus dem Netz zwischen 12 und 22 Rp./kWh<sub>el</sub> (Quelle: ECom) [3].

### 3.3 Stromgestehungskosten

Die Stromgestehungskosten (SGK) ergeben sich als Summe aus Gesamtkosten und Erträgen, ausgenommen der Erträge des Stromverkaufs. Diese Gesamtbetrachtung umfasst sämtliche Kosten und Erträge der Anlagen, die neben Strom auch Wärme und andere Nutzen erzeugen.

Die SGK weisen eine grosse Bandbreite zwischen 9 und 72 Rp./kWh<sub>el</sub> auf (Abbildung 10). Tendenziell resultieren bei kleinen Anlagen höhere SGK als bei grossen Anlagen. Bei einem Strommarktpreis von z.B. 6 Rp./kWh<sub>el</sub> wären die Kosten bei keinem Anlagentyp gedeckt und somit würden alle Anlagentypen für den wirtschaftlichen Betrieb einen Förderbeitrag benötigen. Im Vergleich mit Wasserkraftwerken, Photovoltaikanlagen und Windkraftwerken sind die Gestehungskosten der meisten Biomasseanlagen höher.

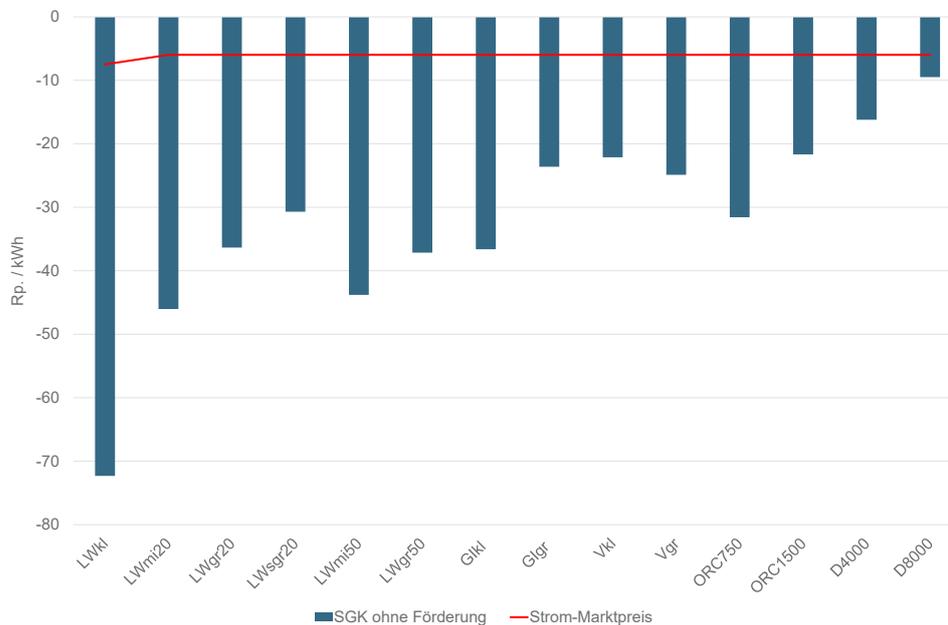


Abbildung 6: Stromgestehungskosten im Vergleich zu einem mittleren Strommarktpreis<sup>3</sup>

Die SGK von HHKW sind am tiefsten (9 – 32 Rp./kWh<sub>el</sub>). Gründe sind hauptsächlich die bedeutenden Wärmeerträge und die Grösse der Anlagen, die sich positiv auf die spezifischen Kosten auswirkt.

Die SGK gewerblich-industrieller Anlagen liegen zwischen denjenigen von HHKW und landwirtschaftlichen Biomasseanlagen. Sie weisen sowohl hohe Kosten als auch hohe

<sup>3</sup> Der Strommengen von kleinen landwirtschaftlichen Biogasanlagen werden meist an den lokalen Netzbetreiber zum Rücklieferertarif vermarktet. Für die kleinen Mengen erneuerbarer Energie bezahlen die Netzbetreiber meist einen etwas höheren Tarif, d.h. ca. 7.5 Rp./kWh<sub>el</sub>.

Erträge auf, die vor allem aus Entsorgungsgebühren bestehen (82 – 84% der Gesamterträge). Zusammengefasst resultieren SGK zwischen 24 und 37 Rp./kWh<sub>el</sub>.

Die SGK von landwirtschaftlichen Biomasseanlagen sind im Vergleich mit den anderen beiden Anlagenarten am höchsten, und liegen zwischen 31 und 72 Rp./kWh<sub>el</sub>. Der Anteil von Co-Substraten (max. 20% oder 50%) bei landwirtschaftlichen Biomasseanlagen hat keinen markanten Einfluss auf die SGK. Ein höherer Co-Substratanteil führt zu einem höheren Energieertrag, aber auch zu höheren Kosten.

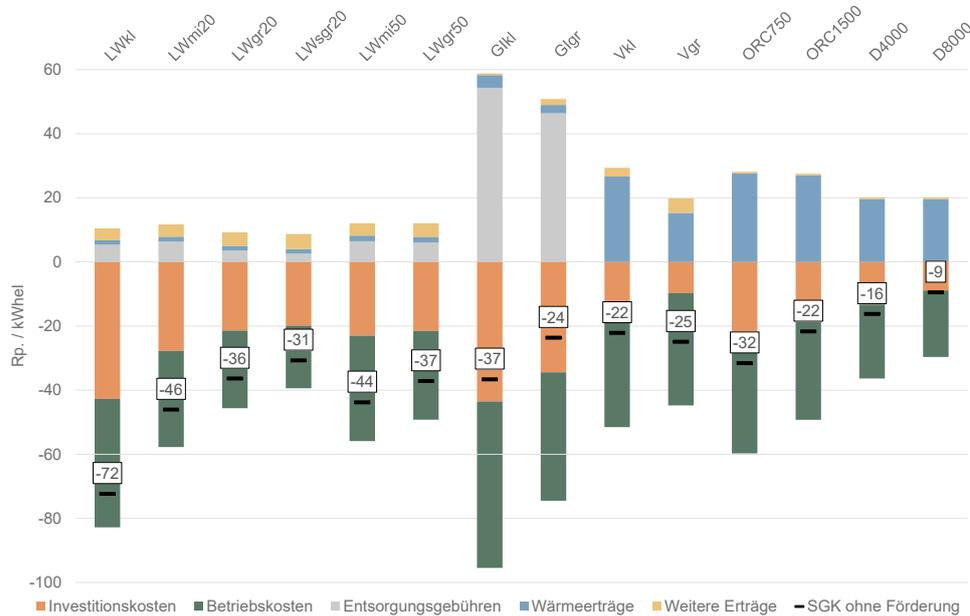


Abbildung 7: Stromgestehungskosten verschiedener Anlagentypen (schwarzer Querbalken)

## 4. Höhe der Förderbeiträge

Aufbauend auf der Analyse der Kosten und Erträge von Biomasseanlagen im vorherigen Kapitel wird in diesem Kapitel die Frage geklärt, wie hoch die BKB und die IB für Biomasseanlagen sein müssten, damit einerseits bestehende Anlagen nach Ablauf der KEV-Vergütung kostendeckend weiterbetrieben werden können, und andererseits genügend Anreize für Investitionen in neue Anlagen und Retrofitinvestitionen geschaffen werden.

### 4.1 Generelle Beurteilung von Betriebskosten- und Investitionsbeiträgen

Um die Wirkungsweise der beiden vorgesehenen Förderinstrumente zu veranschaulichen, werden in diesem Kapitel deren Vor- und Nachteile aufgezeigt. Nach dem politischen Willen soll wohlbemerkt eine sinnvolle Kombination beider Förderinstrumente umgesetzt werden.

#### Vorteile von BKB:

- *Grosses Fördervolumen:* Die nachfolgenden Analysen zeigen, dass BKB einen grossen Teil der Gesamtkosten von Biomasseanlagen, insbesondere von bestehenden Anlagen, abdecken können. Dadurch können meist ausreichend Anreize für einen Weiterbetrieb aber auch für den Zubau von neuen Anlagen gesetzt werden. In Kombination mit Investitionsbeiträgen kann das Fördervolumen weiter vergrössert werden.

- *Strompreisrisiken:* Ein relevanter Vorteil von BKB ist die Garantie der Preise aus der Stromeinspeisung. Der Investor muss nicht das Risiko der Preisschwankungen am freien Markt tragen. Aufgrund gesicherter Preise nimmt so die Investitionssicherheit zu.
- *Gleichbehandlung von Technologien mit hohen Betriebskosten- und Investitionskostenanteilen:* Werden BKB und Investitionsbeiträge ausgerichtet, kann eine Gleichbehandlung von Anlagen mit tiefen und hohen Betriebskosten erreicht werden.
- *Anreiz zur Steigerung der Stromproduktion:* Die BKB wirken stärker auf die Steigerung der Stromproduktion aus Biomasse ein als ein Investitionsbeitrag, da die BKB direkt an die Stromeinspeisung gekoppelt sind.
- *Sicherung des Weiterbetriebs von Anlagen über die KEV-Förderdauer hinaus:* Ohne BKB besteht die Gefahr, dass Anlagen nach dem Ablauf der KEV nicht weiter betrieben werden, da die erzielten Erträge die Betriebskosten nicht decken. Mit BKB wird dieses Risiko aufgefangen.

#### **Nachteile von BKB:**

- *Grosser Kapitalbedarf zum Investitionszeitpunkt:* Da die Investitionskosten erst über die Zeit durch Erträge gedeckt werden, besteht zum Investitionszeitpunkt ein grosser Kapitalbedarf, der durch den Investor oder Dritte gedeckt werden muss. Dieser Umstand liegt auch bei der KEV vor.
- *Belastung des Finanzhaushalts in künftigen Jahren:* Für den Förderer besteht der Nachteil, dass die BKB während vielen Jahren den Finanzhaushalt belasten. Zudem wird die Übersicht über das Fördervolumen erschwert, weil die Stromproduktion schwankend sein kann.
- *Komplizierter Vollzug und höherer Abwicklungsaufwand:* Wegen den jährlichen Zahlungen steigt der Abwicklungsaufwand für die Förderstelle und den Anlageninvestor.
- *Kompromiss mit Mängeln:* Werden für Neuanlagen und Anlagen, die schon abgeschrieben sind, einheitliche BKB ausbezahlt, profitieren Anlagen, die schon abgeschrieben sind. Bei Neuanlagen, wird ein Teil der Erträge für die Deckung der Kapitalkosten genutzt. Bei abgeschriebenen Anlagen können alle Erträge mit den Betriebskosten aufgerechnet werden.

#### **Vorteile von Investitionsbeiträgen**

- *Reduktion des Kapitalbedarfs für Investition:* Durch die Auszahlung des Förderbeitrags zum Zeitpunkt der Investition reduziert sich der Kapitalbedarf des Investors.
- *Keine Belastung des Finanzhaushalts in künftigen Jahren:* Für den Förderer besteht der Vorteil, dass sich die Investitionsbeiträge sofort auf den Finanzhaushalt auswirken und nicht noch während Jahren der Finanzhaushalt belastet wird. Somit wird die Übersicht über das Fördervolumen erleichtert.
- *Einfacher Vollzug und geringerer Abwicklungsaufwand:* Durch die Ablösung von jährlichen Zahlungen durch eine einmalige Zahlung sinkt der Abwicklungsaufwand für die Förderstelle und den Anlageninvestor.

#### **Nachteile von Investitionsbeiträgen**

- *Kleineres Fördervolumen:* Investitionsbeiträge können nur einen Teil der Investitionskosten bei Biomasseanlagen abdecken. Dadurch können keine Anreize für den Weiterbetrieb und meist nicht ausreichend Anreize für einen Zubau von neuen Biomasseanlagen gesetzt werden.

- *Strompreissrisiken:* Ein relevanter Nachteil von Investitionsbeiträgen gegenüber den BKB ist der Wegfall der garantierten Erträge aus der Stromerzeugung. Der Investor trägt das Risiko der Preisschwankungen am freien Markt, sofern nicht beispielsweise ein Power Purchase Agreement (PPA) mehrheitlich den Abnahmepreis garantiert. Aufgrund weniger zuverlässiger Erträge sinkt so die Investitionssicherheit.
- *Übervorteilung von Technologien mit hohen Investitionskostenanteilen:* Gleichzeitig kommt es aufgrund der Investitionsbeiträge zu einer Übervorteilung von Anlagen, die einen hohen Investitionskostenanteil und tiefe Betriebskosten aufweisen. Damit könnte es zu einer ungewollten Bevorzugung einer Technologie kommen.
- *Steigerung der Stromproduktion unsicherer:* Zudem sichern Investitionsbeiträge die Steigerung der gesamten Stromproduktion aus Biomasse weniger als BKB, die direkt an die Stromeinspeisung gekoppelt sind.
- *Falsche Anreize:* Bei einem zu hohen Investitionsbeitrag entsteht die Gefahr, dass Anlagen zu hochwertig/teuer ausgeführt werden und Investitionskosten gegenüber der Förderstelle als höher ausgewiesen werden als sie in Realität sind.

## 4.2 Berechnung der Förderbeiträge

### Beispielhafte Kalkulation für Neuanlagen

Eine Anlage weist je nach Lebenszyklusphase unterschiedliche Betriebs- und Investitionskosten auf. Die Abbildung 12 zeigt am fiktiven Beispiel einer Neuanlage die Erträge und Kosten während der Investitions- und der Betriebsphase. Die gesamten Kosten betragen 500. Für einen wirtschaftlichen Betrieb sind folglich mindestens 500 Erträge notwendig. Falls die Strom- und die übrigen Erträge in der Betriebsphase bei 150 liegen, braucht es 350 Förderbeiträge. Werden die Investitionsbeiträge bei 60% angesetzt, was zu 120 IB führt, so ergibt sich ein BKB von 230. Von den gesamten BKB sind 80 für die vollständige Deckung der Investitionskosten und 150 für die vollständige Deckung der Betriebskosten nötig.

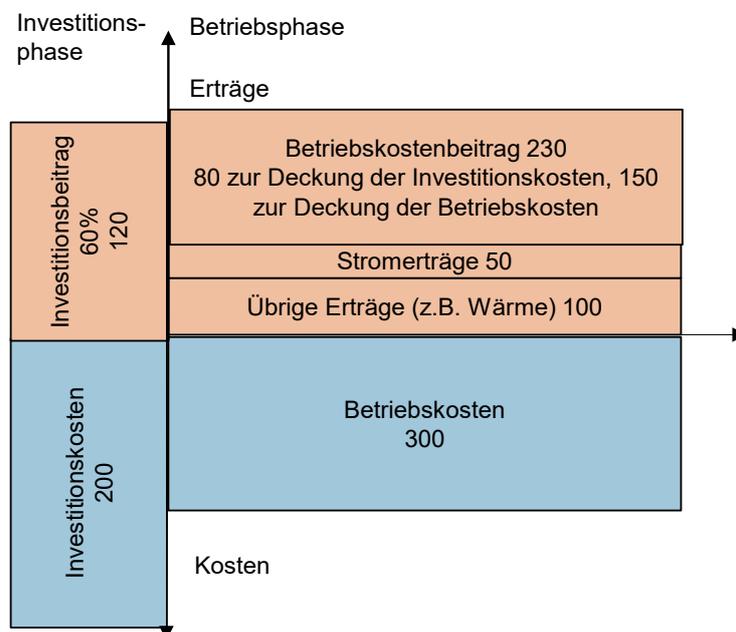


Abbildung 8: Methodik der Beitragsberechnung (fiktives Beispiel)

### Beispielhafte Kalkulation für abgeschriebenen Anlagen

Abgeschriebene Anlagen weisen per Definition keine Kapitalkosten mehr auf. Dafür steigen mit dem Alter der Anlage typischerweise die Betriebskosten. Zudem können gemäss Aussagen von Branchenvertretern die meisten vollständig abgeschriebenen Anlagen nicht lange ohne Investitionen weiterbetrieben werden. Oftmals sind bei abgeschriebenen Anlagen Retrofitinvestitionen notwendig.

Würde man im fiktiven Beispiel aus Abbildung 12 den nötigen BKB für den Weiterbetrieb einer abgeschriebenen Anlage herleiten (ohne Retrofitinvestitionen), so müsste von höheren Betriebskosten ausgegangen werden (z.B. von zusätzlichen 50), und nach Anrechnung der Stromerträge (50) und der übrigen Erträge (100) würde ein BKB von 200 resultieren. Dies sind 30 weniger als bei einer Neuanlage.

### Grundsatz: Einheitliche Förderbeiträge

Das BFE ist bestrebt, für die folgenden drei Fälle:

1. Neuanlagen (Investitions- und Betriebskosten)
2. abgeschriebene Anlagen, die ohne Investitionen weiterbetrieben werden (Betriebskosten)
3. abgeschriebene Anlagen, die nach Retrofitinvestitionen weiterbetrieben werden (Investitions- und Betriebskosten)

einheitliche Betriebskosten- und Investitionsbeiträge anzuwenden. Einheitliche Betriebskosten- und Investitionsbeiträge sind somit Kompromiss-Lösungen, die nicht den exakten Kosten und Erträgen aller Fälle gerecht werden.

### Fördervarianten

Nachfolgend werden die Beiträge auf der Basis der vorliegenden Kosten von Neuanlagen, d.h. der ersten 20 Jahre der Lebensdauer, festgelegt. Damit der Fördereffekt von IB und BKB direkt miteinander verglichen werden kann, werden nachfolgend auch die Investitionsbeiträge auf die Stromproduktion umgelegt und in Rappen pro eingespeiste kWh<sub>el</sub> dargestellt.

Die Förderbeiträge können generell in Form von IB, in Form von BKB sowie in Kombination ausbezahlt werden. Nachfolgend werden 3 verschiedene Varianten vorgestellt.

Dabei werden folgende Fördervarianten untersucht:

- Variante 1a): IB von 60% (einheitlich für alle Anlagentypen), sowie Restkostendeckung über BKB (differenziert nach Anlagentyp)
- Variante 1b): IB von 40% (einheitlich für alle Anlagentypen), sowie Restkostendeckung über BKB (differenziert nach Anlagentyp)
- Variante 2): differenzierte Berechnung von IB und BKB nach Anlagentyp, in Abhängigkeit der Kostenstruktur (Anteil der Betriebs- und Investitionskosten)
- Variante 3): BKB für abgeschriebene Anlagen, die ohne Investitionen weiterbetrieben werden

Die Variante mit ausschliesslichen BKB zur Deckung von Investitions- und Betriebskosten, wie dies bei der KEV der Fall ist, wird nicht dargestellt, weil das zu einer massiven Überförderung von abgeschriebenen Altanlagen führen würde.

Die berechneten BKB verstehen sich vor Abzug des quartalsweise zu ermittelnden Referenz-Strommarktpreises.

### 4.2.1 Einheitlicher Investitionsbeitrag (Varianten 1a und 1b)

#### Variante 1a: einheitlicher IB von 60% für alle Anlagen, sowie Restkostendeckung über BKB (differenziert nach Anlagentyp)

Das BFE geht davon aus, dass der maximale Investitionsbeitrag bei etwa 60% liegen sollte, da höhere Werte zu Fehlanreizen bei den Investitionen führen und politisch kaum akzeptiert sind. Wenn 60% der Investitionen über IB gedeckt werden, müssen die verbleibenden 40% entweder durch überschüssige Erträge oder BKB gedeckt werden.

Bei der Variante 1a liegen die IB umgerechnet zwischen 5 und 26 Rp./kWh<sub>el</sub> und somit müssten die kostendeckenden BKB zur Deckung der Restkosten zwischen 3 und 47 Rp./kWh<sub>el</sub> liegen, vor Abzug des Referenz-Marktpreises (Abbildung 13). Dies hätte zur Folge, dass grössere HHKW (Dampfturbinen, 8'000 kW<sub>el</sub> Leistung) sowie grosse gewerblich-industrielle Anlagen nach Abzug des Referenzmarktpreises (Annahme: 6 Rp./kWh<sub>el</sub>) keinen BKB erhalten würden, da sie auch ohne BKB wirtschaftlich betrieben werden können.

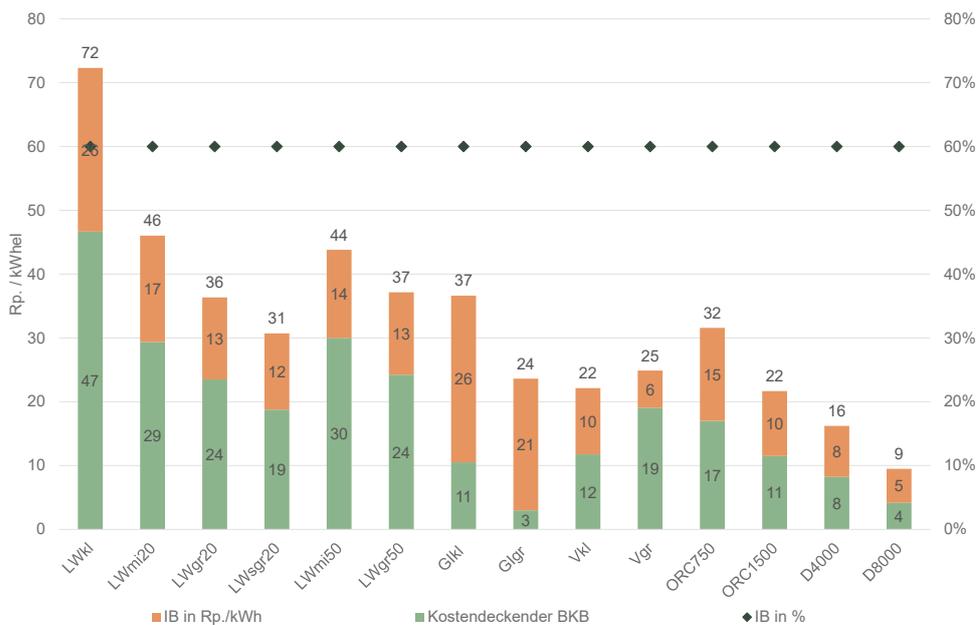


Abbildung 9: Einheitlicher Investitionsbeitrag von 60% (Variante 1a)

#### Variante 1b: einheitlicher IB von 40% für alle Anlagen, sowie Restkostendeckung über BKB (differenziert nach Anlagentyp)

Bei Variante 1b liegen die IB umgerechnet zwischen 4 und 17 Rp./kWh<sub>el</sub> und die BKB zur Deckung der Restkosten müssten zwischen 6 und 55 Rp./kWh<sub>el</sub> liegen, vor Abzug des Referenz-Marktpreises (Abbildung 14). Dies hätte zur Folge, dass nur die grössten HHKW (Dampfturbinen, 8'000 kW<sub>el</sub> Leistung) nach Abzug des Referenzmarktpreises (Annahme: 6 Rp./kWh<sub>el</sub>) keinen BKB erhalten würden, da sie auch ohne BKB wirtschaftlich betrieben werden können. Bei allen landwirtschaftlichen Biomasseanlagen würden die BKB die Betriebskosten von Neuanlagen übersteigen, da die Erträge inklusive den IB nicht ausreichend sind, um die Gestehungskosten zu decken.

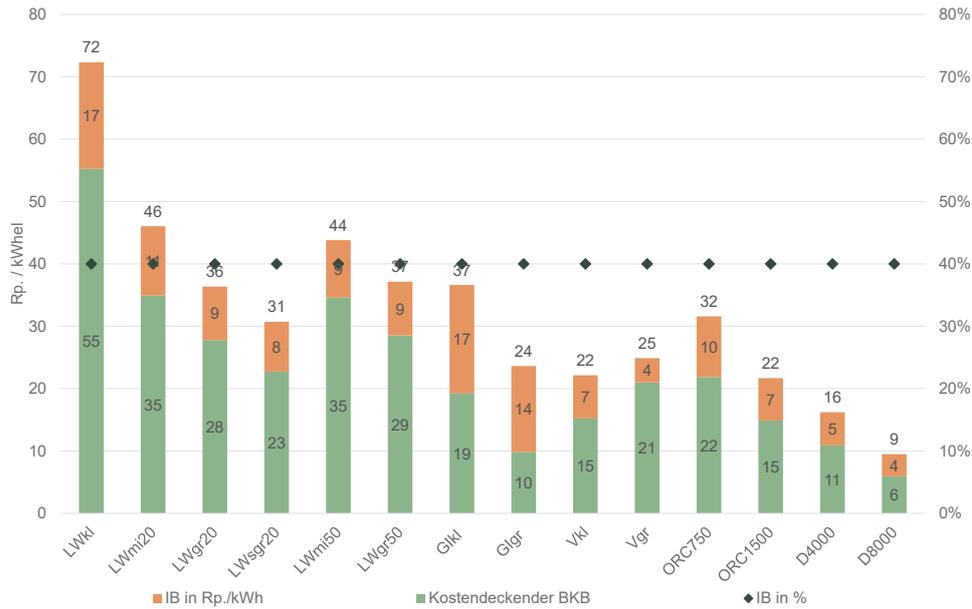


Abbildung 10: Einheitlicher Investitionsbeitrag von 40% (Variante 1b)

#### 4.2.2 Differenzierte Berechnung der Investitions- und Betriebskostenbeiträge nach Anlagentyp (Variante 2)

Bei der Variante 2 werden die anlagentypspezifischen Erträge anhand der Anteile von Investitions- und Betriebskosten aufgeteilt und mit den jeweiligen Kosten verrechnet. Da die Erträge die Kosten nicht decken, sind Förderbeiträge nötig. Die Differenzen zwischen Erträgen und Kosten zeigen die nötigen anlagespezifischen IB sowie BKB. Die Gesamtförderung je Anlagentyp bleibt im Vergleich mit Variante 1 unverändert.

Bei Variante 2 liegen die IB zwischen 3 und 37 Rp./kWh<sub>el</sub> (resp. zwischen 31% und 87% der Investition), und die kostendeckenden BKB (vor Abzug des Referenz-Marktpreises) zur Deckung der Restkosten müssten zwischen 7 und 35 Rp./kWh<sub>el</sub> liegen (Abbildung 15). Bei einem Referenzmarktpreis von 6 Rp./kWh<sub>el</sub> bedeutet dies, dass alle Anlagen für einen wirtschaftlichen Betrieb IB und BKB benötigen. Die Investitionsbeiträge von landwirtschaftlichen Biomasseanlagen würden zwischen 75 – 87% liegen, was zu Fehlreizen bei den Investitionen führen kann.

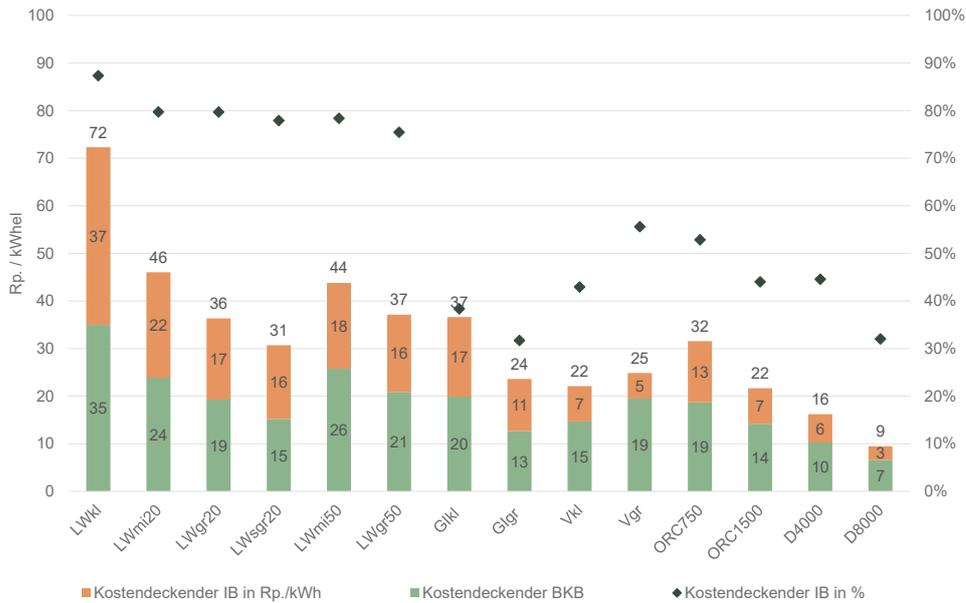


Abbildung 11: Anlagespezifische Investitions- und Betriebskostenbeiträge

### 4.2.3 BKB für abgeschriebene Anlagen (Variante 3)

Bei der Variante 3 werden die anlagentypspezifischen Kosten und Erträge einer Neuanlage während der Betriebsphase berechnet. Die Differenz zwischen den Kosten und den Erträgen zeigt den nötigen BKB.

#### **Achtung!**

Diese Variante weist zwei Limitationen auf. Erstens sind die Betriebskosten von Neuanlagen tiefer als diejenigen von Altanlagen, weil Anlagen mit zunehmendem Alter einen höheren Wartungsaufwand mit sich bringen. Somit sind die in dieser Variante ausgewiesenen BKB, die auf Zahlen von Neuanlagen beruhen, für abgeschriebene Anlagen zu tief geschätzt.

Zweitens verursacht die Anwendung der berechneten BKB bei Anlagen mit Investitionen (Neuanlagen oder Altanlagen mit Retrofitinvestitionen) indirekt folgende Problematik. Weil die gesamten Erträge bereits den Betriebskosten gegenübergestellt werden, verbleiben keine Erträge für die Amortisation der Investitionen. Das hat indirekt zu Folge, dass für einen wirtschaftlichen Betrieb Investitionsbeiträgen von 100% notwendig wären. Die Deckung der ganzen Investition durch Investitionsbeiträge führt zu grossen Fehlanreizen und ist nicht vertretbar.

Bei Variante 3 müssten die kostendeckenden BKB (vor Abzug des Referenz-Marktpreises) zur Deckung der Differenz zwischen Betriebskosten und -erträgen zwischen -11 und 30 Rp./kWhel liegen (Abbildung 16). Bei einem Referenzmarktpreis von 6 Rp./kWhel heisst dies, dass die gewerblich-industriellen Anlagen und die grossen HHKW ohne BKB wirtschaftlich betrieben werden können. Bei den kleinen HHKW und allen landwirtschaftlichen Biomasseanlagen wären für den Weiterbetrieb BKB von 7 bis 30 Rp./kWhel (vor Abzug des Referenz-Marktpreises) notwendig. In diesen Aussagen ist jedoch nicht berücksichtigt, dass die Betriebskosten von abgeschriebenen Altanlagen höher sind als die diejenigen von Neuanlagen.

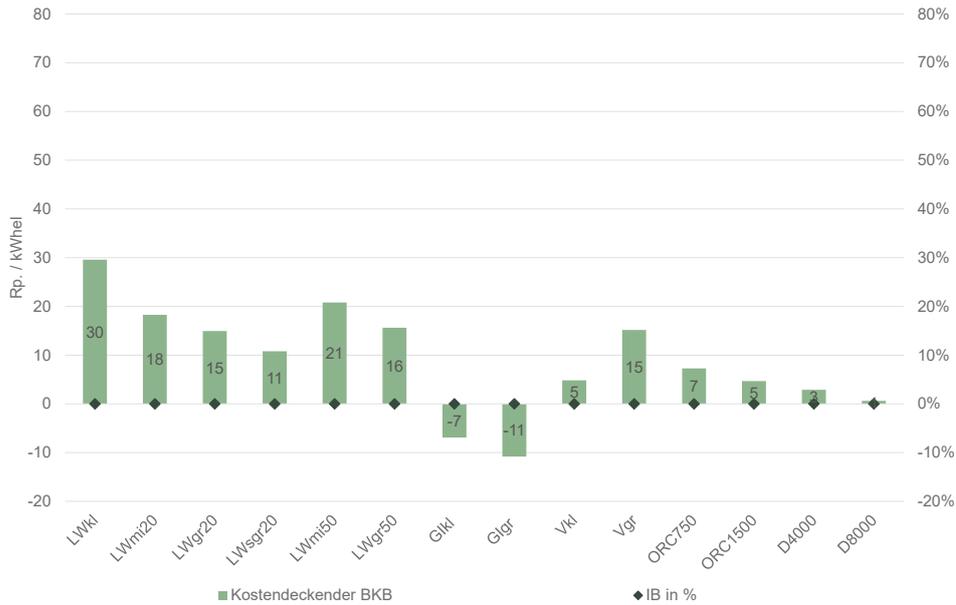


Abbildung 12: Kostendeckender BKB für abgescriebene Anlagen auf der Basis von Neuanlagen

### 4.3 Beurteilung der Fördervarianten

Ergänzend zur Berechnung der Förderbeiträge in Kapitel 4.2 sind in Tabelle 2 die Vor- und Nachteile der evaluierten Varianten zusammengefasst.

Fördervariante	Vorteile	Nachteile
Einheitliche Investitionsbeiträge (Variante 1)	<ul style="list-style-type: none"> <li>- einfaches, verständliches Modell</li> <li>- Entspricht der Kostenstruktur von Neuanlagen. Somit würden Anreize für Investitionen in Neuanlagen und für Retrofitinvestitionen geschaffen.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Nicht direkt anwendbar auf abgescriebene Anlagen, welche keine Kapitalkosten aufweisen. In den BKB ist jedoch auch der Anteil an nicht mit IB gedeckten Investitionskosten von Neuanlagen einberechnet, welche per Definition nach Ablauf der Investitionsdauer (20 Jahre) gedeckt sind.</li> <li>- Bei zu hohen Strommarktpreisen: Überförderung von Anlagen mit tiefen SGK.</li> </ul>
Differenzierte Investitionsbeiträge nach Anlagentyp (Variante 2)	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Kleinere Streuung der BKB im Vergleich zu Variante 1.</li> <li>- Entspricht der Kostenstruktur von Neuanlagen. Somit würden Anreize für Investitionen in Neuanlagen und für Retrofitinvestitionen geschaffen.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- komplizierteres Modell</li> <li>- Anlagen mit höheren IB werden eher realisiert. Die Ungleichbehandlung bezüglich Investitionsbeitrag würde zu Verzerrungen bei der Realisierung von Neuanlagen führen.</li> <li>- Teilweise sehr hohe IB (75%...87%), was zu Fehlankreizen führen kann.</li> <li>- Nicht direkt anwendbar auf abgescriebene Anlagen, welche keine Kapitalkosten aufweisen. In den BKB ist jedoch auch der Anteil an nicht mit IB gedeckten Investitionskosten von Neuanlagen einberechnet, welche per Definition nach Ablauf der Investitionsdauer (20 Jahre) gedeckt sind.</li> <li>- Bei zu hohen Strommarktpreisen: Überförderung von Anlagen mit tiefen SGK.</li> </ul>
BKB für abgescriebene Anlagen (Variante 3)	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Entspricht am Ehesten der realen Ausgangslage von abgescriebenen Bestandesanlagen mit auslaufender KEV.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Die Datenbasis bezieht sich auf Neuanlagen. Weil Altanlagen höhere Kosten aufweisen, sind die berechneten BKB eher zu tief gegriffen.</li> <li>- Entspricht nicht der Kostenrealität von Neuanlagen und bestehenden Anlagen mit Retrofitinvestitionen, da in den BKB der Anteil an nicht mit IB gedeckten</li> </ul>

		Investitionskosten <u>nicht</u> berücksichtigt ist. Die ungedeckten Investitionskosten würden somit die Investitionen verhindern. - Bei zu hohen Strommarktpreisen: Überförderung von Anlagen mit tiefen SGK.
--	--	--

Tabelle 2: Beurteilung der Fördervarianten

## 4.4 Differenzierung der Förderung

Unabhängig davon, welche Fördervariante umgesetzt wird, stellt sich zudem die Frage, ob die Förderbeiträge nach Anlagentyp und/oder Leistungsklasse differenziert werden sollen.

Es bieten sich folgende Differenzierungsmöglichkeiten an:

### a) Einheitlicher Fördersatz für alle Biomasseanlagen

Bei dieser Variante würden alle Biomasseanlagen gleichbehandelt und die individuelle Kosten- und Ertragsstruktur würde ausgeblendet. Ein tiefer Fördersatz würde einen Anreiz für Kostenoptimierungen bei Anlagen mit hohen SGK schaffen, wobei auch die Gefahr entsteht, dass diese nicht realisiert bzw. weiterbetrieben würden. Ein hoher Fördersatz wäre ineffizient, wenn Anlagen mit tiefen Stromgestehungskosten eine Überförderung erfahren.

### b) Differenzierte Fördersätze für alle Anlagen, abhängig von der Technologie und/oder der Grössenkatgorie

Die Förderung könnte sowohl nach der Technologie als auch anhand der installierten elektrischen Leistung differenziert werden. Die Differenzierung nach Anlagengrösse könnte sowohl in Form von Leitungsklassen erfolgen (z.B. Anlagen mit weniger als 100 kW<sub>el.</sub>, Anlagen mit 100 bis 500 kW<sub>el.</sub>, Anlagen mit mehr als 100 kW<sub>el.</sub>), oder auch durch eine lineare, degressive Berechnung der Förderung, wie es bei der Einmalvergütung von PV-Anlagen bereits umgesetzt wird (pauschaler Grundbeitrag und Leistungsbeitrag in CHF/kW<sub>el.</sub>). Dadurch könnte die individuelle Kosten- und Ertragsstruktur je Anlagentyp und Anlagengrösse berücksichtigt werden. Der Vorteil dieser Lösung wäre, dass auch kleine Anlagen realisiert würden und somit das gesamte Potential der Biomasseenergie abgeschöpft würde.

### c) Begrenzung der differenzierten Förderung durch eine Obergrenze («Cap»)

Die differenzierten Förderbeiträge nach Buchstabe b) könnten zudem mit einer Obergrenze («Cap») versehen werden. Mit diesem Instrument würde ein Anreiz zur Optimierung der Gestehungskosten geschaffen. Zudem würde der effiziente Einsatz der Fördermittel unterstützt. Je nach Höhe dieser Messlatte könnten teure, resp. ineffiziente Anlagen nicht mehr kostendeckend betrieben werden.

## A1 Literaturverzeichnis

- [1] Biomasse Suisse, 2015, Typische Kosten von Biogasanlagen in der Schweiz, Aktualisierung 2015
- [2] Bundesgesetz über die Stromversorgung (Stromversorgungsgesetz, StromVG), Stand am 1. Juni 2021
- [3] EBP, 2020, Investitionsbeiträge für Biomasseanlagen
- [4] EBP, 2021, Wirtschaftlichkeit von Holzheizkraftwerken
- [5] PSI, 2019, Stromgestehungskosten von WKK-Anlagen (Excel)