



Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

Eidgenössisches Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation UVEK

Bundesamt für Energie BFE
Erneuerbare Energien

Bericht vom 30. April 2020

Investitionsbeiträge für Biomasseanlagen

Datum: 30. April 2020

Ort: Bern

Auftraggeberin:

Bundesamt für Energie BFE
CH-3003 Bern
www.bfe.admin.ch

Auftragnehmerin:

EBP Schweiz AG
Zollikerstrasse 65
CH-8702 Zollikon
Schweiz
Telefon +41 44 395 11 11

info@ebp.ch

www.ebp.ch

Autoren:

Felix Ribi
Sabine Perch-Nielsen
Hans-Christian Angele
Hendrik Clausdeinken

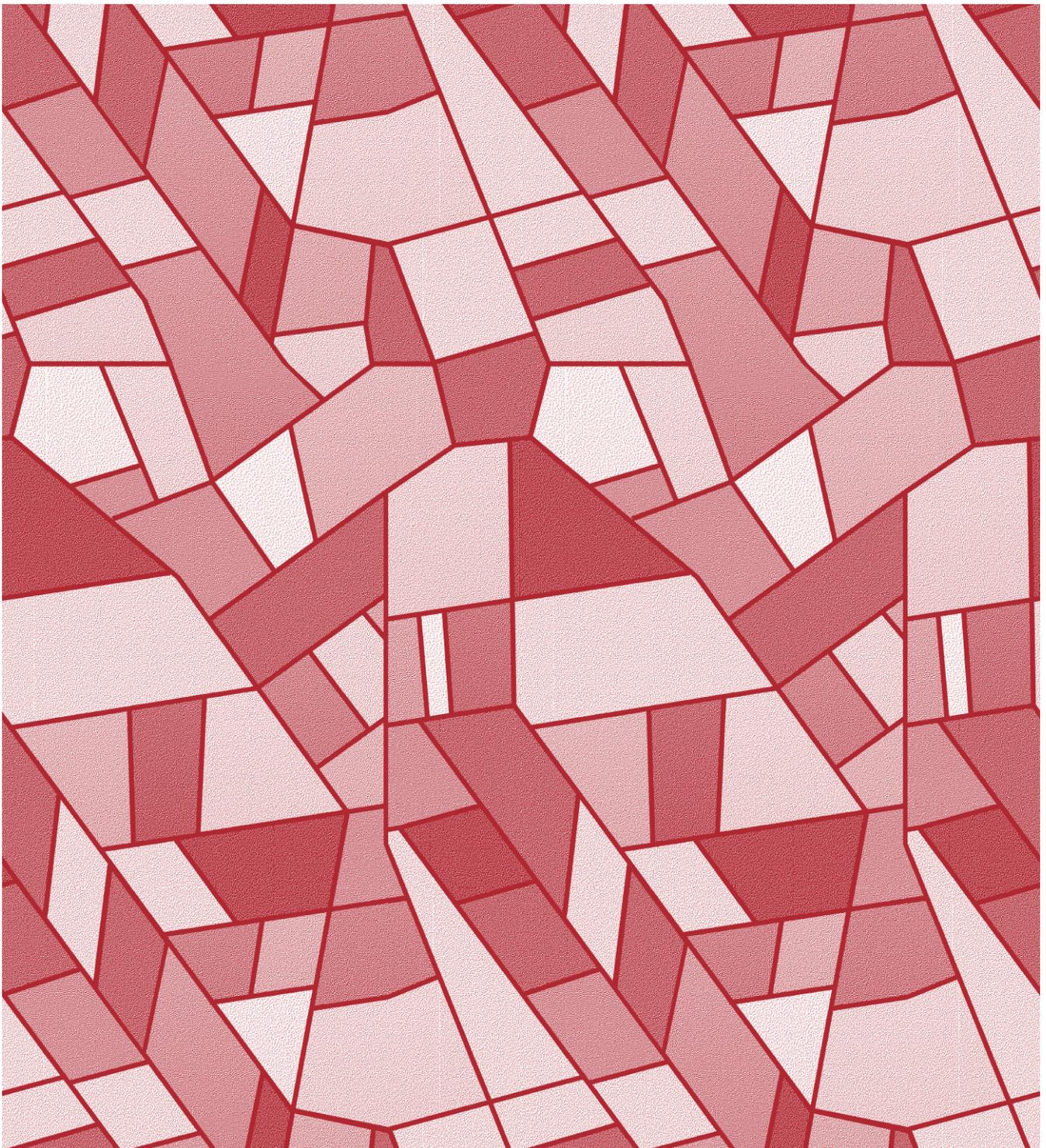
Für den Inhalt und die Schlussfolgerungen sind ausschliesslich die Autoren dieses Berichts verantwortlich.

Bundesamt für Energie BFE

Pulverstrasse 13, CH-3063 Ittigen; Postadresse: Bundesamt für Energie BFE, CH-3003 Bern
Tel. +41 58 462 56 11 · Fax +41 58 463 25 00 · contact@bfe.admin.ch · www.bfe.admin.ch

Investitionsbeiträge für Biomasseanlagen

Schlussbericht
30.04.2020



Der Bericht wurde im Auftrag des Bundesamts für Energie erstellt.

Projektteam

Felix Ribi
Sabine Perch-Nielsen
Hans-Christian Angele
Hendrik Clausdeinken

EBP Schweiz AG
Zollikerstrasse 65
8702 Zollikon
Schweiz
Telefon +41 44 395 11 11
info@ebp.ch
www.ebp.ch

Druck: 11. Mai 2020
20200327_Investitionsbeiträge Biomasseanlagen.docx
Projektnummer: 219472

Zusammenfassung

Die Förderung der erneuerbaren Stromproduktion mittels kostenorientierten Einspeisevergütung (KEV) ist per Gesetz befristet und läuft Ende 2022 aus. Um den Zubau bei sämtlichen Erzeugungstechnologien voranzubringen und die Zubau-Richtwerte des Energiegesetzes zu erreichen, ist eine Weiterführung der Förderung notwendig. Der Bundesrat hat daher am 27.9.2019 vorgeschlagen, dass alle Technologien, die mit erneuerbaren Energien Strom erzeugen, Investitionsbeiträge erhalten sollen. Somit würden künftig alle Biomasseanlagentypen Investitionsbeiträge erhalten. Das Bundesamt für Energie (BFE) hat in diesem Zusammenhang EBP beauftragt, verschiedene Fragen im Zusammenhang mit Investitionsbeiträgen für Biomasseanlagen zu beantworten. Im Zentrum standen Fragen zur Wirtschaftlichkeit und zum Zubau-Potenzial. Der vorliegende Bericht dokumentiert die Resultate.

Untersucht werden drei Anlagentypen: Holzheizkraftwerke, gewerblich-industrielle sowie landwirtschaftliche Biogasanlagen.

Auswirkungen auf die Wirtschaftlichkeit

Die Wirtschaftlichkeit von Holzheizkraftwerken hängt vor allem von folgenden Faktoren ab: Mix der verwendeten Holzarten, Holzpreise der einzelnen Holzarten, Anlagegrösse, absetzbare Wärmemenge, Wärmepreis und Förderbeiträge. **Bei durchschnittlichen Bedingungen und einem grossen Anteil von günstigem Alt- oder Restholz (> 50%) können grosse Dampfturbinenanlagen auch ohne Förderung wirtschaftlich betrieben werden. Bei schlechteren Bedingungen bzw. einem kleineren Anteil von Alt- oder Restholz sind für den wirtschaftlichen Betrieb von grossen Dampfturbinenanlagen Investitionsbeiträge notwendig.** Für kleine und mittelgrosse Anlagen braucht es für den wirtschaftlichen Betrieb meist nicht nur Investitionsbeiträge von 60%, sondern auch vorteilhafte Bedingungen, beispielsweise in Form von hohen Wärmepreisen, grossen absetzbaren Wärmemengen und tiefen Holzpreisen.

Die Wirtschaftlichkeit von gewerblich-industriellen Biogasanlagen hängt hauptsächlich von den lokalen Entsorgungsgebühren ab. Diese betragen im Durchschnitt rund 80% der gesamten Erträge (ohne Förderung) und können lokal unterschiedlich hoch sein. Ohne Förderbeiträge sind gewerblich industrielle Anlagen nicht wirtschaftlich. **Mit Förderbeiträgen und bei durchschnittlicher Höhe der Entsorgungsgebühren können die meisten grossen gewerblich-industriellen Biogasanlagen wirtschaftlich betrieben werden.** Bei kleinen gewerblich industriellen Biogasanlagen sind für einen wirtschaftlichen Betrieb nicht nur Investitionsbeiträge von 60% sondern auch überdurchschnittlich hohe Entsorgungsgebühren nötig.

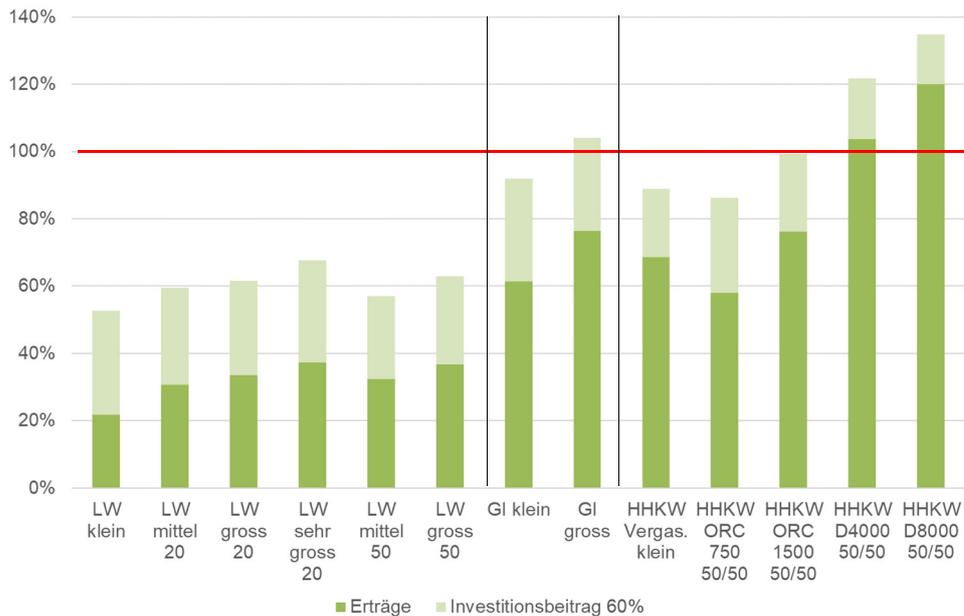


Abbildung 1: Kostendeckungsgrad ohne und mit Förderung

Die Wirtschaftlichkeitsberechnungen haben ergeben, dass die landwirtschaftlichen Biogasanlagen sowohl ohne als auch mit Investitionsbeiträgen von 60% der Investitionskosten nicht wirtschaftlich betrieben werden können. Die Gründe sind vor allem die hohen Gesamtkosten sowie der hohe Betriebskostenanteil.

Auswirkungen auf das Zubau-Potenzial

Bei Holzheizkraftwerken ermöglichen Investitionsbeiträge von 60% den Zubau von grossen Dampfturbinenanlagen wenn ein kleiner Teil günstiges Alt- oder Restholz verfeuert werden kann und von kleinen und mittelgrossen Anlagen, wenn der Anteil von günstigem Holz gross ist und die übrigen Bedingungen überdurchschnittlich vorteilhaft sind (hoher Wärmeabsatz, hohe Wärmepreise, tiefe Holzpreise). Aufgrund des verfügbaren Potenzials von günstigem Alt- oder Restholz und nach Abzug des Anteils von Konkurrenznutzungen ist voraussichtlich mit einem Zubau-Potenzial von rund 132 GWh/a zu rechnen.

Wie unter dem Abschnitt zur Wirtschaftlichkeit erläutert, ermöglichen Investitionsbeiträge von 60% bei hohen Entsorgungsgebühren einen wirtschaftlichen Betrieb von gewerblich-industriellen Biogasanlagen. Somit besteht grundsätzlich ein Zubau-Potenzial. Aufgrund der verfügbaren Substrate könnten rund 40 grosse Anlagen zugebaut werden. Da die Entsorgungsgebühren nur an rund 60% der Standorte genügend hoch sind und ein Drittel wegfällt, weil die geographische Konzentration der potenziellen Substrate zu klein ist, liegt das Zubau-Potenzial voraussichtlich bei rund 16 grossen Anlagen bzw. einer Stromproduktion von rund 67 GWh/a. Es ist zu bemerken, dass das Ende der Förderung mittels KEV positive Auswirkungen auf die Höhe der Entsorgungsgebühren haben könnte. Deshalb könnte sich auch ein grösseres Zubau-Potenzial ergeben.

Ein Investitionsbeitrag von 60% ermöglicht keinen wirtschaftlichen Betrieb von landwirtschaftlichen Biogasanlagen, unabhängig von der Grösse und des Betriebskonzeptes. Somit kann mittels Investitionsbeiträgen auch kein Zubau-Potenzial erschlossen werden.

Die in dieser Studie in Betracht gezogenen Investitionsbeiträge sollen für die Entwicklung von WKK-Anlagen verwendet werden, die sowohl Strom als auch Wärme produzieren werden. Es ist jedoch zu beachten, dass das Zubau-Potenzial hier immer nur in Bezug auf die Stromproduktion angegeben ist, da der primäre Fokus der Studie auf der Stromproduktion liegt. Da der Fokus nicht auf der Wärmeproduktion liegt, wird das Wärme-Zubau-Potenzial nicht angegeben.

Vor- und Nachteile von Investitionsbeiträgen

Im Vergleich zur KEV sind Investitionsbeiträge wie folgt zu beurteilen. Die wichtigsten Vorteile sind: (1) Reduktion des Kapitalbedarfs für Investoren, (2) Geringerer Abwicklungsaufwand (3) keine Förderzusagen mit langfristigen finanziellen Folgen. Die wichtigsten Nachteile sind: (1) Geringere Förderung möglich, da Investitionsbeiträge nur einen kleinen Teil der Gesamtkosten von Biomasseanlagen decken, (2) Der Investor trägt die Strompreiskrisen und investiert deshalb seltener, (3) Übervorteilung von Technologien mit einem hohen Investitionskostenanteil.

Weitere Aspekte

Die Berechnung zeigen, dass unter den getroffenen Annahmen und mit Investitionsbeiträgen von 60% für Biomasseanlagen voraussichtlich ein Zubau-Potenzial von rund 200 GWh/a Strom erschlossen werden kann. Es stellt sich die Frage, welche weiteren Massnahmen erfolgversprechend wären, um stärkere Anreiz für den Zubau zu setzen. Zu wirkungsvollen Verbesserungen der finanziellen Rahmenbedingungen, die der Staat realisieren könnte, zählen (1) Ausschreibungen für Einspeiseprämien, (2) Massnahmen, die sich indirekt auf die Wärmepreise auswirken (z.B. Erhöhung der CO₂-Abgabe), (3) Erhöhung der Entsorgungsgebühren und (4) die Abgeltung der landwirtschaftlichen Nutzen von landwirtschaftlichen Massnahmen. Zu den Massnahmen, welche die Marktakteure ergreifen können, gehören die umfangreiche Wärmenutzung oder die Nutzung des Stroms für den Eigenverbrauch, auch unter der Nutzung des Potenzials, das die Regelung zum Zusammenschluss zum Eigenverbrauch (ZEV) bietet.

Neben der Wirtschaftlichkeit bestehen verschiedene nicht-finanzielle Hürden, die den Zubau von Biomasseanlagen behindern. Zu diesen gehören hauptsächlich (1) Akzeptanzprobleme bei Holzheizkraftwerken aufgrund von Feinstaubemissionen (bei kleinen Anlagen), des Verkehrsaufkommens und dessen Luftschadstoffemissionen (bei grossen Anlagen), (2) ein beschränktes Potenzial von Grüngut aus dem Hausabfall, da noch viel Grünabfall nicht separat gesammelt wird und (3) raumplanerische Vorgaben, welche die Realisierung von sehr grossen landwirtschaftlichen Biogasanlagen behindern.

Letztlich kann Biogas nicht nur verstromt, sondern auch ins Gasnetz eingespielen oder als Treibstoff verkauft werden. In diesem Bericht liegt der Fokus auf der Verstromung, da die Förderung von Stromerzeugungsanlagen

gemäss Energiegesetz evaluiert wird. Die Fragenstellungen zur Biogaseinspeisung wurden nicht untersucht.

Synthèse

La promotion de la production d'électricité renouvelable à l'aide du système de rétribution de l'injection axé sur les coûts (RPC) est limitée dans le temps par la loi et arrivera à son terme fin 2022. Poursuivre ce travail de promotion est nécessaire pour favoriser le développement de toutes les technologies de production d'énergie et atteindre les valeurs indicatives de développement fixées par la loi sur l'énergie. Le Conseil fédéral a donc proposé le 27.9.2019 que toutes les technologies qui produisent de l'électricité avec des énergies renouvelables reçoivent des contributions d'investissement. Ainsi, tous les types d'installation de biomasse bénéficieraient de contributions d'investissement. Dans ce contexte, l'Office fédéral de l'énergie (OFEN) a chargé EBP de répondre à différentes questions relatives aux contributions d'investissement pour les installations de biomasse. La rentabilité et le potentiel de développement ont été au cœur de la réflexion. Le présent rapport documente les résultats.

Trois types d'installation ont été étudiés : les centrales thermiques à bois, les installations de biogaz industrielles et les installations de biogaz agricoles.

Impacts sur la rentabilité

La rentabilité des centrales thermiques à bois dépend avant tout des facteurs suivants : mix des essences de bois utilisées, prix des différentes essences de bois, taille de l'installation, quantité de chaleur commercialisable, prix de la chaleur et subventions. **Lorsque les conditions sont moyennes et que la part de bois usagé et de résidus de bois bon marché est élevée (> 50 %), les grandes installations de turbines à vapeur peuvent être exploitées de manière rentable, même sans subvention. Lorsque les conditions sont plus difficiles et que la part de bois usagé et de résidus de bois est moindre, des contributions d'investissement sont nécessaires pour garantir la rentabilité des grandes installations de turbines à vapeur.** Pour les petites et moyennes installations, la rentabilité de l'exploitation nécessite non seulement des contributions d'investissement de 60 %, mais également des conditions avantageuses, par exemple sous forme de prix de chaleur élevés, de grandes quantités de chaleur commercialisables et de prix du bois peu élevés.

La rentabilité des installations de biogaz industrielles dépend principalement des taxes d'élimination locales. Elles s'élèvent en moyenne à environ 80 % des recettes totales (sans subvention) et peuvent varier d'un endroit à l'autre. Les installations industrielles ne sont pas rentables sans subvention. **La plupart des grandes installations de biogaz industrielles peuvent être exploitées de manière rentable avec des subventions et un niveau moyen de taxes d'élimination.** En ce qui concerne les petites installations de biogaz industrielles, des contributions d'investissement de 60 % mais

également des taxes d'élimination supérieures à la moyenne sont nécessaires pour garantir la rentabilité de l'exploitation.

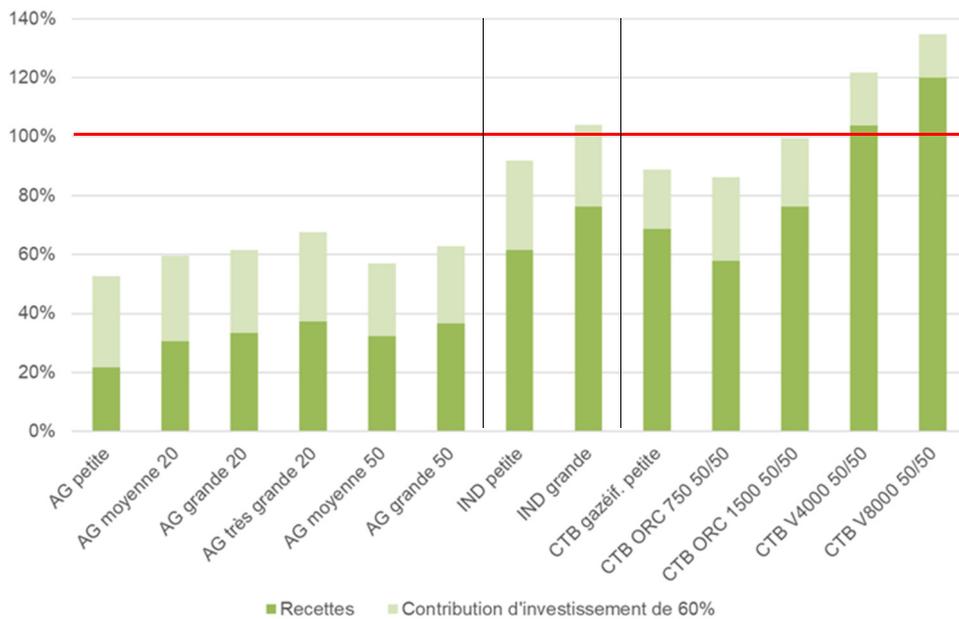


Figure 2 : Taux de couverture des coûts sans et avec subvention

Les calculs de rentabilité ont révélé que l'exploitation des installations de biogaz agricoles ne peut pas être rentable, que ce soit avec ou sans contributions d'investissement couvrant 60 % des coûts d'investissement. L'explication réside principalement dans les coûts globaux élevés et la part élevée des charges d'exploitation.

Impacts sur le potentiel de développement

Concernant les centrales thermiques à bois, les contributions d'investissement de 60 % permettent le développement des grandes installations de turbines au gaz lorsqu'une petite partie de bois usagé et de résidus de bois bon marché peut être brûlée. Elles permettent également le développement des petites et moyennes installations, lorsque la part de bois bon marché est élevée et que les autres conditions sont plus avantageuses que la moyenne (ventes élevées de chaleur, prix élevés de chaleur, prix réduit du bois). Compte tenu du potentiel offert par le bois usagé et les résidus de bois bon marché et après déduction de la part des utilisations concurrentes, on peut escompter un potentiel de développement d'env. 132 GWh/a.

Comme expliqué dans le paragraphe sur la rentabilité, des contributions d'investissement de 60 % avec des taxes d'enlèvement élevées permettent une exploitation rentable des installations de biogaz industrielles. Il existe donc incontestablement un potentiel de développement. Près de 40 grandes installations pourraient être développées sur la base des substrats disponibles. Dans la mesure où les taxes d'enlèvement ne sont suffisamment élevées que sur environ 60 % des sites et qu'un tiers d'entre eux sont éliminés en raison d'une concentration géographique trop faible des substrats envisageables, le potentiel de développement concernerait environ 16 grandes installations et une production d'électricité d'environ 67 GWh/a. Il convient de

noter que la fin du soutien via la RPC pourrait avoir des répercussions positives sur le montant des taxes d'enlèvement. Il pourrait donc en résulter un plus grand potentiel de développement.

Une contribution d'investissement de 60 % ne permet pas l'exploitation rentable des installations de biogaz agricoles, indépendamment de leur taille et du concept d'exploitation mis en œuvre. Aucun potentiel de développement ne peut donc être exploité, même à l'aide des contributions d'investissement.

Les contributions d'investissement envisagées dans cette étude doivent être utilisées pour le développement des installations CCF, qui produiront aussi bien de l'électricité que de la chaleur. Cependant, il y a lieu de rappeler que le potentiel de développement est indiqué uniquement en rapport avec la production d'électricité, car l'étude se focalise en premier lieu sur la production d'électricité. Dans la mesure où l'accent ne porte pas sur la production de chaleur, le potentiel de développement de la chaleur n'est pas indiqué.

Avantages et inconvénients des contributions d'investissement

Comparées à la RPC, les contributions d'investissement doivent être évaluées comme suit. Les principaux avantages sont : (1) réduction des besoins en capitaux pour les investisseurs, (2) charge d'exécution réduite, (3) pas de promesse de soutien impliquant des conséquences financières à long terme. Les principaux inconvénients sont : (1) possible baisse des aides, car les contributions d'investissement ne couvrent qu'une faible partie des coûts globaux des installations de biomasse, (2) l'investisseur assume les risques liés au prix de l'électricité et investit donc plus rarement, (3) les technologies présentant une part élevée de coûts d'investissement sont lésées.

Autres aspects

Le calcul montre qu'un potentiel de développement d'environ 200 GWh/a d'électricité pourra probablement être exploité pour les installations de biomasse, compte tenu des hypothèses définies et des contributions d'investissement de 60 %. La question se pose de savoir quelles autres mesures pourraient permettre de renforcer l'incitation au développement. Parmi les améliorations efficaces des conditions-cadres financières pouvant être mises en œuvre par l'État, citons (1) des appels d'offres pour les primes d'injection, (2) des mesures se répercutant indirectement sur les prix de la chaleur (p. ex. augmentation de la taxe sur le CO₂), (3) l'augmentation des taxes d'élimination et (4) l'indemnisation de l'utilité agricole de certaines mesures agricoles. Les mesures que les acteurs du marché pourraient prendre comprennent l'exploitation intégrale de la chaleur ou l'utilisation de l'électricité à des fins d'autoconsommation, y compris en exploitant le potentiel offert par la réglementation sur le regroupement dans le cadre de la consommation propre (RCP).

Outre l'aspect économique, il subsiste différents obstacles non financiers empêchant le développement des installations de biomasse. Parmi ces obstacles figurent en particulier (1) des problèmes d'acceptation concernant les centrales thermiques à bois en raison des émissions de particules fines (pour les petites installations), de la densité du trafic et des émissions de polluants atmosphériques générées (pour les grosses installations), (2) le

potentiel limité des déchets verts issus des ordures ménagères, car beaucoup de déchets verts ne sont pas encore collectés séparément et (3) des directives d'aménagement du territoire empêchant la réalisation de très grandes installations de biogaz agricoles.

Enfin, le biogaz peut non seulement être transformé en électricité, mais aussi injecté dans le réseau de gaz ou vendu sous forme de carburant. Le présent rapport met l'accent sur la production d'électricité, car l'évaluation porte sur la promotion des installations de production d'électricité conformément à la loi sur l'énergie. Les considérations liées à l'injection de biogaz n'ont pas été étudiées.

Riepilogo

La legge ha fissato un tempo determinato per l'incentivazione dell'elettricità rinnovabile mediante remunerazione per l'immissione di energia a copertura dei costi (RIC), che scadrà alla fine del 2022. Per favorire l'incremento delle tecnologie produttive e raggiungere i valori indicativi di tale incremento fissati dalla legge sull'energia, occorre che l'incentivazione continui. Pertanto, il 27.09.2019 il Consiglio federale ha proposto che tutte le tecnologie che generano elettricità con energie rinnovabili ricevano contributi di investimento. In tal modo, in futuro tutti i tipi di impianti a biomassa riceverebbero contributi di investimento. A questo proposito, l'Ufficio federale dell'energia (UFE) ha incaricato la EBP di rispondere a varie domande concernenti i contributi di investimento per gli impianti a biomassa. Le domande principali riguardavano la redditività e il potenziale di incremento. Il presente rapporto documenta i risultati.

Sono stati studiati tre tipi di impianto: centrali termoelettriche a legna e impianti a biogas sia industriali che agricoli.

Conseguenze per la redditività

La redditività delle centrali termoelettriche a legna dipende soprattutto dai fattori seguenti: mix dei tipi di legno utilizzati, prezzi dei singoli tipi di legno, dimensioni dell'impianto, quantità di calore vendibile, prezzo del calore e incentivi. **Se le condizioni rientrano nella media e si dispone di una grossa quota di vecchio legname e cascami di legno (>50%), si possono far funzionare grosse turbine a vapore anche senza incentivi. Se le condizioni sono meno favorevoli e/o la quota di vecchio legname e cascami di legno è minore, per una gestione redditizia delle grosse turbine a vapore occorrono i contributi di investimento.** Nel caso degli impianti di piccole e medie dimensioni, per una gestione redditizia generalmente non sono necessari soltanto contributi di investimento del 60%, ma anche condizioni favorevoli, per esempio in forma di prezzi elevati del calore, della possibilità di vendere grosse quantità di calore e prezzi bassi per il legname.

La redditività degli impianti a biogas industriali dipende principalmente dalle tasse di smaltimento locali. Tali tasse ammontano in media a circa l'80% dei ricavi totali (senza contributi di incentivazione) e possono variare da una località all'altra. Senza gli incentivi, gli impianti industriali non sono redditizi. **Con gli incentivi e con un livello medio delle tasse di smaltimento diventa possibile gestire in modo redditizio la maggior parte degli impianti industriali a biogas di grandi dimensioni.** Nel caso degli impianti industriali a biogas di piccole dimensioni, per una gestione redditizia occorrono non solo contributi di investimento del 60%, ma anche tasse di smaltimento superiori alla media.

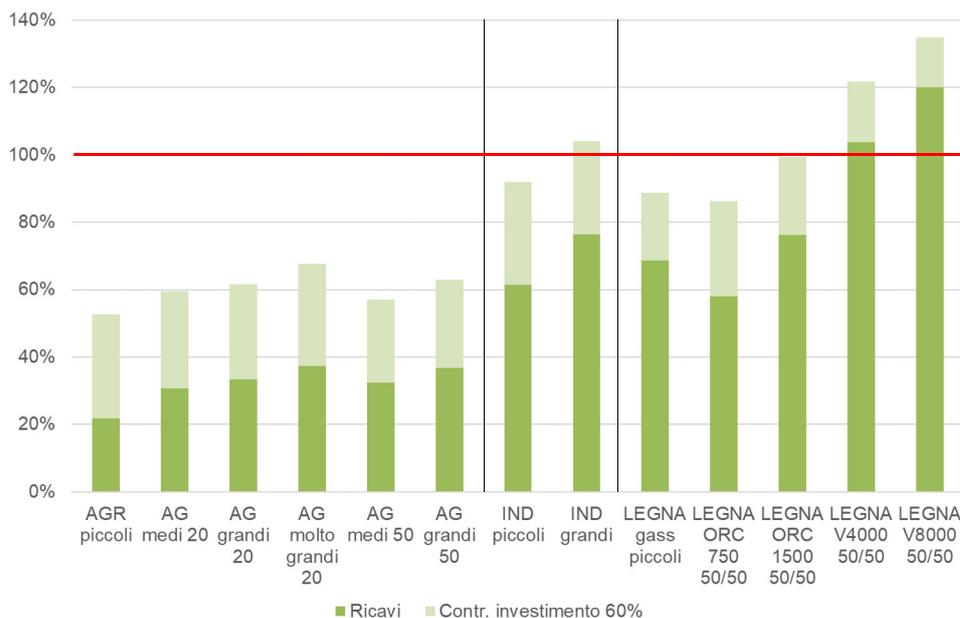


Figura 3: Grado di copertura dei costi senza e con incentivo

Dai calcoli di redditività risulta che gli impianti a biogas agricoli non possono essere gestiti in modo redditizio né senza né con contributi a copertura del 60% dei costi di investimento. I motivi vanno ricercati principalmente negli elevati costi complessivi e nella quota elevata dei costi di esercizio.

Conseguenze per il potenziale di incremento

Nel caso delle centrali termoelettriche a legna, i contributi di investimento del 60% consentono il potenziamento delle grosse turbine a vapore se si può consumare una piccola quota di vecchio legname e cascami di legno a basso prezzo e il potenziamento degli impianti di piccole e medie dimensioni se la quota di legno a basso prezzo è elevata e le altre condizioni presentano vantaggi superiori alla media (elevate vendite di calore, prezzi elevati del calore, prezzi bassi del legname). In base al potenziale disponibile di vecchio legname e cascami di legno a basso prezzo e dopo deduzione degli usi concorrenti, si può presumere un potenziale di incremento di circa 132 GWh/a.

Come spiegato nella sezione sulla redditività, i contributi di investimento del 60%, insieme con le tasse di smaltimento elevate, consentono una gestione redditizia degli impianti industriali a biogas. Esiste pertanto, fondamentalmente, un potenziale di incremento. In base ai substrati disponibili si potrebbero realizzare circa 40 grossi impianti supplementari. Dato che le tasse di smaltimento sono sufficientemente elevate solo in circa il 60% delle località e un terzo viene a mancare perché la concentrazione geografica dei potenziali substrati è troppo piccola, il potenziale di incremento è probabilmente di circa 16 impianti di grandi dimensioni, corrispondenti a una produzione di elettricità di circa 67 GWh/a. Va notato che la cessazione dell'incentivo della RIC potrebbe avere conseguenze positive sull'ammontare delle tasse di smaltimento. Pertanto il potenziale di incremento potrebbe anche risultare maggiore.

Un contributo di investimento del 60% non consente di gestire in modo redditizio gli impianti a biogas agricoli, indipendentemente dalle dimensioni e dal programma di esercizio. Pertanto i contributi di investimento non consentono di sfruttare nessun potenziale di incremento.

I contributi di investimento presi in considerazione in questo studio dovrebbero essere utilizzati per lo sviluppo di impianti di cogenerazione di energia elettrica e termica. Va peraltro notato che, in questo caso, il potenziale di incremento viene indicato sempre solo in relazione alla produzione di elettricità, dato che lo studio è focalizzato soprattutto sulla generazione di tale tipo di energia. Dato che al centro non vi è la produzione di calore, il potenziale di incremento del calore non viene indicato.

Vantaggi e svantaggi dei contributi di investimento

A confronto della RIC i contributi di investimento vanno valutati come segue. I vantaggi principali sono: (1) riduzione del fabbisogno di capitale per gli investitori, (2) riduzione delle pratiche amministrative e (3) nessuna approvazione degli incentivi con conseguenze finanziarie a lungo termine. Gli svantaggi principali sono: (1) diminuzione dell'incentivo possibile, dato che tali contributi coprono soltanto una piccola parte dei costi complessivi degli impianti a biomassa, (2) l'investitore deve assumersi i rischi dei prezzi dell'elettricità e perciò è meno propenso a investire e (3) sono più avvantaggiate le tecnologie con una quota elevata di investimenti.

Ulteriori aspetti

Dai calcoli risulta che, con le ipotesi formulate e con contributi di investimento del 60% per gli impianti a biomassa, si potrebbe probabilmente sfruttare un potenziale di incremento di 200 GWh/a di energia elettrica. Occorre domandarsi quali altri provvedimenti potrebbero riuscire ad aumentare l'incentivo per l'incremento. Per migliorare efficacemente le condizioni finanziarie che potrebbe offrire lo Stato, occorrono (1) concorsi per i premi di immissione, (2) provvedimenti che influiscano indirettamente sui prezzi del calore (p.es. aumento della tassa sul CO₂, (3) aumento delle tasse di smaltimento e (4) compenso per lo sfruttamento agricolo delle misure agricole. Fra i provvedimenti che possono prendere gli attori del mercato vi sono un vasto utilizzo del calore e l'utilizzo dell'energia elettrica per il consumo proprio, anche sfruttando il potenziale offerto dalle norme sul raggruppamento ai fini del consumo proprio (RCP).

A parte la redditività, vi sono diversi ostacoli non finanziari che impediscono l'incremento degli impianti a biomassa. Fra questi vi sono soprattutto (1) problemi di accettazione delle centrali termoelettriche a legna a causa delle emissioni di polveri fini (nel caso degli impianti di piccole dimensioni), dell'aumento del traffico e delle relative emissioni nocive nell'aria (nel caso degli impianti di grandi dimensioni), (2) il potenziale limitato degli scarti vegetali dei rifiuti domestici, dato che molti scarti vegetali non vengono raccolti separatamente e (3) le norme per la pianificazione del territorio, che impediscono la realizzazione di grandi impianti agricoli a biogas.

Infine, il biogas può essere non solo trasformato in energia elettrica, ma anche immesso nella rete del gas o venduto come carburante. Il presente rapporto è incentrato sulla conversione in energia elettrica, poiché considera la promozione degli impianti per la generazione di elettricità secondo la legge sull'energia. Le questioni riguardanti l'immissione di biogas non sono state prese in esame.

Inhaltsverzeichnis

| | | |
|-------|---|----|
| 1. | Ausgangslage und Zielsetzung | 17 |
| 1.1 | Ausgangslage | 17 |
| 1.2 | Ziele | 17 |
| 2. | Methodik | 18 |
| 2.1 | Wirtschaftlichkeitsanalyse | 18 |
| 2.1.1 | Vorgehen | 18 |
| 2.1.2 | Referenzanlagen | 18 |
| 2.1.3 | Datenquellen | 19 |
| 2.1.4 | Berechnungsgrundlagen | 19 |
| 2.2 | Zubau-Potenzialanalyse | 20 |
| 2.3 | Qualitative Analyse | 20 |
| 3. | Ergebnisse | 21 |
| 3.1 | Einleitung | 21 |
| 3.2 | Erfahrungen mit Investitionsbeiträgen | 21 |
| 3.3 | Vor- und Nachteile von Investitionsbeiträgen | 23 |
| 3.4 | Referenzanlagenprinzip als Basis von Investitionsbeiträgen | 24 |
| 3.5 | Finanzielle Aspekte | 26 |
| 3.5.1 | Kostenstruktur | 26 |
| 3.5.2 | Ertragsstruktur | 27 |
| 3.5.3 | Stromgestehungskosten Wirtschaftlichkeit | 29 |
| 3.6 | Zubau-Potenzial | 34 |
| 3.6.1 | Anzahl zusätzlicher Anlagen | 34 |
| 3.6.2 | Massnahmen zur Verbesserung der finanziellen Rahmenbedingungen | 37 |
| 3.6.3 | Nicht-finanzielle Hürden des Zubaus von Biomasseanlagen | 40 |

1. Ausgangslage und Zielsetzung

1.1 Ausgangslage

Gemäss heutigem Energiegesetz soll die Stromerzeugung aus neuen erneuerbaren Energien substanziell ausgebaut werden. Zur Förderung dieses Ausbaus sieht das Gesetz verschiedene Instrumente vor, dazu gehören unter anderem kostenorientierte Einspeisevergütungen (KEV) und Investitionsbeiträge für einzelne Technologien. Zu diesen gehören auch die Biomasseanlagentypen Kehrrichtverbrennungsanlagen, Klärgasanlagen und Holzkraftwerke von regionaler Bedeutung.

Da die KEV Ende 2022 auslaufen wird, hat der Bundesrat am 27.9.2019 vorgeschlagen, dass als Ersatzmassnahme Anlagen aller Technologien Investitionsbeiträge erhalten sollen. Somit würden künftig alle Biomasseanlagentypen Investitionsbeiträge erhalten, d.h. neu auch Biogasanlagen und die übrigen Holzheizkraftwerke.

Da bei Biomasseanlagen der Anteil der Investitionskosten an den gesamten Kosten während dem Lebenszyklus einer Anlage relativ klein ist, stellt sich die Frage, ob Investitionsbeiträge die Wirtschaftlichkeit genügend positiv beeinflussen, damit der angestrebte Zubau sich realisieren lässt.

Das Bundesamt für Energie (BFE) hat in diesem Zusammenhang eine Sammlung von Fragen zusammengestellt (siehe nachfolgendes Kapitel) und EBP beauftragt, diese zu beantworten. Der vorliegende Bericht dokumentiert die Resultate der Untersuchungen beziehungsweise die Antworten zu den Fragen.

1.2 Ziele

Das BFE verfügt über Grundlagen zur Beurteilung der Situation hinsichtlich folgender Fragen:

- Wie sieht die Wirtschaftlichkeit von Biomasseanlage ohne und mit Investitionsbeiträgen aus? Welches sind wichtige Faktoren, welche die Wirtschaftlichkeit beeinflussen?
- Inwieweit reicht ein Investitionsbeitrag aus, um den Zubau von Anlagen zur Stromerzeugung aus Biomasse zu ermöglichen?
- Mit welcher Rentabilität können Investoren bei einem Investitionsbeitrag von 60% rechnen können?
- Welches Zubau-Potenzial kann durch Investitionsbeiträge realisiert werden?
- Welche anderen Massnahmen fördern den Zubau und welche nicht finanziellen Hürden hemmen den Zubau?
- In welchen Fällen ist das Referenzanlagenprinzip sinnvoll?

2. Methodik

Zur Beantwortung der Fragen des BFE im Zusammenhang mit Investitionsbeiträgen wurden sowohl quantitative Analysen zur Wirtschaftlichkeit und zum Zubau-Potenzial als auch eine qualitative Analyse zu den übrigen Themen durchgeführt. Für die verschiedenen Analysen wurde die folgende Methodik gewählt.

2.1 Wirtschaftlichkeitsanalyse

2.1.1 Vorgehen

Die Wirtschaftlichkeitsanalyse umfasste folgende Arbeitsschritte:

1. Auswahl der Referenzanlagen
2. Beschaffung von aktuellen Daten zu den Referenzanlagen
3. Plausibilisierung der Daten und zusätzliche Datenrecherchen bei Bedarf
4. Berechnung verschiedener Aspekte der Wirtschaftlichkeit mittels einem Berechnungstool
5. Plausibilisierung und Dokumentation der Resultate

2.1.2 Referenzanlagen

Um die Wirtschaftlichkeit von verschiedenen Typen und Grössenkategorien von Biomasseanlagen abzuschätzen, wurden folgende Referenzanlagen gewählt:

| Anlagentypen | Kleine Anlagen | Mittlere Anlagen | Grosse Anlagen |
|--|---|--|--|
| Landwirtschaftliche Biogasanlagen (LW) | Rein landwirtschaftliche Biogasanlage, 65 kW_{el} | <ul style="list-style-type: none"> • Biogasanlage, max. 20% Co-Substrat, 140 kW_{el} • Biogasanlage, max. 50% Co-Substrat, 162 kW_{el} | <ul style="list-style-type: none"> • Biogasanlage, max. 20% Co-Substrat, 200 kW_{el} • Biogasanlage, max. 20% Co-Substrat, von 200 kW_{el} auf 600 kW_{el} ausgebaut* • Biogasanlage, max. 50% Co-Substrat, 270 kW_{el} |
| Gewerblich / industrielle Biogasanlagen (GI) | | Anlage mit Batch-Verfahren, 150 kW_{el} | Anlage mit kontinuierlichem Verfahren, 635 kW_{el} |
| Holzheizkraftwerke (HHKW) | Vergasungsanlage, 33 kW_{el} | <ul style="list-style-type: none"> • ORC-Turbinen-Anlage, 750 kW_{el} • ORC-Turbinen-Anlage, 1'500 kW_{el} | <ul style="list-style-type: none"> • Dampfturbinen-Anlage, 4'000 kW_{el} • Dampfturbinen-Anlage, 8'000 kW_{el} |

Tabelle 1: Anlagentypen und Grössenkategorien (installierte elektrische Leistung)

Die Praxis zeigt, dass die sehr grossen landwirtschaftlichen Biogasanlagen von 600 kW_{el} installierter Leistung nicht gleich am Anfang in der finalen Grösse realisiert werden können. Die Hürden sind die verfügbaren Substratmengen und teils die Akzeptanz der Bewilligungsbehörden. In der Praxis werden erst Anlagen mit einer installierten Leistung von rund 200 kW_{el} gebaut, die bei erfolgreichem Betrieb danach schrittweise ausgebaut werden.

Bisher existieren in der Schweiz nur sehr wenige Anlagen in dieser Gröszenordnung.

2.1.3 Datenquellen

Landwirtschaftliche Biogasanlagen

- Grundlagen: Werte von Referenzanlagen, die im Rahmen der Überprüfung der KEV im Jahr 2015 erarbeitet wurden [1]
- Überprüfung der Werte bezüglich Aktualität durch Ökostrom Schweiz, Ökostrom Schweiz verfügte dazu über aktuelle Daten von rund 30 Anlagen
- Ergänzung von Erträgen aus Klimaschutzzertifikaten auf der Basis von Schätzungen von Ökostrom Schweiz
- Herleitung der Werte einer Referenzanlage von 600 kW_{el} installierter Leistung durch Ökostrom Schweiz und EBP

Gewerblich industrielle Biogasanlagen

- Grundlagen: Werte von Referenzanlagen, die im Rahmen der Überprüfung der KEV im Jahr 2015 erarbeitet wurden [1]
- Überprüfung der Werte bezüglich Aktualität durch AXPO (Grossanlagen), Renergon (Kleinanlagen) und Biomasse Suisse (beide Grössenkategorien). AXPO und Renergon verfügten dazu über aktuelle Daten von Anlagen, die in den letzten Jahren erstellt wurden.

Holzheizkraftwerke

- Grundlagen: Aktuelle Werte für Vergasungs-, ORC- und Dampfturbinen-Referenzanlagen vom PSI und Holzenergie Schweiz [5]
- Ergänzung von Erträgen aus Klimaschutzzertifikaten auf der Basis von Anlagen der SAK

2.1.4 Berechnungsgrundlagen

Für die Berechnung der Wirtschaftlichkeit verwendete EBP ein Berechnungstool, das auf einer Discounted-Cash-Flow-Methode basiert. Der Analyse wurden folgende Grundannahmen zugrunde gelegt:

- Investitionsdauer:
Grundsätzlich 20 Jahre, kleines Holzheizkraftwerk (Vergasungsanlage): 15 Jahre, sehr grosse landwirtschaftliche Biogasanlage: 10 Jahre Aufbau (von 200 kW_{el} auf 600 kW_{el}), plus 20 Jahre Betrieb
- WACC (real): 3.5%
- Strompreis: 6.0 Rappen / kWh¹
- Preis HKN: 0.5 Rappen / kWh

¹ Die Erträge aus der Vermarktung der Flexibilität am Strommarkt (bspw. gezielter Einsatz in Spitzenstunden oder Bereitstellung von Regelenergie für Swissgrid) sind im angenommenen Strompreis inkludiert. Gemäss Aussagen von Marktakteuren sind diese Erträge in den letzten Jahren stark gesunken und machen heute keinen signifikanten Anteil aus. Mit dem Zubau von Photovoltaikanlagen kann es jedoch sein, dass die Nachfrage nach Flexibilität und Systemdienstleistungen steigt und folglich auch die Preise steigen.

- Wärmepreis: Landwirtschaftliche Biogasanlagen: 9 – 11 Rappen/kWh, industrielle gewerbliche Biogasanlagen: 8 – 11 Rappen/kWh, Holzheizkraftwerke: 8.0 Rappen/kWh
- Brennstoffmix bei Holzheizkraftwerken: 50% Waldholz, 50% Altholz, bei kleinen Vergasungsanlagen: 100% Waldholz
- Betriebsstunden: Landwirtschaftliche Biogasanlagen: Teillast: 7'500 – 7'800h Vollast: 4'750 – 7'800h, industrielle gewerbliche Biogasanlagen: 8'000h, Holzheizkraftwerke: grundsätzlich 4'000h, Vergasungsanlage: 7'600h

2.2 Zubau-Potenzialanalyse

Vorgehen

Die Zubau-Potenzialanalyse umfasste folgende Arbeitsschritte:

1. Als Grundlagen dienten die Werte zum theoretischen, nachhaltigen, bereits genutzten und zusätzlich nutzbaren Potenzial pro relevanter Biomassefraktion aus der Potenzialstudie der WSL [8].
2. Vom zusätzlich nutzbaren Potenzial wurden Abzüge aufgrund von Konkurrenznutzungen und Anforderungen von wirtschaftlich betreibbaren Anlagen vorgenommen.
3. Auf der Basis des verbleibenden Potenzials wurde die Anzahl wirtschaftlich betreibbarer Anlagen und anschliessend die Strommenge, welche diese Anlagen erzeugen können, berechnet.

2.3 Qualitative Analyse

Vorgehen

1. Zu den übrigen Themen wurde das bestehende Wissen von EBP und externen Experten zusammengetragen.
2. Die Wissenssammlung wurde durch Experteninterviews mit Vertretern von Ökostrom Schweiz, Holzenergie Schweiz, PSI, AXPO, VSG und der European Biogas Association sowie Literaturrecherchen ergänzt.
3. Die Resultate der Recherchen wurden analysiert, aufgearbeitet und dokumentiert.

3. Ergebnisse

3.1 Einleitung

In diesem Kapitel werden die Ergebnisse der Untersuchungen und Analysen dargestellt. Das Kapitel 3.2 zeigt, welche Erfahrungen mit Investitionsbeiträgen in anderen Programmen gemacht wurden. Das Kapitel 3.3 äussert sich generell zu den Vor- und Nachteilen von Investitionsbeiträgen im Gegensatz zu Einspeisevergütungen. Das Kapitel 3.4 beleuchtet finanzielle Aspekte und insbesondere die konkreten Auswirkungen der geplanten Investitionsbeiträge auf die Wirtschaftlichkeit der definierten Referenzanlagen. Das Kapitel 3.5 behandelt verschiedene Themen des Zubau-Potenzials.

3.2 Erfahrungen mit Investitionsbeiträgen

Erfahrungen mit Investitionsbeiträgen im Inland (VSG)

In der Schweiz betreibt der Verband der Schweizerischen Gasindustrie (VSG) seit 2011 ein eigenes Förderprogramm für Biogasanlagen mit Netzeinspeisung. Diese besteht aus den Komponenten Investitionsbeitrag, Einspeisevergütung sowie Netzbetreiberbeitrag. Die Einführung der Förderung war eine Reaktion auf die kostendeckende Einspeisevergütung (KEV) gemäss EnG, mit der nur die Stromproduktion aus Biogas gefördert wird.

Im Gegensatz zur KEV hat das Fördermodell des VSG nicht das Ziel, den Betreibern kostendeckende Erträge zu garantieren. Ziel ist es, den Investoren einen zusätzlichen Anreiz zu geben, um ein Investitionsvorhaben in eine Biogasanlage auszulösen. Primär sollen Anlagen realisiert werden, die nach einer Anfangsphase wirtschaftlich betrieben werden können. Daher sind die Einspeisebeiträge auf drei Jahre begrenzt. Gefördert werden alle Neuanlagen in der Schweiz, die Biogas in eine mit dem europäischen Netz verbundene Gasleitung einspeisen. Anlagenerweiterungen erhalten reduzierte Beiträge, wenn die Kapazität um mindestens 50% erhöht wird. Aktuell werden folgende Förderbeiträge ausbezahlt:

- Investitionsbeitrag: CHF 1'200 pro Nm³/h Reingas
- Einspeisebeitrag: 2.035 Rp./kWh (beschränkt auf 36 Monate)
- Netzbetreiberbeitrag: 0.509 Rp./kWh (beschränkt auf 36 Monate)

Die Unterscheidung in Einspeisebeitrag und Netzbetreiberbeitrag wurde gewählt, da es sich oft nicht um dieselben Akteure handelt. Der Netzbetreiber hat zusätzliche Aufwände zum Anschluss von Biogasanlagen, die mit dem Netzbetreiberbeitrag abgedeckt werden sollen.

Um das Förderkonzept zu finanzieren, zahlen die Mitglieder des VSG einen Distributionsbeitrag von 0.01 Rp. pro kWh Gas in einen Förderfonds ein. Dies führt zu jährlichen Einzahlungen von rund CHF 3.5 bis 4 Mio.

Laut VSG sind die Erfahrungen mit dem dreiteiligen Förderkonzept gemäss einer internen Evaluation im Jahr 2017 gut, so dass man an diesem festhalten möchte. Zurzeit sind 37 Anlagen in Betrieb und zusätzlich über 20 Pro-

jekte in teils frühem Planungsstadium. Das Förderkonzept ist einfach umzusetzen, da die Bemessung des Investitionsbeitrags lediglich auf der Normkapazität der Gaseinspeisung der Biomasseanlagen basiert. Die Einspeise- und Netzbetreiberbeiträge werden basierend auf den monatlich bei der Clearingstelle des VSG eingehenden Produktionsdaten ausbezahlt.

Die Gaswirtschaft will bis 2030 einen Anteil von 30% erneuerbare Gase im Wärmemarkt für Haushalte anbieten. Die Schweizer Produktion muss dazu markant erhöht werden. Es zeigt sich, dass die Anlagen mit tiefen Produktionskosten inzwischen realisiert sind. Neue Projekte weisen – insbesondere in der Landwirtschaft – höhere Gestehungskosten auf. Ohne eine Anpassung des Fördermodells bzw. eine Erhöhung der Förderbeiträge werden viele Projekte nicht realisiert werden.

Lessons learnt

- Die Kombination von Investitionsbeitrag und Einspeisebeiträgen ist wichtig. Nur mit einem Investitionsbeitrag wäre der Anreiz für die Investoren wohl zu klein. Der Einspeisebeitrag deckt in der Anfangsphase eines Projektes, in der oft höhere Aufwände entstehen, einen Teil dieser Aufwände ab. Mit dem Netzbetreiberbeitrag wurde für die Netzbetreiber eine separate Finanzierung ihrer Mehraufwände geschaffen.
- Die einfachen Kriterien bezüglich Förderberechtigung und Förderbeiträgen garantieren einen effizienten Vollzug.
- Die wirtschaftlichsten Anlagen wurden in den letzten Jahren realisiert. Es braucht daher höhere Förderbeiträge, um zusätzliche Projekte auszulösen und folglich auch zusätzliche Finanzquellen zur Finanzierung der Förderbeiträge.

Erfahrungen mit Investitionsbeiträgen im Ausland

Gemäss der durchgeführten Experteninterviews sowie Berichten des Council of European Energy Regulators [4] wurden in mindestens 10 Ländern der EU (Dänemark, Deutschland, Finnland, Frankreich, Grossbritannien, Italien, Luxemburg, Österreich, Schweden, Spanien) im Zeitraum 1992 bis etwa 2010 Investitionsbeiträge als Förderinstrument für Biomasseanlagen eingesetzt. Diese wurden allerdings mehrheitlich durch Einspeisevergütungen und/oder die Ausgabe von Grünstrom-Zertifikaten in den vergangenen Jahren abgelöst. Heute sind Einspeisevergütungen, Einspeiseprämien (englisch: feed-in premium) sowie die Ausgabe von Grünstrom-Zertifikaten die meistgenutzten Förderinstrumente in der EU. Nur in Spanien sind Investitionsbeiträge für Biomasseanlagen weiterhin zu finden. Die Investitionsbeiträge werden dort mittels Ausschreibungsverfahren an die Tiefstbietenden vergeben. Der Investitionsbeitrag verpflichtet den Empfänger zu einer Betriebsdauer der Anlage von 25 Jahren.

Investitionsbeiträge haben laut den interviewten Experten auf internationaler Ebene nicht zum gewünschten Ausbau von Biomasseanlagen geführt, was die Abkehr von diesem Förderinstrument erklärt. Thornley & Cooper [6] be-

schliessen ihre akademische Analyse zur Effektivität von Förderinstrumenten von Biomasseanlagen in Deutschland, Grossbritannien, Italien und Schweden ebenfalls mit einer kritischen Haltung gegenüber Investitionsbeiträgen: «Insgesamt scheinen Investitionsbeiträge in diesen Ländern nicht der effektivste Weg, um die Biomasse-Industrie aufzubauen und noch weniger effektiv, um diese aufrechtzuerhalten.»

Lessons learnt

- Investitionsbeiträge wurden in der Vergangenheit in Europa mit geringem Erfolg eingesetzt. Das heisst, dass Investitionsbeiträge nicht zum angestrebten Zubau geführt haben. Heute werden sie kaum mehr genutzt.
- Einspeisevergütungen, Einspeiseprämien und die Ausgabe von Grünstrom-Zertifikaten scheinen effektiver zu sein. Das heisst, dass diese Instrumente zu einem grösseren Zubau führen.

3.3 Vor- und Nachteile von Investitionsbeiträgen

Bei einer Ablösung der KEV durch Investitionsbeiträge ergeben sich verschiedene Vor- und Nachteile. Diese werden nachfolgend präsentiert.

Vorteile von Investitionsbeiträgen

- *Reduktion des Kapitalbedarfs für Investition:* Durch die Auszahlung des Förderbeitrags zum Zeitpunkt der Investition reduziert sich der Kapitalbedarf des Investors. Bei der KEV muss der Investor die Finanzierung des ganzen Investitionsbetrags sicherstellen.
- *Keine Belastung des Finanzhaushalts in künftigen Jahren:* Für den Förderer besteht der Vorteil, dass sich die Investitionsbeiträge sofort auf den Finanzhaushalt auswirken und nicht wie bei der KEV noch während 20 Jahren den Finanzhaushalt belasten. Somit wird die Übersicht über das Fördervolumen erleichtert.
- *Einfacher Vollzug und geringerer Abwicklungsaufwand:* Durch die Ablösung von jährlichen Zahlungen während 20 Jahren durch eine Zahlung sinkt der Abwicklungsaufwand für Fördernden und Anlageninvestor.
- *Kein Einbruch der Erträge nach Ablauf der KEV-Laufzeit:* Viele Investoren gewöhnen sich an die jährlichen Erträge der KEV und sind nach Ablauf der KEV-Laufzeit mit einer veränderten finanziellen Situation konfrontiert, die sie teils zum Einstellen des Betriebs zwingt, d.h. mit Betriebskosten, welche die Betriebserträge übersteigen. Bei Investitionsbeiträgen erhält der Investor keine Betriebskostenbeiträge. Somit werden nur Anlagen realisiert, bei denen die Betriebserträge die Betriebskosten und den verbleibenden Teil der Investitionskosten decken.
- *Effiziente Vermarktung des Stroms am Markt:* Durch die entfallende Absatzgarantie für Strom und HKN ist der Verkauf am freien Markt zu organisieren. Vorteilhaft ist hierbei, dass eine höhere Markteffizienz im Ver-

gleich zu einer statischen KEV zu erwarten ist. Bei der heutigen Regelung der KEV ist die direkte Vermarktung von Strom bei Anlagen ab 100kW optional und bei Anlagen ab 500kW obligatorisch. Damit ist die direkte Vermarktung für den Grossteil der heutigen landwirtschaftlichen Anlagen rein optional.

Nachteile von Investitionsbeiträgen

- *Kleineres Fördervolumen:* Die nachfolgenden Analysen zeigen, dass Investitionsbeiträge nur einen kleinen Teil der Gesamtkosten bei Biomasseanlagen abdecken können. Dadurch können meist nicht ausreichend Anreize für einen Zubau von neuen Anlagen gesetzt werden.
- *Strompreisrisiken:* Ein relevanter Nachteil von Investitionsbeiträgen gegenüber der KEV 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. Aber auch mit einem PPA können keine Preisgarantien über 20 Jahre erreicht werden. Aufgrund weniger zuverlässiger Umsätze 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:* Zuletzt sichern Investitionsbeiträge die Steigerung der gesamten Stromproduktion aus Biomasse schlechter als eine Einspeisevergütung, die direkt die Stromproduktion fördert.

3.4 Referenzanlagenprinzip als Basis von Investitionsbeiträgen

Investitionsbeiträge können nach dem Referenzanlagenprinzip (RAP) oder per Einzelfallprüfung ermittelt werden. Nachfolgend werden die Vor- und Nachteile des RAP im Vergleich zur Einzelfallprüfung gezeigt.

Vorteile des Referenzanlagenprinzips

- *Geringer Bearbeitungsaufwand:* Das RAP hilft den Bearbeitungsaufwand von Investitionsbeitragsgesuchen niedrig zu halten, da Investoren weniger anlagenspezifische Daten eingeben müssen und seitens der Förderstelle weniger bemessungsrelevante Angaben zu validieren sind.
- *Kein Anreiz die Bemessungsgrundlage zu beeinflussen:* Das RAP bietet den Vorteil, dass der Bau einer Neuanlage mit einem festgelegten Beitrag – entsprechend der Referenzanlage ähnlicher Grössenklasse – gefördert wird. Dadurch besteht im Vergleich zu einer Einzelfallprüfung nicht der Anreiz möglichst hohe Investitionskosten auszuweisen.

- *Stärkerer Anreiz die Investitionskosten tief zu halten:* Gleichzeitig regt der feste Förderbeitrag Investoren eher dazu an, die Investitionskosten niedrig zu halten, als eine individuell bemessene Förderung nach effektiven Kosten.

Nachteile des Referenzanlagenprinzips

- *Unter- und Überförderung von Anlagen im Leistungsfenster:* Durch die Bemessung des Investitionsbeitrags an einer Referenzanlage, die repräsentativ für ein gewisses Leistungsfenster an Anlagen ist (z.B. 100 bis 200kW elektrische Leistung für landwirtschaftliche Biomasseanlagen), kann es zu Unter- und Überförderungen von Anlagen kommen. Dazu ein veranschaulichendes Beispiel (Abbildung 4): Allgemein sind die spezifischen Investitionskosten - Investitionskosten pro kW Anlagenleistung – für eine grosse Anlage aufgrund von Skaleneffekten niedriger als für eine kleinere Anlage. In einem Leistungsfenster von 100 bis 200kW bedeutet das, dass eine Anlage mit 200kW niedrigere spezifische Investitionskosten (CHF/kW) als eine Anlage mit 100kW hat. Mit einer Referenzanlage mit 150kW Leistung sei nun der Investitionskostenbeitrag so ausgelegt, dass er die Referenzanlage gerade profitabel macht. Wenn der Investitionskostenbeitrag nun so ausgezahlt wird, dass man für eine neue Anlage die spezifischen Kosten der Referenzanlage erhält, werden alle kleineren Anlagen unterfördert und alle grösseren Anlagen überfördert. Insgesamt leidet dann die Effizienz und Effektivität der Förderung, weil Anlagen, die kleiner als die Referenzanlage sind, tendenziell unterfördert sind und deshalb nicht gebaut werden. Anlagen, die grösser als die Referenzanlage sind, generieren zusätzliche Gewinne, die für ihren Bau nicht nötig sind. Allerdings kann dieser Nachteil durch ein vorausschauendes Design der Förderung abgefangen werden, z.B. durch eine Funktion, die zwischen den spezifischen Kosten der verschiedenen grossen Referenzanlagen (linear oder exponentiell) interpoliert und leistungsgenau spezifische Investitionskosten festlegt.

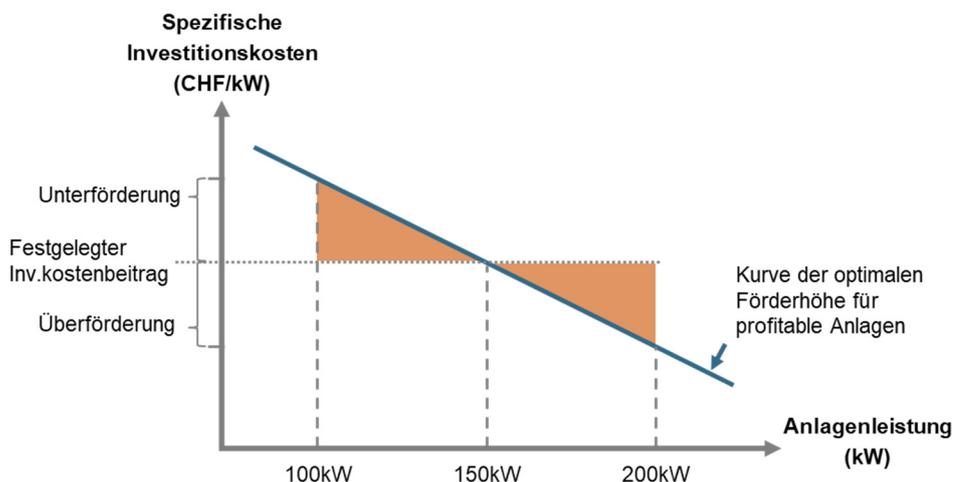


Abbildung 4: Illustration der Fördereffizienz beim Referenzanlagenprinzip

- *Viele Referenzanlagen zu definieren:* Es wird eine Vielzahl an verschiedenen Referenzanlagen benötigt, um den verschiedenen Typen und Grössen von Biomasseanlagen hinreichend gerecht zu werden. Dies führt zu einem unverhältnismässig hohen Aufwand, wenn die Anzahl potenzieller Neuanlagen im Vergleich zur Anzahl nötiger Referenzanlagen klein oder die Dauer des Förderprogramms kurz ist. In diesem Fall ist der Aufwand bei Auslegung des Förderinstruments höher als der eingesparte Administrationsaufwand beim Prüfen von Förderanträgen.

Empfehlung

Sofern Investitionsbeiträge als Förderinstrument gewählt würden, empfiehlt EBP aus folgenden Gründen eine Einzelfallprüfung und nicht das Referenzanlagenprinzip. Biomasseanlagen weisen sehr unterschiedliche Investitionskosten auf, so dass eine Verallgemeinerung in Form von Referenzanlagen schwer möglich und kostenineffizient ist. Gleichzeitig zeigen unsere Potenzialanalysen, dass die Anzahl der Biomasseanlagen, die in der Schweiz zu gebaut werden könnten, überschaubar ist. Damit würden die Vorteile des RAP beim Bearbeitungsaufwand niedrig ausfallen. Zudem rechtfertigt der hohe Investitionsbeitrag pro Anlage den Arbeitsaufwand einer Einzelfallprüfung. Zwar besteht bei einer Einzelfallprüfung die Gefahr zu hoch ausgewiesener Kosten, doch kann diesem Problem durch eine Dokumentationspflicht und Stichprobenkontrollen entgegengewirkt werden. Der nötige Bearbeitungsaufwand sollte durch eine niedrige Anlagenanzahl begrenzt sein.

3.5 Finanzielle Aspekte

3.5.1 Kostenstruktur

Die Kosten- und Ertragsstrukturen von Biomasseanlagen unterscheiden sich stark von anderen Stromerzeugungsanlagen. Die Hauptunterschiede sind einerseits die vergleichsweise 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.

Die Analyse der Kostenstruktur zeigt, dass die Betriebskostenanteile von Biomasseanlagen zwischen 48% und 75% liegen und die Investitionskosten nur 25% bis 52% der Gesamtkosten ausmachen (Abbildung 5). Folglich ist die Wirkung durch eine Förderung mittels Investitionsbeiträgen viel kleiner als bei anderen Stromerzeugungsanlagen.

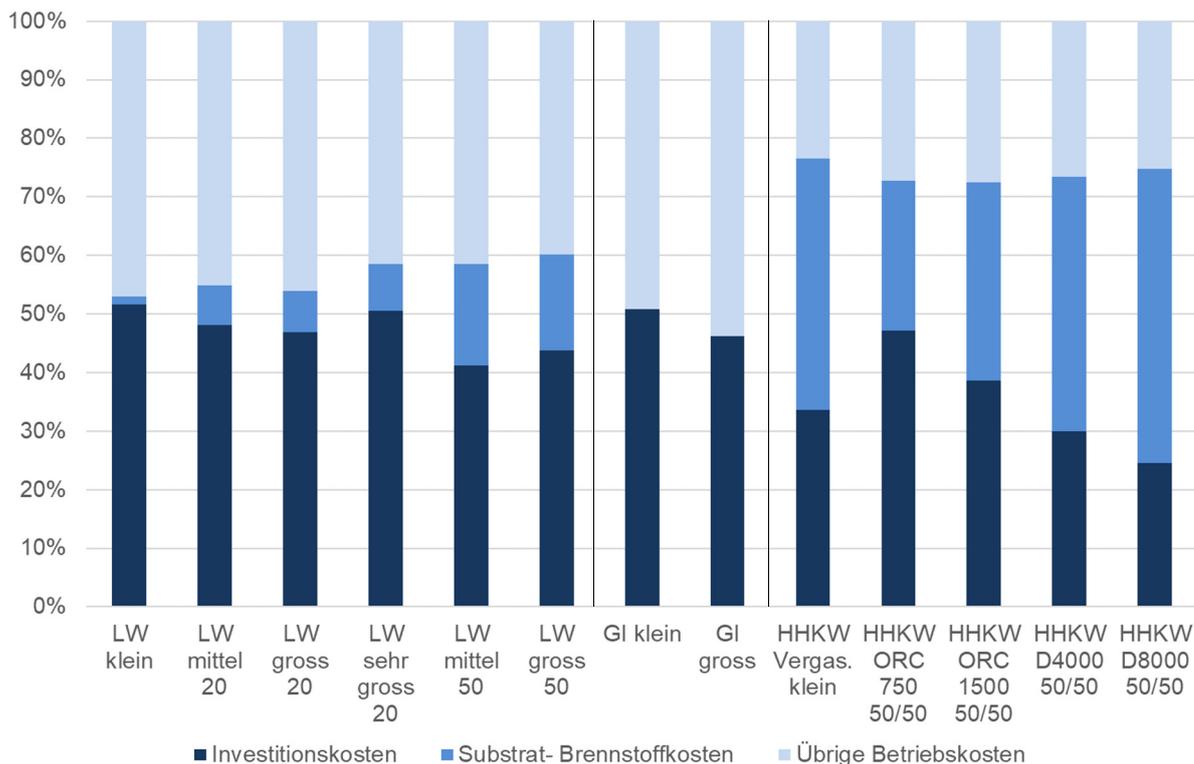


Abbildung 5: Kostenstruktur

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

Bei den landwirtschaftlichen Biogasanlagen entstehen Substratkosten durch den Einsatz energiereicher Co-Substrate (z.B. Glycerin), die für die Steigerung der Biogasproduktion eingesetzt werden (Substratkostenanteil bis zu 17% der Gesamtkosten). Bei den gewerblich-industriellen Anlagen entstehen keine Substratkosten. Die eingesetzten Substrate sind Abfälle, für die Entsorgungsgebühren eingenommen werden können. Bei den Holzheizkraftwerken ist der Brennstoffkostenanteil signifikant. Er liegt zwischen 26% und 50% der Gesamtkosten. Die Brennstoffkosten können jedoch sehr unterschiedlich sein. Sie hängen vor allem von der eingesetzten Holzart und dem Holzpreis im Einzelfall 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.

3.5.2 Ertragsstruktur

Vorbemerkung: Es ist wichtig zu beachten, dass die abgebildeten Stromerträge auf einer Vermarktung am freien Markt (angenommener Strompreis: 6 Rappen / kWh) basieren und somit keine Förderung enthalten, weder KEV-Beiträge noch Investitionsbeiträge. Die Erträge aus der Vermarktung der Fle-

xibilität am Strommarkt (bspw. gezielter Einsatz in Spitzenstunden oder Bereitstellung von Regelernergie für Swissgrid) sind hingegen im angenommenen Strompreis inkludiert.

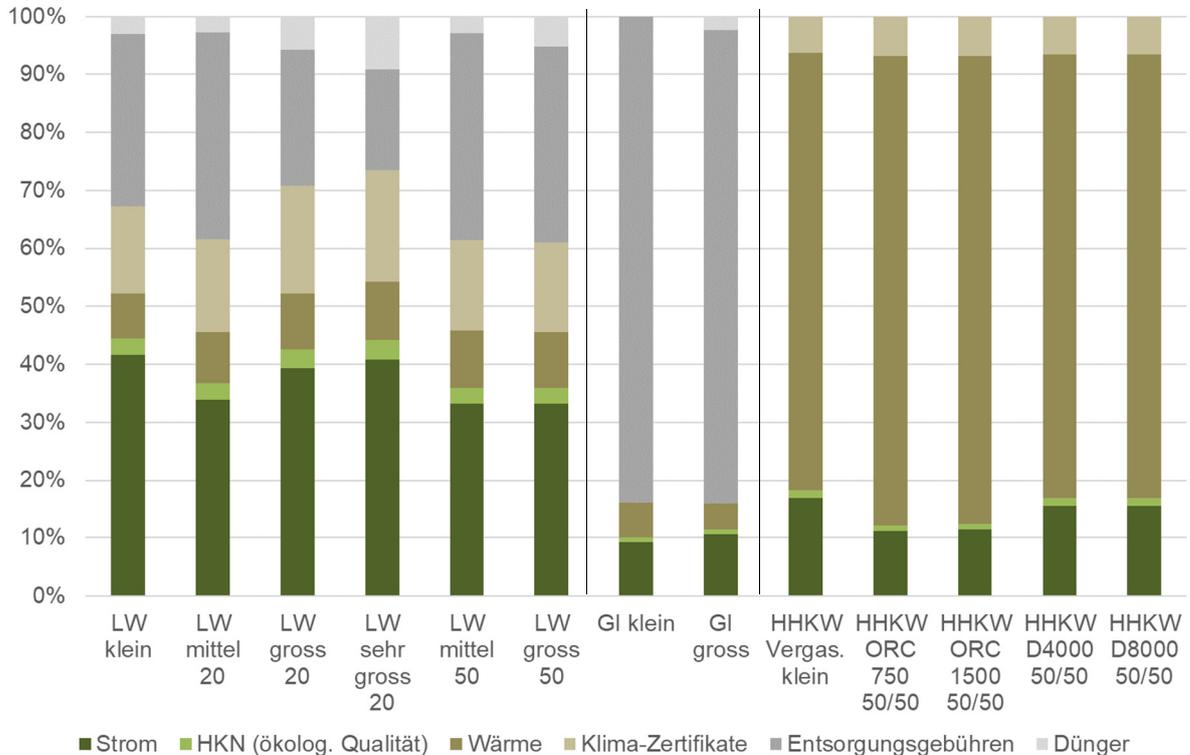


Abbildung 6: Ertragsstruktur

Die Analyse zeigt, dass erstens die Ertragsstrukturen der drei Anlagentypen sich stark unterscheiden und zweitens alle Anlagentypen mehrere Produkte und Nutzen erzeugen und deshalb über verschiedene Erträge verfügen. Neben den Erträgen für Strom und Wärme sind dies Entsorgungsgebühren sowie Erträge aus dem Verkauf von Klimazertifikaten², Herkunftsnachweisen und Dünger. Bei landwirtschaftlichen Biogasanlagen sind die Haupterträge Strom und Entsorgungsgebühren. Bei gewerblich-industriellen Anlagen sind die Haupterträge ganz klar Entsorgungsgebühren (82% – 84% der Gesamterträge), und die Holzheizkraftwerke erzielen vor allem Wärmeerträge (75% – 81% der Gesamterträge). Die Stromproduktion generiert bei diesen Kraftwerkstypen 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 biogene Abfälle aus Industrie und Gewerbe). Heute werden tendenziell tiefere Entsorgungsgebühren in der Westschweiz als in der Ostschweiz bezahlt. Bei den Wärmeerträgen bestehen ebenfalls grosse Unterschiede im Einzelfall. Die Bandbreite der Wärmeerträge liegt gemäss Marktakteuren zwischen 6 und 12 Rappen / kWh. In verschiedenen Einzelfällen wird ein Teil des erzeugten Stroms nicht am

² Importeure fossiler Treibstoffe sind heute in der Schweiz dazu verpflichtet, 10 Prozent der verursachten CO₂-Emissionen im Inland zu kompensieren (CO₂-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.

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 sie auch Netznutzungsentgelte und Abgaben enthalten. Für den Verbrauchertyp C3 liegen die Tarife für den Strombezug aus dem Netz zwischen 12 und 22 Rappen / kWh (Quelle: EICom).

3.5.3 Stromgestehungskosten Wirtschaftlichkeit

Vorbemerkungen

Die Berechnungen der Stromgestehungskosten und der Wirtschaftlichkeit beruhen auf einer Gesamtanlagenrechnung. Diese umfasst die gesamten Kosten und Erträge der Anlagen, die neben Strom auch Wärme und andere Nutzen erzeugen.

Zur Berechnung des Einflusses von Investitionsbeiträgen auf die Wirtschaftlichkeit von Biomasseanlagen wird von einem Investitionsbeitrag von 60% der gesamten Investitionskosten ausgegangen. Das BFE geht davon aus, dass der maximale, politisch akzeptierte Investitionsbeitrag etwa bei 60% liegt.

Die Wirtschaftlichkeit der Anlagen wird nachfolgend in drei verschiedenen Formen gezeigt: Gestehungskosten im Vergleich zum Marktpreis, Rentabilität und Kostendeckungsgrad. Die Wirtschaftlichkeit wird jeweils ohne und mit Investitionsbeiträgen von 60% präsentiert, um den Effekt der Förderung zu zeigen. Die Resultate bezüglich der Wirtschaftlichkeit der einzelnen Anlagentypen und -größen sind in jeder der drei Darstellungsarten die gleichen. Sie unterscheiden sich aber pro Anlagentyp und Grössenklasse.

Landwirtschaftliche Biogasanlagen

Ohne Förderbeiträge liegen die Stromgestehungskosten von landwirtschaftlichen Biogasanlagen zwischen 31 und 72 Rappen/kWh (Abbildung 7). Werden die Anlagen mit Investitionsbeiträgen in der Höhe von 60% der Investitionskosten gefördert, sind die Stromgestehungskosten zwischen 19 und 47 Rappen/kWh. Folglich können bei einem Marktpreis von 6 Rappen/kWh die Anlagen nicht wirtschaftlich betrieben werden. Auch ein Investitionsbeitrag von 60% ermöglicht keinen wirtschaftlichen Betrieb. Die Nutzung des Stroms für den Eigenverbrauch ist meist keine Option, da dieser durch Strom aus einer PV-Anlage oder aus dem Netz oft günstiger gedeckt werden kann. Die Resultate zeigen, dass für eine wirtschaftliche Stromerzeugung bei allen landwirtschaftlichen Biogasanlagen zusätzliche Erträge bzw. eine stärkere Förderung nötig ist.

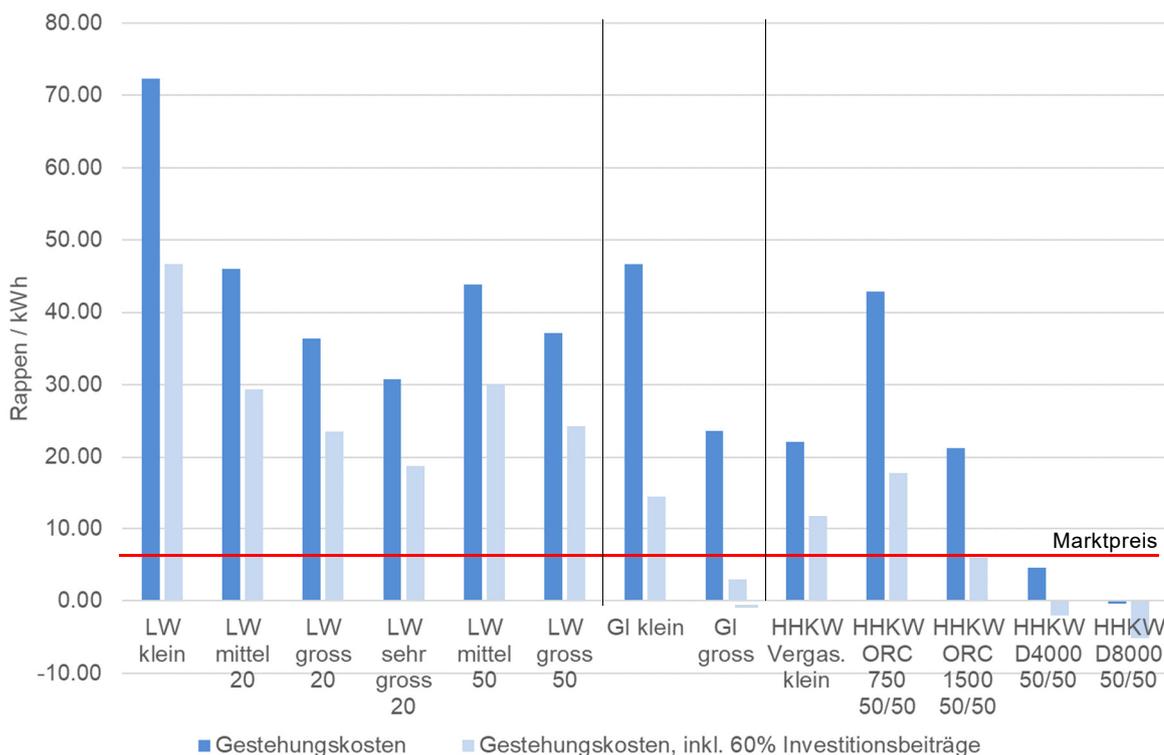


Abbildung 7: Gestehungskosten

Die Rentabilität³ liegt ohne Förderung zwischen -459 und -566% (Abbildung 8), mit Investitionsbeiträgen von 60% zwischen -272% und -370%. Der Kostendeckungsgrad⁴ von landwirtschaftlichen Biogasanlagen liegt ohne Förderung bei 22 – 37% und mit einem Investitionsbeitrag von 60% bei 53 – 68% (Abbildung 9). Bei landwirtschaftlichen Biogasanlagen mögen die Erträge die Betriebskosten nicht decken. Folglich würden auch Investitionsbeiträge, welche die vollen Investitionskosten decken, einen wirtschaftlichen Betrieb nicht ermöglichen.

Gewerblich-industrielle Biogasanlagen

Die Gestehungskosten von gewerblich-industriellen Biogasanlagen liegen zwischen 24 und 47 Rappen/kWh (Abbildung 7), falls keine Förderbeiträge entrichtet werden. Somit können sie ohne Förderung nicht wirtschaftlich betrieben werden. Mit Investitionsbeiträgen von 60% der Investitionskosten sinken die Stromgestehungskosten von kleinen Anlagen auf 15 Rappen/kWh und diejenigen von grossen Anlagen auf 3 Rappen/kWh. Das heisst, dass bei einem Marktpreis von 6 Rappen/kWh_{el}, Entsorgungsgebühren von 75 – 80 CHF/t und Investitionsbeiträgen von 60% grosse Anlagen wirtschaftlich betrieben werden können. Kleine Anlagen sind unter den angenommenen Bedingungen auch mit Investitionsbeiträgen von 60% nicht wirtschaftlich.

³ Die Rentabilität zeigt die gesamten Aufwände im Verhältnis zu den gesamten Erträgen. Die gesamten Erträge entsprechen 100%.

⁴ Der Kostendeckungsgrad zeigt, welchen Anteil der gesamten Aufwände durch die gesamten Erträge gedeckt werden.

Wie der vorherige Abschnitt zeigt, hängt die Wirtschaftlichkeit der gewerblich-industriellen Anlagen nicht nur von der Förderung, sondern auch stark von den lokalen Entsorgungsgebühren ab. Die Entsorgungsgebühren machen rund 80% der Erträge aus (siehe Kapitel 3.4.1), und die Höhe der Gebühren kann lokal sehr unterschiedlich sein (CHF 60 – 130 pro Tonne für Grüngut, CHF 0 – 60 pro Tonne für biogene Abfälle aus Industrie und Gewerbe). Für einen wirtschaftlichen Betrieb braucht es bei grossen Anlagen neben Investitionsbeiträgen von 60% Entsorgungsgebühren von durchschnittlich 75 – 80 CHF/t. Bei kleinen Anlagen braucht es durchschnittliche Entsorgungsgebühren von mindestens 90 CHF/t. Heutige liegen an vielen Orten und insbesondere in der Westschweiz die Entsorgungsgebühren nicht genügend hoch, um Anlagen wirtschaftlich betreiben zu können. Die Entsorgungsgebühren sind in den letzten 15 Jahren wegen der KEV gesunken. Mit dem Wegfallen der KEV kann es sein, dass die Gebühren wieder ansteigen werden.

Wird in Zukunft mehr Grüngut aus Kehricht in gewerblich-industriellen Anlagen verwertet, werden die Betriebskosten gemäss Aussagen von Marktakteuren um rund 20 CHF/t Grüngut steigen, da gemäss Aussagen von Marktakteuren das Grüngut aus dem Kehricht oftmals Plastikabfälle enthält und die Entfernung dessen zu hohen Kosten führt. Da die Wirtschaftlichkeit von grossen Anlagen generell besser ist als diejenige von kleinen Anlagen, werden tendenziell mehr grosse als kleine Anlagen realisiert werden.

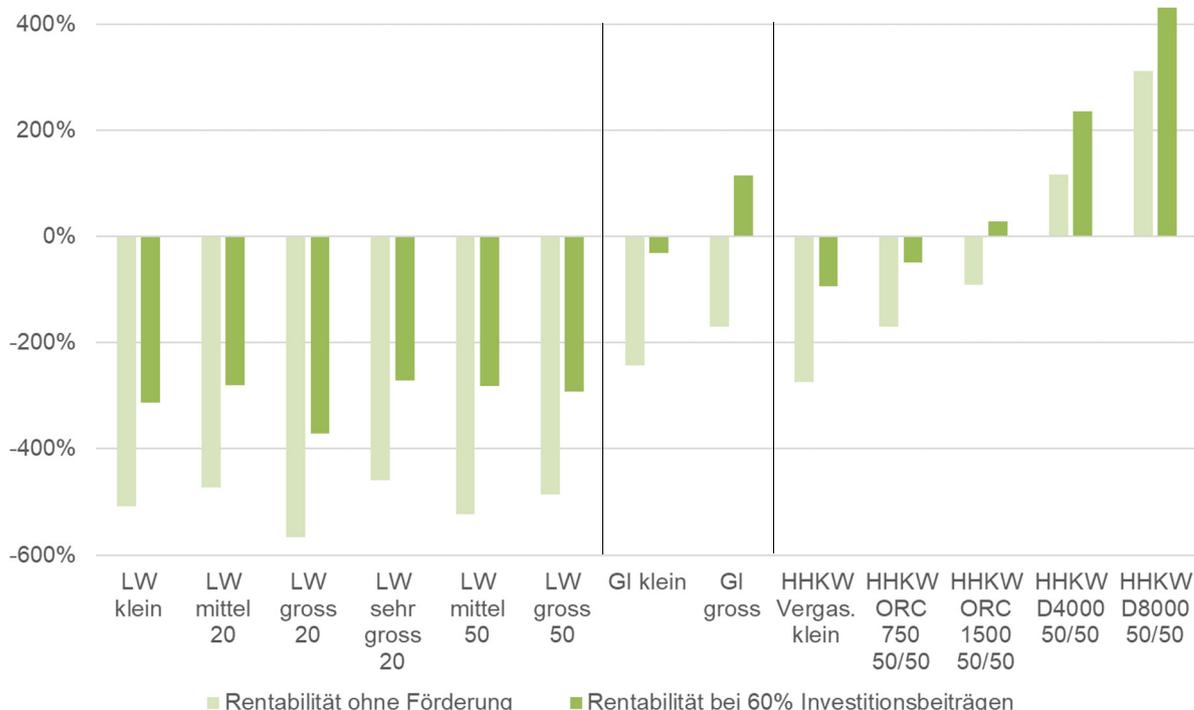


Abbildung 8: Rentabilität

Die Rentabilität liegt ohne Förderung zwischen -169 und -242% (Abbildung 8), mit Investitionsbeiträgen von 60% zwischen -30% und 115%. Das heisst,

dass für einen wirtschaftlichen Betrieb Förderbeiträge und hohe Entsorgungsgebühren notwendig sind. Der Kostendeckungsgrad (inklusive einer realen Kapitalrendite von 3.5%) von gewerblich-industriellen Biogasanlagen liegt ohne Förderung bei 61 – 76% und mit einem Investitionsbeitrag von 60% bei 92 – 104% (Abbildung 9).

Holzheizkraftwerke

Die Stromgestehungskosten von Holzheizkraftwerken liegen zwischen 0 und 43 Rappen/kWh, ohne Berücksichtigung von Förderbeiträgen. Das heisst, dass unter den angenommenen Bedingungen grosse Dampfturbinenanlagen auch ohne Förderbeiträge wirtschaftlich betrieben werden können. Kleine und mittelgrosse Anlagen sind ohne Förderbeiträge nicht wirtschaftlich. Werden Förderbeiträge von 60% der Investitionskosten ausgerichtet, können auch mittelgrosse Anlagen wirtschaftlich betrieben werden. Zudem können grosse Dampfturbinenanlagen auch bei schlechteren Bedingungen als angenommen wirtschaftlich betrieben werden.

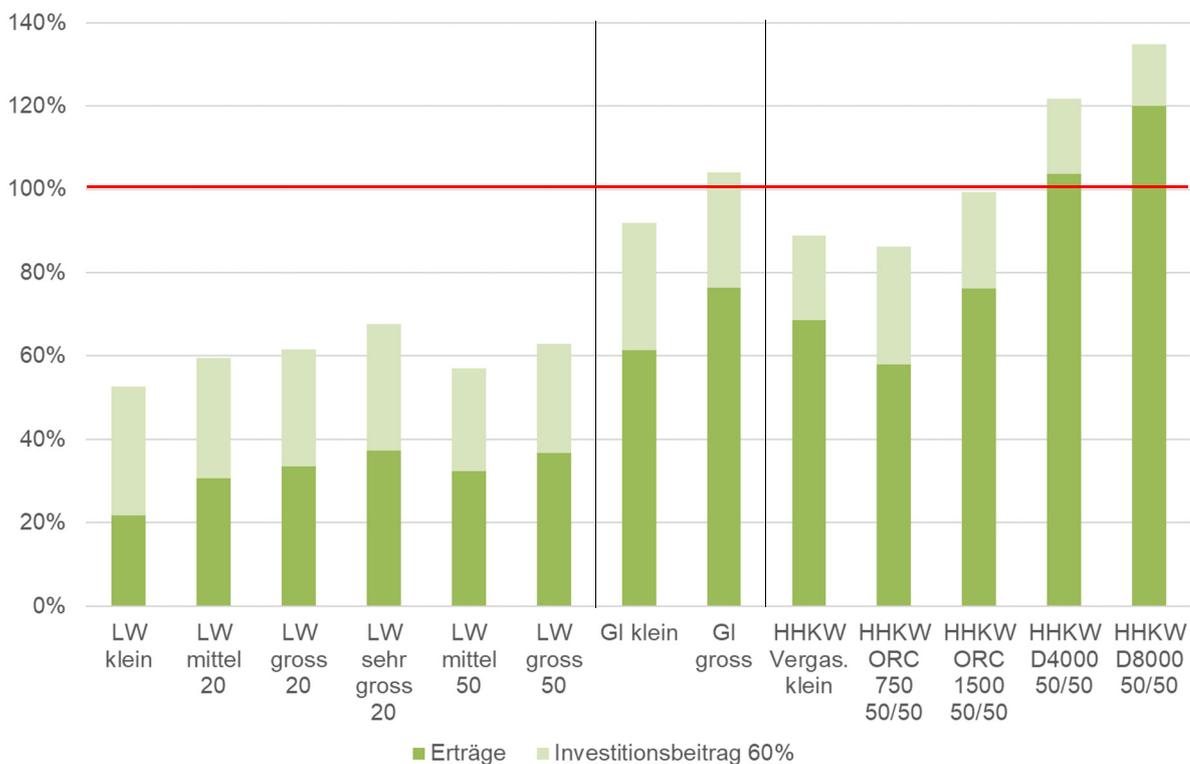


Abbildung 9: Kostendeckungsgrad

Die Wirtschaftlichkeit von Holzheizkraftwerken hängt nicht nur von der Anlagengrösse, sondern auch von folgenden Faktoren ab: Mix der verwendeten Holzarten, Holzpreise der einzelnen Holzarten, absetzbare Wärmemenge, Wärmepreis und Förderbeiträge. Die Bedingungen können im Einzelfall sehr unterschiedlich sein und sich über die Zeit verändern. Bei positiven Bedingungen von gewichtigen Faktoren können auch kleine Anlagen wirtschaftlich sein. Dies zeigt die nachfolgende Abbildung. Darin wird der Kostendeckungsgrad von Holzheizkraftwerken bei normalen und vorteilhafteren Bedingungen gezeigt. Vorteilhaftes heisst in diesem Fall: Wärmepreise 10 anstatt 8 Rappen/kWh, 20% tiefere Holzpreise.

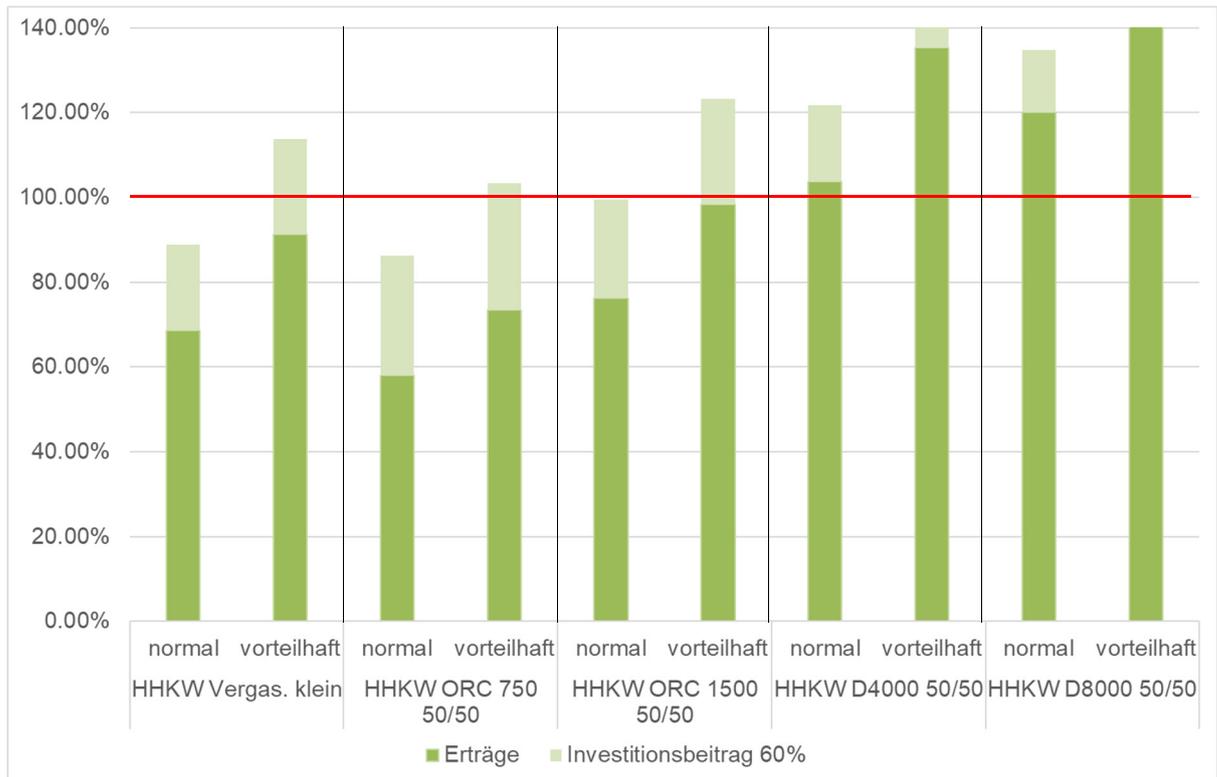


Abbildung 10: Kostendeckungsgrad bei normalen und vorteilhaften Bedingungen, vorteilhaft heisst: 25% höheren Wärmepreisen und 20% tieferen Holzpreisen

Investitionsbeiträge ermöglichen, dass bei den angenommenen «normalen» Bedingungen nicht nur grosse Dampfturbinenanlagen, sondern auch mittel-grosse ORC-Anlagen und kleine Vergaseranlagen wirtschaftlich betrieben werden können. Bei schlechteren Bedingungen ermöglichen Investitionsbeiträge den Betrieb von grossen Dampfturbinenanlagen, die sonst nicht betrieben werden können und bei vorteilhaften Bedingungen können mittels Investitionsbeiträgen auch kleine Anlagen wirtschaftlich betrieben werden. Investitionsbeiträge verbessern die Bedingungen und steigern folglich die Anzahl wirtschaftlich betreibbarer Anlagen, sie stellen jedoch nicht den wirtschaftlichen Betrieb aller Anlagentypen bzw. Grössenklassen sicher. Zudem werden im Vergleich zur Förderung mit der KEV vor allem grössere Anlagen realisiert.

Die Rentabilität liegt ohne Förderung zwischen -274 und 311% (Abbildung 8), mit Investitionsbeiträgen von 60% zwischen -94% und 431%. Der Kostendeckungsgrad von Holzheizkraftwerken liegt bei den angenommenen Bedingungen und ohne Förderung bei 58 – 120% und mit einem Investitionsbeitrag von 60% bei 86 – 135% (Abbildung 9).

3.6 Zubau-Potenzial

3.6.1 Anzahl zusätzlicher Anlagen

Landwirtschaftliche Biogasanlagen

Ein Investitionsbeitrag von 60% ermöglicht keinen wirtschaftlichen Betrieb von landwirtschaftlichen Biogasanlagen, unabhängig von der Grösse und des Betriebskonzeptes. Somit kann mittels Investitionsbeiträgen auch kein Zubau-Potenzial erschlossen werden.

Gewerblich-industrielle Biogasanlagen

Die Wirtschaftlichkeitsanalysen zeigen, dass bei durchschnittlichen Entsorgungsgebühren von CHF 75 – 80 pro Tonne Substrat und einem Investitionsbeitrag von 60% grosse gewerblich-industrielle Biogasanlagen wirtschaftlich betrieben werden können. Bei kleinen Anlagen braucht es für den wirtschaftlichen Betrieb neben Investitionsbeiträgen Entsorgungsgebühren von rund CHF 90 pro Tonne Substrat. Somit kann in Regionen, in denen die Entsorgungsgebühren genügend hoch sind, mit dem Zubau von Anlagen gerechnet werden. Im Folgenden wird dazu eine Abschätzung vorgenommen.

Gemäss der Abschätzung der Biomassepotenziale durch die WSL von 2017 [8] beträgt das theoretische Potenzial an Grüngut aus Haushalt und Landschaft in den Kantonen insgesamt 814'900 t Frischsubstanz (FS) (Tabelle 2). Dazu kommen die Bioabfälle, die heute noch im Hauskehricht landen und zusätzlich separiert werden könnten. Die Studie des WSL geht davon aus, dass 80% dieser Abfälle künftig über Biogasanlagen verwertet werden können. Damit ergibt sich ein nachhaltig nutzbares Potenzial von 1'086'800 t FS und ein zusätzlich nutzbares Potenzial von 663'000 t FS.

| Grüngut aus Haushalt und Landschaft | Menge Frischsubstanz (Tonnen) | Menge Trockensubstanz (Tonnen TS) | Menge org. Trockensubstanz (Tonnen oTS) | Primärenergieinhalt (PJ) | Potenzieller Biomethanertrag (PJ) | Bemerkung |
|-------------------------------------|-------------------------------|-----------------------------------|---|--------------------------|-----------------------------------|--------------------------------|
| Theoretisches Potenzial | 814'900 | 293'400 | 252'600 | 4.3 | 3.3 | |
| Zwischenpotenzial | 1'207'500 | 434'700 | 374'100 | 6.4 | 5.0 | Verschiebung aus Kehricht |
| Nachhaltiges Potenzial | 1'086'800 | 391'200 | 336'700 | 5.8 | 4.5 | Rund 10% lokal zu kompostieren |
| Bereits genutztes Potenzial | 423'700 | 152'500 | 131'300 | 2.2 | 1.7 | |
| Zusätzlich nutzbares Potenzial | 663'000 | 238'700 | 205'400 | 3.5 | 2.7 | |

Tabelle 2: Potenzialanalyse des Grüngutes aus Haushalt und Landschaft in der Schweiz (WSL 2017)

Zusätzlich sind Biomassepotenziale aus Industrie und Gewerbe zu berücksichtigen. Gemäss der Studie des WSL sind heute bereits 75% der Potenziale genutzt. Für das zusätzliche Potenzial ist aufgrund der technologischen Entwicklungen und der gesetzlichen Rahmenbedingungen (VVEA) anzunehmen, dass dieses in den nächsten 10 – 20 Jahren weitgehend genutzt sein wird. Das WSL geht von einem zusätzlich nutzbaren Potenzial von 158'500 t FS aus (Tabelle 3).

| Biogene Abfälle aus Industrie und Gewerbe | Menge Frischsubstanz (Tonnen) | Menge Trockensubstanz (Tonnen TS) | Menge org. Trockensubstanz (Tonnen oTS) | Primärenergieinhalt (PJ) | Potenzieller Biomethanertrag (PJ) |
|---|-------------------------------|-----------------------------------|---|--------------------------|-----------------------------------|
| Theoretisches Potenzial | 2'146'200 | 1'027'000 | 834'500 | 13.6 | 5.8 |
| Nachhaltiges Potenzial | 670'800 | 238'200 | 168'800 | 2.8 | 2.2 |
| Bereits genutztes Potenzial | 512'400 | 181'000 | 126'500 | 2.0 | 1.6 |
| Zusätzlich nutzbares Potenzial | 158'500 | 57'200 | 42'200 | 0.7 | 0.6 |

Tabelle 3: Biomassepotenzial zur energetischen Nutzung aus Industrie und Gewerbe in der Schweiz

Insgesamt ist somit ein zusätzlich nutzbares Potenzial von 821'500 t FS für die Verarbeitung in gewerblich-industriellen Biogasanlagen vorhanden. Ausgehend von einer Anlagengrösse mit einer durchschnittlichen Verarbeitungskapazität von 20'000 t FS könnten in der Schweiz noch etwa 41 solcher gewerblich-industriellen Biogasanlagen realisiert werden.

Da erstens diese organischen Abfälle aber in einer gewissen Konzentration anfallen müssen, um einen wirtschaftlichen Betrieb zu garantieren, können solche Anlagen nur in Gebieten ab einer gewissen Bevölkerungsdichte realisiert werden. Zweitens müssen in diesen Gebieten die Entsorgungsgebühren genügend hoch sein, damit die Anlagen wirtschaftlich betrieben werden können. Basierend auf den regionalen Potenzialen der WSL-Studie schätzt EBP, dass rund zwei Drittel des zusätzlichen Biomassepotenzials in ausreichend dichten Gebieten anfällt. Basierend auf Aussagen von Marktakteuren sind nur in rund 60% dieser Gebiete die Entsorgungsgebühren genügend hoch, um Anlagen wirtschaftlich zu betreiben. Folglich könnten rund 16 zusätzliche Anlagen wirtschaftlich betrieben werden. Dies würde einer zusätzlichen Netto-Stromproduktion von rund 67 GWh/a (bei 4.1 GWh/a pro Anlage) entsprechen. Marktakteure weisen darauf hin, dass das Grüngut aus dem Kehricht teils Kunststoffabfälle enthält, deren Entfernung bedeutende Kosten verursacht. Die höheren Kosten führen zu einem geringeren Potenzial wirtschaftlich betreibbarer Anlagen.

Holzenergieanlagen

Die Wirtschaftlichkeitsanalysen zeigen, dass für den wirtschaftlichen Betrieb unter den durchschnittlichen heutigen Bedingungen bei den meisten Holzheizkraftwerken ein Anteil von 20% bis 50% von günstigem Alt- oder Restholz notwendig ist (siehe Abbildung 11). Für den wirtschaftlichen Betrieb von Holzheizkraftwerken mit 100% Waldholz sind vorteilhaftere Bedingungen nötig als die angenommenen, beispielsweise höhere Wärmepreise, Wärmeabsatz während mehr Betriebstagen, tiefere Holzpreise.



Abbildung 11: Kostendeckungsgrad von Holzheizkraftwerken mit unterschiedlichem Altholzanteil. Die Zahl vor dem Schrägstrich bezeichnet den Prozentsatz Waldholz, die Zahl nach dem Schrägstrich den Prozentsatz Alt- oder Restholz.

Da es unter den angenommenen Bedingungen für den wirtschaftlichen Betrieb Alt- oder Restholz braucht, sind die Bestände von Alt- oder Restholz der limitierende Faktor für das Potenzial von Holzheizkraftwerken. Gemäss einer Studie der WSL zum Energieholzpotenzial [8] besteht kein zusätzlich nutzbares Potenzial an Restholz. Das zusätzlich nachhaltig nutzbare Potenzial für Altholz beträgt gemäss der WSL-Studie 2.5 PJ/a (siehe Tabelle 4).

| in PJ/a | Altholz | Total Holz |
|---|---------|------------|
| Theoretisches Potenzial | 14.4 | 155.3 |
| Nachhaltiges Potenzial | 11.7 | 50.2 |
| Bereits genutztes Potenzial | 9.2 | 36.5 |
| Zusätzlich nutzbares Energieholzpotenzial | 2.5 | 13.7 |

Tabelle 4: Holzpotenziale in der Schweiz (WSL 2017)

Aufgrund der Schweizerischen Holzenergiestatistik ist anzunehmen, dass rund 70% des zusätzlich nutzbaren Altholzes bereits durch Konkurrenznutzung (Grosse Holzfeuerungsanlagen und Kehrichtverbrennungsanlagen) energetisch verwendet wird. Damit stehen 30% von 2'500 TJ/a (Tabelle 4), also 750 TJ/a aus Altholz für die Nutzung in Holzheizkraftwerken zur Verfügung. Unsere Wirtschaftlichkeitsberechnungen ergaben, dass für den wirtschaftlichen Betrieb von Holzheizkraftwerken durchschnittlich rund 30% Altholz notwendig sind. Folglich sind für die vollständige Befuerung eines Holzheizkraftwerks 70% übriges Holz hinzuzufügen, was einer Menge von 1'750 TJ/a entspricht. Insgesamt stehen der zusätzlichen Holzheizkraftwerk-Nutzung also rund 2'500 TJ/a zur Verfügung.

In einem Holzheizkraftwerk werden 100 TJ Holz zu rund 5.3 GWh Stromoutput umgewandelt. Folglich beträgt das gesamte Zubau-Potenzial in der

Schweiz rund 132 GWh/a. Da grosse Dampfturbinenanlagen eine bessere Wirtschaftlichkeit als ORC-Turbinen- und Vergaseranlagen aufweisen, wird das Potenzial voraussichtlich mehrheitlich in Dampfturbinenanlagen genutzt.

3.6.2 Massnahmen zur Verbesserung der finanziellen Rahmenbedingungen

In diesem Kapitel werden mögliche Massnahmen beschrieben, die die finanziellen Rahmenbedingungen von Biomasseanlagen verbessern können, damit letztlich mehr Biomasseanlagen zugebaut werden. Sowohl der Staat als auch die Privatwirtschaft können Massnahmen, welche sich positiv auf der Ertrags- oder der Kostenseite auswirken, ergreifen.

Staatliche Massnahmen zur Ertragssteigerung

- *Ausschreibungen für Einspeiseprämien:* da die Betriebskosten bei Biomasseanlagen oftmals mehr als 50% der Gesamtkosten ausmachen, wäre ein Instrument, das diese berücksichtigt, vorteilhaft. Eine Einspeiseprämie, die sowohl Investitions- sowie Betriebskosten umfasst, könnte ein wirkungsvolles Förderinstrument sein. Um eine insgesamt hohe Fördereffizienz zu erreichen, können die Förderbeiträge im wettbewerblichen Ausschreibungsverfahren an die Tiefstbietenden vergeben werden. Für das Funktionieren des Wettbewerbs braucht es genügend Teilnehmer.
- *Vollständige Liberalisierung des Strommarkts⁵:* Eine Liberalisierung würde es den dezentralen Produzenten ermöglichen, die heute gebundenen Kleinkunden direkt mit Strom zu beliefern und die heutigen Margen der EVU selbst einzunehmen. Zugleich wäre allerdings mit zusätzlichen Vermarktungskosten des Stroms zu rechnen.
- *Marktdesign mit Kapazitätsmärkten:* In diesem Fall müsste es möglich sein, kleine Anlagen in einem Anbieterpool zusammenzufassen, um Mindestkapazitäten zu erfüllen. Da heutige Anlagen meist auf einen wirtschaftlichen Volllastbetrieb ausgelegt sind, wären in einem Kapazitätsmarkt für flexibel nutzbare Kapazitäten bei vorhandenen Anlagen höhere Preise als bei einer normalen Stromeinspeisung zu zahlen. Alternativ wären zusätzliche, flexibel nutzbare Anlagenkapazitäten aufzubauen, für welche ebenfalls eine hohe Kapazitätsvergütung aufgrund der hohen Investitionskosten nötig wäre.
- *Ausbau der Förderung von Wärmenetzen:* Heute besteht in einigen Kantonen eine Förderung von Wärmenetzen oder des Anschlusses an Wärmenetze gemäss harmonisiertem Fördermodell der Kantone (HFM 2015). Die Förderung durch die Kantone könnte jedoch stark ausgebaut werden (Förderung durch mehr Kantone, höhere Förderbeiträge).
- *Erhöhung der CO₂-Abgabe⁶:* Durch eine Erhöhung der CO₂-Abgabe würden die Preise der Wärme aus CO₂-intensiveren Energiequellen (z.B.

⁵ Diese Massnahme ist in der revidierten StromVG vorgesehen

⁶ Diese Massnahme ist im revidierten CO₂-Gesetz vorgesehen

fossilem Gas) ansteigen und damit der Preisdruck auf Wärme aus Biogas sinken.

- *Erhöhung der Entsorgungsgebühren:* Durch die Erhöhung der Entsorgungsgebühren für Grünzeug sowie gewerbliche und industrielle Abfälle würden die Erträge der gewerblich-industriellen Biogasanlagen steigen.
- *Erhöhung des Inlandanteils von CO₂-Zertifikaten:* Importeure fossiler Treibstoffe sind heute in der Schweiz dazu verpflichtet, 10 Prozent der verursachten CO₂-Emissionen im Inland zu kompensieren (CO₂-Gesetz, Art. 26 ff). Durch die Erhöhung des Inlandanteils von anrechenbaren Kompensationen steigen die Preise für CO₂-Reduktionsbescheinigungen. Vom Preisanstieg profitieren sowohl landwirtschaftliche Biomasseanlagen als auch Holzheizkraftwerke, die schon heute Einnahmen über den Verkauf von Reduktionsbescheinigungen erwirtschaften.
- *Abgeltung von landwirtschaftlichem Nutzen von landwirtschaftlichen Biogasanlagen:* Landwirtschaftliche Biogasanlagen produzieren neben erneuerbarer Energie als Vergärprodukt auch nährstoffreichen organischen Dünger, der synthetische Handelsdünger ersetzen kann. Damit leisten diese Biogasanlagen auch einen wichtigen Beitrag zur Agrarpolitik. Durch eine Vergütung dieses Nutzens könnten Biogasanlagen kontinuierlich oder einmalig unterstützt werden.

Privatwirtschaftliche Massnahmen zur Ertragssteigerung

- *Steigerung der Stromnutzung für den Eigenverbrauch:* Bei vielen Holzheizkraftwerken und gewerblich-industriellen Anlagen liegen die Gesteungskosten unter dem Stromtarif, der für den Strombezug aus dem Netz bezahlt werden muss. Somit ist die Nutzung des selbsterzeugten Stroms für den Eigenverbrauch vorteilhaft. Heute wird der Strom teilweise schon für den Eigenverbrauch genutzt, beispielsweise für den Betrieb von Sägereien, die auf dem gleichen Areal wie Holzheizkraftwerke stehen. Doch gemäss Marktakteuren besteht noch ungenutztes Potenzial, vor allem weil durch die Regelung zum Zusammenschluss für den Eigenverbrauch (ZEV) auch die Stromversorgung von Nutzern von Nachbarparzellen zum Eigenverbrauch gezählt werden kann.
- *Der Verkauf des Stroms über langfristige Abnahmeverträge an Grosskonsumenten (Power Purchase Agreements (PPA))* kann die Einnahmen aus dem Stromverkauf verstetigen und langfristige Planbarkeit sichern.
- *Umfangreiche Wärmenutzung:* Bei den meisten Biogasanlagen wird heute ein bedeutender Teil der Wärme nicht genutzt, und Holzheizkraftwerke laufen an vielen Tagen des Jahres nicht oder nur mit eingeschränkter Kapazität, da keine ganzjährige Wärmenutzung besteht. Mit einer umfangreichen Wärmenutzung kann die Wirtschaftlichkeit von Biomasseanlagen stark verbessert werden. Es empfiehlt sich, grosse Wärmenutzung (z.B. Nahwärmeverbunde oder gewerbliche Nutzung von Wärme) bereits in der Planungsphase sicherzustellen und bei der Standortwahl zu berücksichtigen. Zudem können langfristige Abnahmeverträge die Erträge über längere Zeit sichern und verstetigen.

Staatliche Massnahmen zur Senkung der Kosten

- *Zinsfreie Investitionskredite für alle Biomasseanlagen:* Das Bundesamt für Landwirtschaft (BLW) vergibt bereits zinsfreie sog. Investitionskredite für landwirtschaftliche Vorhaben, u.a. für Biomasseanlagen. Die Vergabe von zinsfreien Investitionskrediten könnte auf gewerblich-industrielle Biogasanlagen und Holzheizkraftwerke ausgeweitet werden. Da diese Anlagen nicht in den Landwirtschaftsbereich fallen, müsste die Finanzierung das BFE übernehmen.
- *Förderung der einheimischen Forstwirtschaft:* Eine Förderung der einheimischen Forstwirtschaft würde helfen die Brennstoffkosten in Holzheizkraftwerken zu reduzieren.

Privatwirtschaftliche Massnahmen zur Senkung der Kosten

- *Anlagenübergreifende Substratbeschaffung:* Durch die gemeinsame Substratbeschaffung, wie sie beispielsweise Ökostrom Schweiz für seine Betriebe bereits praktiziert, kann einerseits die Beschaffung effizienter abgewickelt werden und andererseits können durch grosse Beschaffungsmengen die Substrate zu günstigeren Preisen eingekauft werden.

3.6.3 Nicht-finanzielle Hürden des Zubaus von Biomasseanlagen

Neben Hürden, die direkte Einflüsse auf Erträge und Kosten haben, wird der Zubau von Biomasseanlagen auch durch das Substratangebot und durch lange Bewilligungsprozesse eingeschränkt.

Substratangebot feuchte Biomasse

Hürde: Noch immer wird eine erhebliche Menge von vergärbare Biomasse in den KVA verbrannt. Rund 30% der dort verarbeiteten Abfallmengen sind organisch und könnten in Biogasanlagen energetisch effizienter genutzt werden.

Massnahmen: Es gilt die Gemeinden zu motivieren, die separate Sammlung von Biomasse durchzusetzen, um den Verlust der Biomasse im Hausmüll zu vermeiden. Gleichzeitig ist durch entsprechende Informationen an die Bevölkerung sicherzustellen, dass die feuchte Biomasse minimale Verunreinigungen aufweist.

Substratangebot Holz

Hürde: Die Schweizerische Holzenergiestatistik [2] zeigt, dass rund 70% des zusätzlich nutzbaren Altholzes heute zur einfachen Wärmeerzeugung genutzt werden, d.h. in grossen Holzfeuerungsanlagen und Kehrichtverbrennungsanlagen verbrannt werden. Altholz ist für den wirtschaftlichen Betrieb von Holzheizkraftwerken essenziell und die Nutzung energetisch vorteilhafter als eine reine Verbrennung.

Massnahmen: Es gilt zu prüfen, ob und wie Altholz vorrangig für Holzheizkraftwerke gesammelt und diesen zugeführt werden kann.

Akzeptanz

Hürde: Gemäss Aussagen von Marktakteuren leiden kleine Holzheizkraftwerke wegen Feinstaubemissionen und grosse Holzheizkraftwerke wegen des Verkehrsaufkommens und dessen Luftschadstoffemissionen unter Akzeptanzproblemen. Bei Biogasanlagen sind Geruchemissionen teilweise ein Argument von Gegnern. Die fehlende Akzeptanz führt zu Rekursen und langen Bewilligungsverfahren.

Massnahmen: Die Steigerung der Akzeptanz ist primär Aufgabe der im Bereich der Biomasse tätigen Verbände wie Biomasse Suisse, Ökostrom Schweiz und Holzenergie Schweiz, die von EnergieSchweiz unterstützt werden. Es ist zu prüfen, ob diese Kommunikationsarbeit effizienter gestaltet werden könnte. Es hat sich gezeigt, dass es neben allgemeinen Informationsmaterialien spezifische, zielgruppenorientierte Kampagnen braucht sowie Dialogveranstaltungen mit der lokalen Bevölkerung.

Raumplanerische Vorgaben

Hürde: Die raumplanerischen Vorgaben für landwirtschaftliche Biogasanlagen, die in den verschiedenen Kantonen unterschiedlich sind, stellen insbesondere eine Hürde für sehr grosse Anlagen dar. Die Forderung, dass die Anlage dem landwirtschaftlichen Betrieb untergeordnet sein muss, setzt hier

Grenzen. Anlagen in der Landwirtschaft sollten aus Effizienzgründen eine gewisse Grösse haben und von anderen Betrieben beliefert werden.

Massnahme: Kantonale raumplanerische Vorgaben, welche die Grösse begrenzen, überprüfen und bei Bedarf so anpassen, dass auch grössere Anlagen realisiert werden können.

A1 Literaturverzeichnis

- [1] Biomasse Suisse, 2015, Typische Kosten von Biogasanlagen in der Schweiz, Aktualisierung 2015
- [2] Bundesamt für Energie, 2019, Schweizerische Holzenergiestatistik – Erhebung für das Jahr 2018
- [3] Council of European Energy Regulators, 2017, Status Review of Renewable Support Schemes in Europe
- [4] Council of European Energy Regulators, 2018, Status Review of Renewable Support Schemes in Europe for 2016 and 2017
- [5] PSI, 2019, Stromgestehungskosten von WKK-Anlagen (Excel)
- [6] Thornley, P., Cooper, D., 2008, The effectiveness of policy instruments in promoting bioenergy
- [7] Verband der Schweizerischen Gasindustrie, 2019, Gas in Zahlen Ausgabe 2019
- [8] WSL, 2017, Biomassenpotenziale der Schweiz für die energetische Nutzung