



Schweizerische Eidgenossenschaft  
Confédération suisse  
Confederazione Svizzera  
Confederaziun svizra

Eidgenössisches Departement für  
Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation UVEK  
**Bundesamt für Energie BFE**

Juni 2009

---

# **Ausgestaltung einer Einspeisevergütung für erneuerbare Wärme**

---

**Auftraggeber:**

Bundesamt für Energie BFE, 3003 Bern, Mühlestrasse 4, CH-3063 Ittigen  
Postadresse: CH-3003 Bern  
Tel. +41 31 322 56 11; Fax +41 31 323 25 00

**Auftragnehmer:**

econcept AG, Gerechtigkeitsgasse 20, CH-8002 Zürich  
www.econcept.ch / + 41 44 286 75 75

**Autoren:**

Reto Dettli  
Walter Ott  
Daniel Philippen  
Alexander Umbricht

**Begleitgruppe:**

Lukas Gutzwiller, Bundesamt für Energie BFE  
Hans Ulrich Schärer, Bundesamt für Energie BFE  
Daniel Binggeli, Bundesamt für Energie BFE  
Markus Geissmann, Bundesamt für Energie BFE

Bezugsort der Publikation: [www.ewg-bfe.ch](http://www.ewg-bfe.ch) und [www.energieforschung.ch](http://www.energieforschung.ch)

Projekt Nr.: 102610

Diese Studie wurde im Rahmen des Forschungsprogramms "Energiewirtschaftliche Grundlagen" des Bundesamts für Energie BFE erstellt.

Für den Inhalt ist allein der/die Studiennehmer/in verantwortlich.

# Inhalt

<b>Zusammenfassung</b>	<b>i</b>
Ausgangslage	i
Marktanalyse	i
Förderinstrument Einspeisevergütung	i
Vorgeschlagenes Förderprogramm	ii
Kosten und Nutzen	iv
<b>Résumé</b>	<b>vii</b>
Situation initiale	vii
Analyse du marché	vii
La rétribution de la chaleur injectée comme instrument d'encouragement	vii
Proposition de programme d'encouragement	viii
Coûts et bénéfice	x
<b>1 Ausgangslage und Ziel der Arbeiten</b>	<b>1</b>
<b>2 Untersuchungsrahmen und Vorgehen</b>	<b>3</b>
2.1 Untersuchungsrahmen	3
2.2 Vorgehen	4
<b>3 Marktanalyse</b>	<b>5</b>
3.1 Inhalt	5
3.2 Zusammenfassung der Ergebnisse	5
<b>4 Unterschiede zwischen dem Strom- und Wärmemarkt hinsichtlich der Konzeption einer Einspeisevergütung</b>	<b>11</b>
<b>5 Bestehende Förderprogramme und Anreize</b>	<b>13</b>
5.1 Globalbeiträge des Bundes und Förderprogramme der Kantone	13
5.2 Stiftung Klimarappen	15
5.3 Kostenorientierte Einspeisevergütung (KEV)	17
5.4 Grossverbraucherartikel der Kantone und CO <sub>2</sub> – Abgabe	18
5.5 Projekte zur Kompensation der Emissionen von Gaskraftwerken	18
<b>6 Fazit: Bedarf und Stossrichtung einer Einspeisevergütung</b>	<b>21</b>
6.1 Fazit und Stossrichtung	21
6.2 Umsetzungsvarianten: Gesamtschweizerisches Fördermodell vs. Erhöhung der Globalbeiträge an die Kantone	22

<b>7</b>	<b>Konzeption eines Förderprogramms für erneuerbare Wärme und Abwärmenutzung</b>	<b>25</b>
7.1	Zusammenfassende Übersicht des vorgeschlagenen Fördermodells	25
7.2	Fördergegenstände und Form der Beiträge	27
7.2.1	Investitionsbeiträge	27
7.2.2	Risikogarantie bei betriebsexterner Abwärmenutzung	28
7.2.3	Anschlussprämie an leitungsgebundene Systeme	28
7.2.4	Beiträge an Projektinitialisierung	28
7.3	Bemessungsgrundlage und Höhe der Förderbeiträge	28
7.3.1	Investitionsbeiträge	28
7.3.2	Risikogarantie bei betriebsexterner Abwärmenutzung	29
7.3.3	Anschlussprämie an leitungsgebundene Systeme	29
7.3.4	Beiträge an Projektinitialisierung	30
7.4	Abgrenzung zu bestehenden Förderprogrammen und Anreizsystemen	30
7.5	Verfahren	32
7.6	Monitoring und Controlling	33
<b>8</b>	<b>Kosten und Wirkung der neuen Förderung</b>	<b>35</b>
	<b>Glossar</b>	<b>39</b>
	<b>Literatur</b>	<b>40</b>
	<b>Anhang</b>	<b>43</b>

## Zusammenfassung

### Ausgangslage

Im Februar 2008 verabschiedete der Bundesrat die Aktionspläne zur Energieeffizienz und zu erneuerbaren Energien. Basierend auf dem «Aktionsplan erneuerbare Energien» wurde econcept beauftragt, Vorschläge für die Umsetzung der Massnahme «Einspeisevergütung für erneuerbare Wärme» zu konkretisieren.

### Marktanalyse

Nah- und Fernwärmenetze (NFN) liefern rund 3 % des schweizerischen Wärmebedarfs. Der Anteil an erneuerbarer Wärme setzt sich aus der Biomassenutzung, der Umweltwärme und dem erneuerbaren Anteil aus Abfall zusammen. Würden die NFN vollständig auf erneuerbare Wärme umgestellt, liessen sich jährlich 3'740 GWh fossile Energien bzw. rund 7% des Schweizerischen Heizölabsatzes im Jahr 2007 substituieren. Zudem würde die Versorgungssicherheit erhöht bzw. die Abhängigkeit von Erdöl- und Erdgaslieferungen aus dem Ausland verringert.

Zusätzlich gibt es in der Schweiz rund 10'000 Feuerungen mit einer Leistung von mehr als 350 kW. Es kann angenommen werden, dass ein Teil der Feuerungen von der Statistik nicht erfasste Wärmenetze betreibt. Somit vergrössert sich das Potenzial der erneuerbaren Wärme weiter. Vor allem, da ab ca. 2010 jährlich mit einem Ersatz aus Altersgründen von über 500 Feuerungen mit einem Energiebedarf von 400 bis 500 GWh/a zu rechnen ist. Ein grosses Potenzial liegt weiter in der Erschliessung der Wärme aus ARA, der Abwärme der KVA und in der Nutzung industrieller Prozessabwärme.

Die Umstellung auf die Wärmebereitstellung mit erneuerbaren Ressourcen unterliegt einigen Hemmnissen. Die Konkurrenz durch die etablierten fossilen Brennstoffe ist sehr gross. Vor allem aber sind bei den meisten Technologien die Investitionskosten höher, als bei fossilen Referenzanlagen. Obwohl die Betriebskosten oft tiefer ausfallen, bleiben nicht selten Mehrkosten über die Lebensdauer der Anlagen bestehen.

### Förderinstrument Einspeisevergütung

Die Idee der Einspeisevergütung für erneuerbare Energien lehnt sich an das erfolgreiche Modell aus dem Strommarkt an. Vergleicht man die Strom- und den Wärmemarkt hinsichtlich einer Einspeisevergütung, so zeigen sich grundlegende Unterschiede. Das Bestimmen der Mehrkosten ist bei Wärmenetzen schwieriger, da sich die Preise für fossile Energien dynamisch und kurzfristig ändern. Anlagen, die in einem Jahr Mehrkosten verursachen sind möglicherweise im nächsten Jahr wirtschaftlich. Insgesamt betrachtet ist die Bemessung einer Einspeisevergütung für Wärme sehr schwierig.

Die Autoren der vorliegenden Arbeit kommen zum Schluss, dass eine Einspeisevergütung als Förderinstrument, welches sich am Modell der Einspeisevergütung für erneuerbare Elektrizität orientiert, nicht zu empfehlen ist. Anstelle dessen wird vorgeschlagen, auf das bewährte Förderinstrument der Investitionsbeiträge zu setzen. Eine Förderung von erneuerbarer Wärme wird weiterhin für nötig erachtet.

## Vorgeschlagenes Förderprogramm

Deshalb wird ein Förderprogramm mit individuellem Antragsverfahren vorgeschlagen, das sich auf grössere Anlagen konzentriert. Die geförderten Vorhaben müssen Mehrkosten über die Nutzungsdauer gegenüber einer Referenzvariante ausweisen können. Nachfolgende Fördergegenstände stehen im Vordergrund:

Sachverhalt für eine Förderung	Vorgeschlagene Förderung
Einspeisung von erneuerbarer Wärme in ein bestehendes Wärmenetz mit Substitution fossiler Energie	Investitionsbeiträge
Ersatz einer fossilen Anlage mit einer Leistung von mehr als 350 kW durch erneuerbare Energien	Investitionsbeiträge
Ergänzung einer fossilen Anlage mit einer Leistung von mehr als 350 kW durch erneuerbare Energien	Investitionsbeiträge
Nutzung von industrieller Abwärme bzw. von Abwärme aus der Kälteproduktion	Investitionsbeiträge, Risikoabdeckung
Neubau eines Wärmenetzes mit erneuerbaren Energien/Abwärme	Investitionsbeiträge, Anschlussprämie an Leitungsggebundene Systeme
Innovative Projekte oder Projekte mit zahlreichen Akteuren (Projektentwicklung für Projekte > 1MW)	Projektentwicklungsbeiträge

Tabelle 1 Übersicht der verschiedenen Fördergegenstände bzw. die dazu vorgeschlagene Förderung

Mit dem vorgeschlagenen Fördermodell kann u. a. auch die entstehende Lücke des auslaufenden «Förderprogramms» der Stiftung Klimarappen geschlossen werden.

Als Vollzugsmodell wird ein zentraler Vollzug mit einer Geschäfts- bzw. Anlaufstelle pro Sprachregion vorgeschlagen. Der Vollzug wird durch eine aktive Kommunikation mit den Kantonen koordiniert.

Das vorgeschlagene Förderprogramm kann wie folgt zusammenfassend charakterisiert werden:

### *Form der Förderung*

Für das vorgeschlagene Förderprogramm wird ein individuelles Antragsverfahren vorgesehen, welches die Mehrkosten über die Nutzungsdauer gegenüber einer Referenzvariante ausweisen muss. Die Förderung erfolgt mittels Investitionsbeiträgen.

Ergänzend werden Beiträge für den Anschluss an neue oder bestehende Wärmenetze, Risikogarantien bei der Nutzung industrieller Abwärme sowie Projektentwicklungsbeiträge gewährt.

### *Fördergegenstände und Form der Beiträge*

Je nach Fördergegenstand kommen verschiedene Beitragsformen zur Anwendung: Investitionsbeiträge, Anschlussprämien an leitungsgebundene Systeme, Risikoabdeckung und Projektentwicklungsbeiträge. Man vergleiche dazu mit Tabelle 1.

### *Anforderungen an Projekte*

Um Anspruch auf Förderbeiträge anmelden zu können, müssen in einem Projekt grossmehrerheitlich erneuerbare Energien eingesetzt werden und sowohl Energieerzeugung als auch Energienutzung müssen in der Schweiz geschehen. Das Förderprogramm steht sowohl juristischen wie natürlichen Personen offen, sofern das Projekt Mehrkosten gegenüber einer Referenzvariante aufweist.

### *Bemessungsgrundlage und Höhe der Förderbeiträge*

Die Höhe der Förderbeiträge richtet sich nach den Mehrkosten gegenüber einer Referenzvariante mit fossilen Energieträgern. Der Förderbetrag beläuft sich auf 30 % der Mehrkosten und muss mindestens 20'000 CHF betragen (Bagatellgrenze). Maximal werden 30 CHF/MWh ausgerichtet.

### *Abgrenzung zu anderen Förderungen/Einschränkungen*

Das vorgeschlagene Förderprogramm ergänzt andere Förderprogrammen und konzentriert sich auf grössere Anlagen. Förderbeiträge anderer Förderprogramme werden bei der Ermittlung der Mehrkosten berücksichtigt.

<b>Projektförderung / Anreizsystem</b>	<b>Koordination zum vorgeschlagenen neuen Förderprogramm</b>
Kantonale Förderung (inkl. Globalbeiträge)	Kantonale Förderbeiträge werden bei der Ermittlung der Mehrkosten berücksichtigt.
Klimarappen	Keine Überschneidung, da der Klimarappen 2012 ausläuft.
Kommunale Förderprogramme	Kommunale Förderbeiträge werden bei der Ermittlung der Mehrkosten berücksichtigt.
Unternehmen mit Abgabebefreiung von der CO <sub>2</sub> -Abgabe	Das Projekt darf nicht Teil der Zielvereinbarung sein. Erträge aus allfälligen CO <sub>2</sub> -Zertifikaten sind zu berücksichtigen. Mehrkosten müssen nachgewiesen werden.
Grossverbraucher gemäss MuKE	Keine Einschränkung
KEV	Projekte, die durch die KEV unterstützt werden, werden durch das vorgeschlagene Förderprogramm nicht zusätzlich unterstützt, da die Mehrkosten bereits abgedeckt sind.
Kompensationsmassnahmen von Grosskraftwerken.	Projekte, die im Rahmen der Kompensationsmassnahmen für Grosskraftwerke laufen, werden durch das vorgeschlagene Förderprogramm nicht zusätzlich unterstützt.

Tabelle 2 Abgrenzung zu anderen Förderungen

### *Verfahren*

Die Abwicklung des vorgeschlagenen Fördermodells soll zentral mit einer Geschäfts- bzw. Anlaufstelle pro Sprachregion geschehen. Die Kantone werden von der Geschäftsstelle ausreichend informiert.

- 1 Projektantrag an die Geschäftsstelle bzw. an die regionale Anlaufstelle
- 2 Die Geschäftsstelle bzw. die regionale Anlaufstelle informiert den Standortkanton und leitet die Prüfung des Projektes ein.
- 3 Die Projektprüfung wird durch akkreditierte Prüferinnen und Prüfer durchgeführt (analog SKR).
- 4 Die Geschäftsstelle entscheidet über die Förderberechtigung und die Höhe der Förderbeiträge.
- 5 50 % des Förderbeitrages werden bei der Bewilligung des Projektes ausbezahlt. Die restlichen 50 % werden gemäss den tatsächlichen Mehrkosten nach Abnahme der Anlage durch den Eigentümer gezahlt.

#### *Monitoring und Controlling*

Für das Monitoring und Controlling ist die Geschäftsstelle verantwortlich.

### **Kosten und Nutzen**

Die Inanspruchnahme des Förderprogramms ist schwierig abzuschätzen. Auf Grund einer Abschätzung des Programms der Stiftung Klimarappen (Auktionsprogramm, Intermediärprogramm, Grossprojekte) sowie Potentialuntersuchungen von grösseren fossilen Feuerungen kann der Förderumfang und die Wirkung wie folgt abgeschätzt werden:

Sachverhalt für eine Förderung	Umfang der Förderungen
Die Einspeisung von erneuerbarer Wärme in ein bestehendes Wärmenetz. Dabei wird fossile Energie substituiert.	Ca. 10-15 Mio. CHF jährlich
Eine auf fossilen Energieträgern beruhende Anlage mit einer Leistung von mehr als 350 kW <sub>th</sub> wird durch eine mit erneuerbaren Energieträgern betriebene Anlage ersetzt.	
Eine Anlage zur Produktion erneuerbarer Wärme ergänzt eine bestehende Anlage mit einer Leistung von mehr als 350 kW <sub>th</sub> .	
Für ein Wärmenetz soll die Abwärme aus einem industriellen Prozess oder aus der Kälteproduktion genutzt werden.	Ca. 1 Mio. CHF jährlich
Neubau eines Wärmenetzes mit erneuerbaren Energien/Abwärme	Ca. 1-2 Mio. CHF jährlich
Projektinitiierung: Innovative Projekte oder grössere Projekte mit zahlreichen Akteuren (Projekte > 1MW)	Ca. 0.2 bis 0.5 Mio. CHF jährlich
<b>Summe</b>	<b>12-18 Mio. CHF jährlich</b>

Tabelle 3 Übersicht über die verschiedenen Fördergegenstände und die unter den getroffenen Annahmen bei einer Förderquote von 30 % der Mehrkosten anfallenden Fördermittel. Zusätzlich ist mit Vollzugskosten von rund 0.5 Mio. CHF jährlich zu rechnen. Bei einer Erhöhung der Förderquote würden sich die Mittel überproportional erhöhen, da auch zusätzliche Projekte ausgelöst werden könnten.

Für eine präzisere Abschätzung müssten detailliertere Auswertungen der bestehenden Förderprogramme, insbesondere der Stiftung Klimarappen, vorliegen. Mit dem vorgeschlagenen Förderprogramm liessen sich jährlich kumulierend fossile Energien im Um-

fang von 80 bis 100 GWh pro Jahr substituieren. Bei einer Nutzungsdauer der geförder-  
ten Anlage von 15-20 Jahren resultiert über die Nutzungsdauer eine Reduktion von  
75'000 bis 125'000 Tonnen CO<sub>2</sub>. Dies entspricht einem Förderbeitrag von rund 150 Fr.  
pro reduzierte Tonne CO<sub>2</sub>.



## Résumé

### Situation initiale

En février 2008, le Conseil fédéral a adopté les Plans d'action pour l'efficacité énergétique et les énergies renouvelables. Sur la base du «Plan d'action pour les énergies renouvelables», la société econcept a été mandatée pour concrétiser les propositions de mise en œuvre de la mesure «Rétribution de l'injection de chaleur issue d'énergies renouvelables».

### Analyse du marché

Les réseaux de chauffage à distance couvrent environ 3 % des besoins de chauffage en Suisse. La chaleur issue d'énergies renouvelables provient de l'exploitation de la biomasse, de la chaleur ambiante et de la part valorisable des déchets. Si les réseaux de chauffage à distance venaient à être entièrement alimentés par la chaleur renouvelable, cela permettrait la substitution de 3740 GWh d'énergies fossiles par an, un volume qui équivaut à env. 7% du mazout de chauffage vendu en Suisse en 2007. De plus, la sécurité d'approvisionnement serait renforcée: en d'autres termes, la dépendance à l'égard des livraisons de pétrole et de gaz naturel en provenance de l'étranger serait réduite.

En outre, il y a en Suisse environ 10 000 chaudières d'une puissance supérieure à 350 kW. On peut supposer qu'une partie de ces chaudières alimente des réseaux de chauffage non pris en compte par les statistiques, ce qui accroît encore le potentiel de la chaleur issue d'énergies renouvelables. Par ailleurs, à partir de 2010 environ, il faudra s'attendre à devoir remplacer chaque année plus de 500 chaudières devenues trop vieilles, qui couvrent une demande énergétique de 400 à 500 Gwh par an. Par ailleurs, l'exploitation de la chaleur dégagée par les STEP, les usines d'incinération des ordures ménagères (UIOM) et les processus industriels offre aussi un fort potentiel.

Le passage à la fourniture de chaleur à partir de ressources renouvelables ne va pas sans certains écueils. La concurrence des combustibles fossiles dont l'usage est établi est très forte mais, surtout, pour la plupart des technologies, les coûts d'investissement sont plus élevés que pour les installations à énergie fossile de référence. Bien que les coûts d'exploitation se révèlent souvent moindres, il subsiste souvent des surcoûts sur toute la durée de vie des installations.

### La rétribution de la chaleur injectée comme instrument d'encouragement

L'idée de rétribuer l'injection de chaleur issue d'énergies renouvelables s'inspire du succès remporté par le modèle utilisé sur le marché de l'électricité. Or, si l'on compare, sous l'angle de la rétribution de l'injection, le marché de l'électricité et celui de la chaleur, des

différences fondamentales apparaissent. Il est plus difficile de déterminer les surcoûts liés aux réseaux de chauffage, étant donné que le cours des énergies fossiles connaît des évolutions dynamiques à court terme. Des installations qui sont plus coûteuses qu'une installation traditionnelle une année peuvent s'avérer rentables l'année suivante. Dans l'ensemble, il est très difficile de calculer la rétribution de la chaleur injectée.

Les auteurs de l'étude concluent qu'il est préférable d'éviter d'utiliser le modèle de rétribution du courant injecté pour encourager l'injection de chaleur. Ils proposent plutôt d'opter pour la contribution aux coûts d'investissement, un instrument d'encouragement qui a fait ses preuves. Ils jugent en outre qu'il est nécessaire de continuer à encourager la production de chaleur à partir d'énergies renouvelables.

### Proposition de programme d'encouragement

Le programme d'encouragement proposé repose donc sur une procédure de demande individuelle et il est axé sur les grandes installations. Sur l'ensemble de leur durée d'utilisation, les projets encouragés doivent présenter des surcoûts par rapport à une variante de référence. Le programme vise en tout premier lieu les objets présentés dans le tableau ci-dessous.

Objets de mesure d'encouragement	Mesure d'encouragement proposée
Injection dans un réseau de chauffage existant de chaleur provenant d'énergies renouvelables, avec substitution de l'énergie fossile	Contribution aux coûts d'investissement
Remplacement d'une installation à énergie fossile d'une puissance supérieure à 350 kW par des énergies renouvelables	Contribution aux coûts d'investissement
Complément apporté par des énergies renouvelables à une installation à énergie fossile d'une puissance supérieure à 350 kW	Contribution aux coûts d'investissement
Exploitation des rejets thermiques provenant des processus industriels ou de la production de froid	Contribution aux coûts d'investissement, couverture du risque
Construction d'un nouveau réseau de chauffage alimenté par des énergies renouvelables ou des rejets thermiques	Contribution aux coûts d'investissement, primes de raccordement à des systèmes de distribution par conduites
Projets innovants ou faisant intervenir de nombreux acteurs (développement de projets > 1MW)	Contribution au développement du projet

Tableau 4 Synthèse des objets de mesures d'encouragement et des mesures proposées

Le modèle proposé pourrait prendre le relais de la Fondation Centime Climatique, dont les activités vont prendre fin.

Le modèle d'exécution proposé est celui d'une exécution centralisée par un secrétariat ou un service par région linguistique, assortie d'une communication active avec les cantons.

Les caractéristiques du programme d'encouragement proposé peuvent être résumées comme suit.

### *Forme de l'encouragement*

Une procédure de demande individuelle est prévue pour le programme d'encouragement proposé. Elle doit permettre d'attester les surcoûts supportés pendant la durée d'utilisation par rapport à une variante de référence. L'encouragement consiste dans une contribution aux coûts d'investissement. En complément, des contributions seront versées pour le raccordement à des réseaux de chauffage nouveaux ou existants, pour la couverture des risques liés à l'exploitation de rejets thermiques industriels ou encore pour le développement d'un projet.

### *Objets d'une mesure d'encouragement et forme des contributions*

Différentes formes de contribution sont envisagées selon l'objet de la mesure d'encouragement: contributions aux coûts d'investissement, primes pour le raccordement à des systèmes de distribution par conduites, couverture des risques et contributions au développement de projets (voir le tableau 1).

### *Conditions posées aux projets pour l'octroi de contributions*

Pour prétendre bénéficier d'une contribution d'encouragement, un projet doit utiliser principalement les énergies renouvelables, et la production comme l'utilisation de l'énergie doivent avoir lieu en Suisse. Dans la mesure où le projet présente des surcoûts par rapport à une variante de référence, le programme d'encouragement est ouvert aussi bien aux personnes morales qu'aux personnes physiques.

### *Bases de calcul et montant des contributions d'encouragement*

Le montant des contributions d'encouragement est fonction des surcoûts par rapport à une variante de référence utilisant des énergies fossiles. Le montant de la contribution représente 30 % des surcoûts et doit atteindre au moins 20 000 CHF (seuil minimal). Il est plafonné à 30 CHF/MWh.

### *Délimitation par rapport à d'autres mesures d'encouragement et restrictions*

Le programme d'encouragement proposé complète d'autres programmes du même type et vise les grandes installations. Les contributions d'autres programmes sont prises en compte dans le calcul des surcoûts.

Promotion de projet ou système d'incitation	Coordination avec le nouveau programme d'encouragement proposé
Promotion cantonale (y compris contributions globales)	Les subventions cantonales sont prises en compte dans le calcul des surcoûts.
Centime Climatique	Pas de chevauchement, étant donné que le Centime Climatique s'arrête en 2012.
Programmes d'encouragement communaux	Les subventions communales sont prises en compte dans le calcul des surcoûts.
Entreprises bénéficiant de l'exonération de la taxe sur le CO <sub>2</sub>	Le projet ne doit pas faire partie de la convention d'objectifs. Les revenus provenant de certificats CO <sub>2</sub> doivent être pris en compte. Le projet doit présenter des surcoûts par rapport à une variante de référence.
Gros consommateurs au sens des MoPeC	Pas de restriction
RPC	Les projets soutenus dans le cadre de la RPC ne sont pas encouragés par le programme proposé puisque les surcoûts sont déjà couverts.
Mesures de compensation des grandes centrales.	Les projets déjà en cours dans le cadre des mesures de compensation des grandes centrales ne sont pas encouragés par le programme proposé.

Tableau 5 Délimitation par rapport à d'autres mesures d'encouragement

### Procédure

L'idée est que le programme d'encouragement proposé soit géré de manière centralisée par un secrétariat ou un service par région linguistique, et que cette instance fournisse toutes les informations nécessaires aux cantons.

- 1 Le projet est déposé au secrétariat ou au service régional.
- 2 Cette instance informe le canton concerné et entame l'examen du projet.
- 3 Le projet est analysé par des examinateurs accrédités (comme à la Fondation Centime Climatique).
- 4 Le secrétariat ou service régional décide de l'octroi d'une contribution et du montant de celle-ci.
- 5 La moitié de cette contribution est versée au moment de l'autorisation du projet. Les 50 % restants sont versés en fonction des surcoûts effectifs après la réception de l'installation par le propriétaire.

### Monitoring et controlling

Le secrétariat ou service régional assume le monitoring et le controlling.

### Coûts et bénéfice

Le recours au programme d'encouragement est difficile à évaluer. En se fondant sur une évaluation des activités de la Fondation Centime Climatique (programmes Enchères, Intermédiaires et Projets à grande échelle) et sur des études du potentiel offert par de

grandes chaudières à énergie fossile, on peut estimer comme suit le volume et l'effet des mesures d'encouragement.

Objets des mesures d'encouragement	Montant des mesures d'encouragement
Injection dans un réseau de chauffage existant de chaleur provenant d'énergies renouvelables, avec substitution de l'énergie fossile	Env. 10 à 15 millions de CHF par an
Remplacement d'une installation d'une puissance supérieure à 350 kW <sub>th</sub> ayant recours à des énergies fossiles par une installation alimentée par des énergies renouvelables.	
Complément d'une installation fossile d'une puissance supérieure à 350 kW <sub>th</sub> par une installation alimentée par des énergies renouvelables	
Exploitation par un réseau de chauffage des rejets thermiques dégagés par un processus industriel ou par la production de froid.	Env. 1 million de CHF par an
Construction d'un nouveau réseau de chauffage alimenté par des énergies renouvelables ou des rejets thermiques	De 1 à 2 millions de CHF par an
Lancement de projets: projets innovants ou grands projets faisant intervenir de nombreux acteurs (projets > 1MW)	De 0,2 à 0,5 million de CHF par an
<b>Total</b>	<b>De 12 à 18 millions de CHF par an</b>

Tableau 6 Synthèse des différents objets pouvant bénéficier d'une mesure d'encouragement et des fonds qui y seront affectés dans l'hypothèse d'une participation de 30 % aux surcoûts. Des coûts d'exécution d'environ 0,5 million de CHF par an s'y ajoutent. Si le taux de participation était supérieur à 30 %, le taux d'augmentation des fonds alloués serait supérieur à celui du taux de participation, car un nombre plus important de projets pourrait en découler.

Pour procéder à une estimation plus précise, il faudrait disposer d'évaluations détaillées des programmes d'encouragement existants, notamment de ceux de la Fondation Centime Climatique. Le programme d'encouragement proposé permettrait, en données annuelles cumulées, une substitution d'énergies fossiles de 80 à 100 GWh par an. Sur une durée d'utilisation de 15 à 20 ans de l'installation visée par la mesure d'encouragement, la réduction de CO<sub>2</sub> est de 75 000 à 125 000 tonnes, ce qui correspond à une contribution d'encouragement de quelque 150 Fr. par tonne de CO<sub>2</sub> en moins.



# 1 Ausgangslage und Ziel der Arbeiten

Der Bundesrat hat im Februar 2007 beschlossen, die schweizerische Energiepolitik auf vier Pfeilern abzustützen: Energieeffizienz, erneuerbare Energien, Ersatz und Neubau von Grosskraftwerken zur Stromproduktion und Energieaussenpolitik. Das UVEK hat anschliessend zur Konkretisierung der bundesrätlichen Strategie Aktionspläne zur Energieeffizienz und zu den erneuerbaren Energien erarbeitet. Die Aktionspläne wurden vom Bundesrat am 20. Februar 2008 verabschiedet.

Die vorliegende Arbeit hat zum Ziel, den Punkt 2 «Einspeisevergütung für erneuerbare Wärme» aus dem «Aktionsplan erneuerbare Energien» zu konkretisieren. Bis jetzt besteht das Konzept der Einspeisevergütung gemäss des Aktionsplanes erst in groben Zügen. Deshalb sollen Grundlagen für eine mögliche Einspeisevergütung für erneuerbare Wärme in Nah- und Fernwärmenetzen erarbeitet werden. Analog zu den kostendeckenden Einspeisevergütungen beim Strom sollen zudem Empfehlungen für die Umsetzung bei erneuerbar produzierter Wärme gemacht werden.

Viele Fragestellungen und Abgrenzungen zu anderen bereits bestehenden oder in Vorbereitung stehenden Fördermassnahmen der schweizerischen Energiepolitik sind zu klären. Zurzeit bestehen bereits einige Förderinstrumente des Bundes, der Stiftung Klimarappen sowie der Kantone für Abwärmenutzung sowie Wärme- und kombinierte Wärme-/ Elektrizitätsproduktion. Zum Teil sind diese Förderungen zeitlich befristet.

Die folgenden Fragestellungen werden für die Konzeption einer Einspeisevergütung für Wärme zentral behandelt:

- Für welche Förderkategorien eignet sich eine Einspeisevergütung als Förderinstrument mit einer hohen Auslösewirkung, welche Ziele und Zielgruppen stehen im Fokus?
- Welchen Anforderungen müssen die Wärmeerzeugungsanlagen gerecht werden?
- Welchen Anforderungen müssen die Abnehmer der Wärme gerecht werden?
- Welche Form hat die Einspeisevergütung, wie hoch sind die Beiträge, welches sind die Bemessungskriterien und wie sind sie allenfalls zu dynamisieren?
- Wie erfolgt die operative Umsetzung der Beitragsgewährung?

Mit einem systematisch konsistenten Vorgehen werden die Eignung des Instrumentes Einspeisevergütung für die einzelnen möglichen Fördergegenstände und energiepolitischen Zielgruppen genau überprüft werden.



## 2 Untersuchungsrahmen und Vorgehen

### 2.1 Untersuchungsrahmen

In Zusammenarbeit mit dem Auftraggeber wurde der Untersuchungsrahmen für eine Einspeisevergütung für erneuerbare Anlagen auf folgende Kriterien eingegrenzt:

#### *Grösse der Netze*

Die vorliegende Arbeit untersucht den Einfluss und die Machbarkeit der kostendeckenden Einspeisevergütung als Förderinstrument für erneuerbare Wärme in mittleren und grossen Nah- und Fernwärmenetzen. Sowohl Wärme- und Kältenetze sind von Interesse. Kleinstnetze zwischen einzelnen Gebäuden werden hingegen nicht prioritär betrachtet.

#### *Technologien*

Als Energielieferanten werden alle Technologien in Betracht gezogen, welche mit erneuerbaren Ressourcen betrieben werden. Zudem fällt Abwärme aus industriellen Prozessen in den Untersuchungsrahmen. Explizit nicht behandelt im Rahmen dieses Dokumentes werden fossil betriebene WKK-Anlagen. Auf Grund der Marktanalyse wird zusätzlich auch die Abwärme aus Kälteanlagen berücksichtigt.

#### *Leistungsspektrum und Alter der Anlagen*

Weiter wird der Fokus im Rahmen dieser Arbeit auf Anlagen mit Leistungen von mehr als 350 kW<sub>th</sub> gelegt. Kleinere Systeme werden nur qualitativ diskutiert. Das Augenmerk wird auf Neuanlagen und die Erneuerung bestehender Anlagen gerichtet, falls diese von fossilem Betrieb auf Betrieb mit erneuerbaren Ressourcen umgestellt werden. Für Anlagen, welche bereits erneuerbare Wärme liefern, werden Kriterien geprüft, deren Erfüllung zum Bezug einer allfälligen Vergütung berechtigen.

#### *Form der Beiträge*

Um über eine geeignete Form der Beiträge entscheiden zu können, wird eine Auslegeordnung verschiedener Möglichkeiten erarbeitet. In der Auslegeordnung soll nebst der grundsätzlichen Idee der wiederkehrenden Beiträge auch Platz sein für Modelle mit Investitionsbeiträgen. Wichtig ist zudem die Prüfung einer dynamisch ausgestalteten Einspeisevergütung. Darunter ist zu verstehen, dass die Höhe der Beiträge von der Preisdifferenz einer erneuerbaren Ressource zum wichtigsten fossilen Energieträger abhängig ist.

#### *Typische Fälle, bei welchen eine Einspeisevergütung zum Zuge kommen könnte*

Die Überlegungen beinhalten vier verschieden gelagerte «typische» Fälle. Diese Fälle sind keine abschliessende Aufzählung, zusätzliche Mischformen sind möglich. Sie dienen bei der Erarbeitung als gedankliches Modell:

- 1 In ein bestehendes grosses Wärmenetz, bei dem die Wärmequelle und das Netz unterschiedliche Eigentümer haben, wird mit einer zusätzlichen neuen Anlage erneuerbare Energie eingespeist.

Beispiel: In ein öffentliches, städtisches Fernwärmenetz soll zusätzliche Abwärme aus einem Betrieb genutzt werden.

- 2 In einem bestehenden Wärmenetz, in welchem die Eigentümer von Netz und Wärmezentrale meist identisch sind, wird die Wärmezentrale durch eine neue mit erneuerbaren Ressourcen betriebene Anlage ersetzt.

Beispiel: In einer grösseren Wohnüberbauung wird die Heizung vollständig ersetzt.

- 3 In einem bestehenden Wärmenetz wird die Wärmezentrale (Wärmezentrale und Netz haben meist dieselben Eigentümer) durch eine neue mit erneuerbaren Ressourcen betriebene Anlage ergänzt.

Beispiel: In einer grösseren Wohnüberbauung wird die Heizzentrale mit einer Wärmepumpe ergänzt.

- 4 Es wird ein neues Wärmenetz in einem Gebiet mit bestehenden Bauten erstellt.

Beispiele: Es wird eine neue Abwärmenutzung ab einer KVA erstellt oder ein neues Gebiet erschlossen.

#### *Koordination mit anderen Fördermodellen*

Die vorgeschlagenen Modelle und Fördergegenstände müssen mit den bestehenden Fördermassnahmen koordiniert sein. Es ist jedoch zu beachten, dass Programme wie beispielsweise der Klimarappen zeitlich begrenzt sind.

Die Koordination mit kommunalen Förderprogrammen ist nicht notwendig. Eine Abgrenzung zu den kantonalen Förderprogrammen (harmonisiertes Fördermodell) wird diskutiert.

## **2.2 Vorgehen**

Das Vorgehen im Projekt ist wie folgt:

- 1 Untersuchungsrahmen definieren: Ziele und Zielgruppen, Abgrenzungen zu anderen Förderinstrumenten
- 2 Synoptische Marktanalyse: Erstellung einer Übersicht der möglichen Fördergegenstände, Zielgruppen, Hemmnisse und geeigneten Fördermassnahmen und Beurteilung ihrer Eignung
- 3 Auswahl der Zielgruppen und bei Bedarf ergänzende Detailanalyse der Hemmnisse und Marktbedürfnisse der ausgewählten Zielgruppen
- 4 Definition der Ausgestaltung der Einspeisevergütung
- 5 Ermittlung der Kriterien für die Förderberechtigung, für die Höhe der Beiträge und für ihre allfällige Dynamisierung
- 6 Operative Umsetzung der Einspeisevergütung
- 7 Kosten und Wirkung der Einspeisevergütung

## 3 Marktanalyse

### 3.1 Inhalt

Mit der Marktanalyse sollen vor allem die Hemmnisse und die sinnvollen Ansatzpunkte für eine Einspeisevergütung in den relevanten Bereichen ausgelotet werden. Die Marktanalyse umfasst folgende Bereiche:

- Marktvolumen: Abschätzung des Potentials von erneuerbaren Energieträgern in Wärmenetzen.
- Energieangebot / Energieträger: Hemmnisse und Chancen der von einer Einspeisevergütung betroffenen erneuerbaren Energieträger.
- Infrastruktur: Spezifische Eigenheiten von Wärmenetzen, Hemmnisse und Chancen für den Einsatz erneuerbarer Energien.
- Akteure Wärmelieferanten: Welche Akteure mit welchen Eigenschaften sind auf der Seite der Wärmelieferanten tätig?
- Rahmenbedingungen: Mit welchen Entwicklungen der Rahmenbedingungen ist zu rechnen?
- Kunden: Bei der Einspeisung von erneuerbaren Energien in Wärmenetze sind sowohl die Wärmenetzbetreibenden als auch die Endenergiebezügler Kunden.

### 3.2 Zusammenfassung der Ergebnisse

Die detaillierte Marktanalyse findet sich im Anhang (ab Seite 43). Nachfolgend die wichtigsten Ergebnisse:

#### *Marktvolumen*

Die Nah- und Fernwärmenetze liefern gut 3 % des schweizerischen Wärmebedarfs und werden nur zu einem Teil mit erneuerbar produzierter Wärme beliefert. Dieser Teil setzt sich grösstenteils aus Biomassennutzung und aus ansehnlichen Teilen nutzbar gemachter Umweltwärme und dem erneuerbaren Anteil aus Abfall zusammen. Kleinere Rollen spielen die thermische Sonnenenergie und die Wärmenutzung aus Abwasserreinigungsanlagen. Würden die NFN bei gleichbleibender Leistung vollständig auf erneuerbare Wärmeproduktion umgestellt, könnten rund 374'000 Tonnen Erdöl gespart werden.

Die in der Energiestatistik aufgeführten Nah- und Fernwärmenetze umfassen vor allem die öffentlichen Fernwärmenetze. Nicht enthalten sind darin all die Heizungsanlagen, die mit einem Nahwärmenetz die Wärme innerhalb einer Überbauung verteilen. Es bestehen

in der Schweiz rund 10'000 Feuerungen mit einer Leistung von mehr als 350 kW<sub>th</sub>. Ein Teil davon dürfte Wärmenetze betreiben.

Für Fernwärme wurden 2006 gut 310 Millionen CHF ausgegeben. Durchschnittlich kostete eine kWh Wärme 7 Rappen.

Das Substitutionspotential erneuerbarer Energien beim Ersatz fossiler Feuerungen mit einer Leistung von mehr als 350 kW<sub>th</sub> ist beträchtlich. Aufgrund der Altersverteilung und der durchschnittlichen Lebensdauer der Anlagen ist ab ca. 2010 mit einem Ersatz von über 500 Anlagen pro Jahr zu rechnen. Diese Anlagen haben einen Energiebedarf von ca. 400 bis 500 GWh jährlich. Der Grossteil der Anlagen steht in den Kantonen Zürich, Basellandschaft, Bern und Aargau.

Grosse Energiepotenziale liegen in der Erschliessung der Wärme aus ARA, der Abwärme aus KVA, in der industriellen Abwärme aus Prozessen, sowie in der Substitution von bestehenden fossilen Feuerungen. Je nach Berechnung könnten alleine durch die ARA 100'000 bis 300'000 Wohneinheiten geheizt werden. KVA könnten rund eine halbe Million Wohnungen heizen. In der Nutzung der industriellen Abwärme liegt ein grosses Heizpotential. Mit Ausgaben von 5.5 Mia. CHF für fossile Brennstoffe im 2006 ergeben sich hier zudem beträchtliche ökonomische Anreize.

### *Energieträger*

Die Chance im Einsatz erneuerbarer Ressourcen für die Wärmeproduktion liegt nicht nur in den verminderten Schadstoffemissionen – im Speziellen in der Reduktion des CO<sub>2</sub>-Austosses – sondern auch in der massiv verbesserten Versorgungssicherheit. Die Abhängigkeit von Erdöl- und Erdgaslieferungen aus dem Ausland kann verringert werden. Zudem bleiben die Gelder für den Energieeinkauf zu einem grossen Teil in der Schweiz und führen zu einer neuen, oft regionalen, Wertschöpfungskette.

Die Umstellung auf bzw. der Ausbau der Produktion erneuerbarer Wärme unterliegt im Moment aber verschiedener Hemmnisse. Viele Hemmnisse gelten für die Nutzung aller erneuerbarer Ressourcen. Sie sind in Tabelle 7 zusammengefasst.

### Allgemeine Hemmnisse für die Nutzung von erneuerbaren Energien und Abwärmen

Konkurrenz zu fossilen Brennstoffen	Starke Konkurrenz durch fossile Brennstoffe, da diese <ul style="list-style-type: none"> <li>— viel geringere Investitionskosten benötigen,</li> <li>— bei kurzfristiger Betrachtung billiger sind,</li> <li>— lange etabliert sind,</li> <li>— räumlich kompakte Lösungen ermöglichen,</li> <li>— ein grosser Erfahrungsschatz vorhanden ist,</li> <li>— die Technologie keine Kinderkrankheiten mehr hat und</li> <li>— Erdgas auch als ökologisch gilt.</li> </ul>
Wissen, Bekanntheit	<ul style="list-style-type: none"> <li>— Das Wissen in der Bevölkerung zu erneuerbaren Energien ist begrenzt.</li> <li>— Es sind falsche Vorstellungen vorhanden.</li> <li>— Das Wissen von Ingenieurs- und Architekturbüros ist teilweise nicht aktuell.</li> </ul>
Wärmespezifische Hemmnisse	<ul style="list-style-type: none"> <li>— Saisonale Schwankungen im Wärmebedarf sind teilweise azyklisch zur maximalen Verfügbarkeit erneuerbar produzierter Wärme (z. B. bei der thermischen Solarenergie). <ul style="list-style-type: none"> <li>— Das macht eine Ausrichtung auf die geringere Sommerlast nötig.</li> <li>— Es entstehen Schwierigkeiten, die für den wirtschaftlichen Betrieb nötigen hohen Auslastungszahlen zu erreichen.</li> </ul> </li> <li>— Durch die Einspeisevergütung für erneuerbar produzierten Strom kommt es zu einem Ungleichgewicht zwischen der Strom- und der Wärmenutzung – zumindest in Österreich.</li> </ul>
Interaktion verschiedener erneuerbarer Ressourcen	— Aus Gründen der Auslastung und der Wirtschaftlichkeit lassen sich die verschiedenen Technologien zur Produktion erneuerbarer Wärme nicht gänzlich frei kombinieren.
Finanzierung	<ul style="list-style-type: none"> <li>— Die typischerweise hohen Investitionssummen für Technologien zur Nutzung erneuerbarer Ressourcen sind oft schwierig zu beschaffen.</li> <li>— Eine kurzfristige Rendite auf eingesetztes Kapital kann nicht erwartet werden.</li> </ul>
Konkurrenz zu Grenzkosten bei Ergänzung einer bestehenden Anlage	Die Ergänzung einer bestehenden Heizungszentrale mit erneuerbaren Energien ist wirtschaftlich nicht attraktiv, da die neue Anlage teurere Wärme produziert als die bestehende. Bei Wärme aus der neuen Anlage sind die Vollkosten zu berücksichtigen, bei der bestehenden Anlage gelten lediglich die Grenzkosten.

Tabelle 7 Übersicht über die allgemeinen Hemmnisse für die Produktion von Wärme mit erneuerbaren Ressourcen

Neben den allgemeinen Hemmnissen kämpfen die einzelnen Technologien auch mit spezifischen Hemmnissen, welche in nachfolgender Tabelle zusammengefasst sind:

Spezifische Hemmnisse der einzelnen Energieträger			
Energieträger/Abwärme	Primäre Hemmnisse	Weitere Hemmnisse	Hinweise und Chancen
Wärmepumpen	Höhere Investitionen als fossile Energieträger	Verfügbarkeit einer geeigneten und Niedertemperaturquelle und deren Erschliessung	Etablierte Technologie, Erfahrung mit Grossanlagen. Wärmepumpenanlagen sind wirtschaftlich im Vergleich mit fossilen Feuerungen.
Tiefe Geothermie (Hot Dry Rock)	Hohe Investitionen, Unsicherheit bezüglich Wärmeertrag	Grosses Risiko für Investoren	Bedenken der Bevölkerung nach den Ergebnissen der Pilotanlage in Basel wahrscheinlich. Bei gleichzeitiger Stromproduktion kommt die KEV zur Anwendung.
Hydrothermale Geothermie (System Spital Triemli)	Pilotverfahren	Hohe Investitionen, Unsicherheit bezüglich Umfang und Temperaturniveau der gewonnenen Wärme. Grosses Risiko für Investoren.	In Deutschland zum Teil bereits etabliert. Das geologische Risiko in der Schweiz ist hoch.

Spezifische Hemmnisse der einzelnen Energieträger			
Energieträger/Abwärme	Primäre Hemmnisse	Weitere Hemmnisse	Hinweise und Chancen
Thermische Solarenergie <sup>1</sup> (grosse Anlagen für die Einspeisung in bestehende Wärmenetze)	Wirtschaftlichkeit	Wenig Erfahrung in der Schweiz mit grossen Sonnenkollektoranlagen zur Einspeisung in ein Wärmenetz	
Holzfeuerungen	Platzbedürfnisse beim Ersatz einer bestehenden Anlage		Unsicherheit über die preisliche Entwicklung beim Energieholz könnte zukünftig zu einem Hemmnis werden. Anlagen ab 400 bis 600 kW sind im Vergleich mit fossilen Feuerungen wirtschaftlich.
Landwirtschaftliche Biogasanlagen	Hohe Investitionen	Die anfallende Wärme ist schwierig zu nutzen.	Lieferungen Co-Substrat für einen wirtschaftlichen Betrieb sollten längerfristig gesichert sein.
Gewerblich industrielle Biogasanlagen	Minimale Grüngutmenge (braucht Einzugsgebiet von ca. 50'000 EinwohnerInnen), langfristige Sicherung des Grüngutes	Die anfallende Wärme ist schwierig zu nutzen.	Die Anlagen können wirtschaftlich betrieben werden.
Industrieabwärme (thermische Prozesse)	Technisch organisatorische Voraussetzungen: Temperaturniveau, zeitliche Verfügbarkeit	Organisatorische Fragen (Trägerschaften, Liefergarantien), kurze Amortisationszeiten in der Industrie, Unsicherheiten über längerfristige Entwicklung des Unternehmens	
Abwärme aus Kälteanlagen	Technisch organisatorische Voraussetzungen, schlechterer Wirkungsgrad der Kälteanlagen bei optimierter Wärmenutzung	Organisatorische Fragen (Trägerschaften, Liefergarantien), kurze Amortisationszeiten in der Industrie, Unsicherheiten über längerfristige Entwicklung des Unternehmens	
KVA-Abwärme	Räumliche Voraussetzungen (grosser Wärmebezug in möglichst geringer Distanz) und hohe Investitionen für Wärmenetzinfrastrukturen	Schwierige Startphase bei neuen Wärmenetzen wegen tiefem Anschlussgrad	Eine Wärmeversorgung ab KVA kann wirtschaftlich betrieben werden.
WKK-Anlagen mit fossilen Energien	Wirtschaftlichkeit (hohe Preise fossiler Energien, relativ tiefe Rückliefertarife)		Nicht teil der vorliegenden Abklärungen

Tabelle 8: Übersicht der wichtigsten anlagenspezifischen Hemmnisse

### Infrastruktur

Zur Einspeisung erneuerbar produzierter Wärme in Fernwärmenetze bestehen zahlreiche technische Lösungen. Soll die Wärme mit möglichst grosser Effizienz produziert werden, ist eine möglichst tiefe Rücklauftemperatur im Wärmenetz von Nöten. Dazu eignen sich

<sup>1</sup> Es ist zu beachten, dass diese Angaben für grosse Sonnenkollektoranlagen gelten, die Wärme in ein Wärmenetz einspeisen. Kleine Anlagen für die Erzeugung von Warmwasser im Gebäude werden hier nicht betrachtet.

heisswasserbetriebene Fernwärmenetze besser als dampfbetriebene. Im Moment werden dampfbetriebene Netze oft auf heisswasserbetriebene umgestellt; neue werden fast ausschliesslich als Heisswassernetze konzipiert.

Im Gegensatz zum Elektrizitätsnetz unterscheiden sich die einzelnen Wärmenetze deutlich. Sie unterscheiden sich bezüglich Temperaturniveau und können nur dann Wärme aufnehmen, wenn diese im selbigen Zeitraum auch abgesetzt werden kann. Zudem bestehen hydraulische Einschränkungen. Das Einbinden zusätzlicher Wärmequellen ist technisch anspruchsvoll und unterliegt hydraulischen Restriktionen. Ein Wärmenetz ist – im Gegensatz zum normierten Elektrizitätsnetz – sehr individuell ausgestaltet.

#### *Akteure auf Seiten Wärmeangebot*

Bei den grossen Wärmenetzen sind die Eigentümer der Wärmeerzeugung nicht mit den Eigentümern des Wärmenetzes identisch. Die Schnittstellen zwischen dem Eigentum der Wärmeerzeugung und dem Wärmenetz sind je nach Anlage unterschiedlich. Eigentümerin ist bei grossen Anlagen oft die öffentliche Hand (Gemeinden, Städte, Zweckverbände)

Vermeehrt werden Anlagen mit erneuerbaren Energien durch Contractoren finanziert, erstellt und betrieben. Die Branche ist durch eine grosse Dynamik und einem Mangel an fachlich qualifiziertem Personal gekennzeichnet. Die Contractoren konzentrieren sich aus betriebswirtschaftlichen Gründen mehr und mehr auf grössere Anlagen (> 1MW). Bei den erneuerbaren Energieträgern stehen Energieholz und Wärmepumpen im Vordergrund, vermehrt wird auch industrielle Abwärme und Abwärme aus der Kälteerzeugung verwendet.

#### *Rahmenbedingungen:*

Vorhersagen über die Preisentwicklung der Energieträger sind sehr schwierig. Viele Preise hängen direkt oder indirekt von den Preisen anderer Energieträger ab. Gas ist z. B. eng an den Ölpreis gekoppelt. Die in Tabelle 9 gegebenen Abschätzungen sind dementsprechend mit teilweise grossen Unsicherheiten behaftet und deshalb als Thesen formuliert.

Energieträger	Preisentwicklungsthesen
Erdöl	Grosse Unsicherheit. Die zeitweise hohe Preise im Jahr 2008 waren bis vor kurzem nicht vorstellbar. Inzwischen sind die Preise wieder massiv gesunken. Die weitere Entwicklung ist unklar. Mögliche Prognose: gegenüber Juli 2008 wird das Erdöl wieder billiger, um dann langsam wieder im Preis anzusteigen. Die günstigen Preise, die noch vor wenigen Jahren zu bezahlen waren, werden nicht mehr erreicht. Klimaschutz mit Abgaben auf CO <sub>2</sub> erhöht den Preis zusätzlich.
Erdgas	Der Erdgaspreis entwickelt sich in etwa parallel zu dem von Erdöl. Auch hier erhöhen CO <sub>2</sub> -Abgaben den Preis zusätzlich. Aufgrund der kleineren CO <sub>2</sub> -Intensität von Erdgas gegenüber Erdöl fällt die Erhöhung aber geringer aus.
Holz	Der Holzpreis dürfte kleineren Schwankungen unterliegen als der Ölpreis, da es sich um lokale Märkte handelt.
— Stückholz	Der Preis wird kaum steigen
— Pellets	Der Preis wird in Zukunft tendenziell steigen
— Holzschnitzel	Der Preis wird in Zukunft tendenziell steigen
Biogene Abfälle	Grössere Nachfrage führt zu steigenden Preisen
Strom	Der Strompreis wird steigen

Tabelle 9 Übersicht zu Preisentwicklungsthesen verschiedener Energieträger in der Zukunft

Die zukünftige Entwicklung der auf Investitionen zu bezahlenden Zinsen ist äusserst schwierig abzuschätzen. Die damit verbundenen Unsicherheiten schrecken im Moment eher vor grossen und langfristigen Investitionen ab.

Die Rahmenbedingungen für Projekte zur Einsparung von CO<sub>2</sub> sind für die Nach-Kyoto-Zeit noch unklar. Die Förderungen der Stiftung Klimarappen laufen aus. Bis 2012 profitieren Unternehmen mit Zielvereinbarungen, wenn sie Projekte zur Reduktion der CO<sub>2</sub>-Emissionen im Betrieb realisieren.

#### *Akteure auf Seite Wärmenachfrage*

Auf der Seite der Wärmenachfrage können die Wärmenetzbetreiber als auch die EndkundInnen der Wärme unterschieden werden. Im Verband Fernwärme Schweiz sind 45 Betreiber von Fernwärmenetzen vereinigt. Obwohl rund 4'500 GWh Wärme abgesetzt werden, wird dadurch das Marktpotential nur unvollständig abgebildet. Der Grossteil der kleineren Wärmeverbände (einige Tausend in der Schweiz) dürfte im Eigentum von Privaten liegen.

## 4 Unterschiede zwischen dem Strom- und Wärmemarkt hinsichtlich der Konzeption einer Einspeisevergütung

Das Modell der Einspeisevergütung für erneuerbare Wärme stammt aus dem Elektrizitätsbereich und ist an die die kostenorientierten Einspeisevergütung von Elektrizität (KEV) angelehnt. Für die Konzeption einer Einspeisevergütung für erneuerbare Wärme sind einige grundsätzliche Unterschiede zur KEV und zum Strommarkt zu berücksichtigen:

Kriterium	Elektrizitätsmarkt	Wärme- / Fernwärmemarkt
Preise / Wirtschaftlichkeit der Technologien	Die erneuerbaren Energien haben zum Teil deutlich höhere Gestehungskosten als die für die bisherige Vergütung vom Gesetz bestimmten «Marktorientierten Bezugspreise». Die Produktionskosten sind gegenüber dem Bezugspreis von Strom deutlich höher.	Wärme aus erneuerbaren Energien ist teilweise wirtschaftlich. Wärme aus Holz und Wärmepumpen ist oft günstiger als vergleichbare Wärme aus fossilen Energien. Auch die Wärme aus KVA ist preislich konkurrenzfähig.
Preisentwicklung	Die Preise von Elektrizität werden in den nächsten Jahren voraussichtlich kontinuierlich steigen. Bei den Produktionskosten von Strom aus erneuerbaren Energien werden bei neuen Anlagen sinkende Produktionskosten erwartet. Die Veränderungen der erwarteten Gestehungskosten sind teilweise sehr deutlich. Einzelne Technologien werden wirtschaftlich. Der von der kostenorientierten Einspeisevergütung zu finanzierende Zuschuss wird also tendenziell kleiner.	Die Preisentwicklung fossiler Energien ist schwierig voraussehbar. Ein tendenziell hohes Preisniveau wird erwartet. Die erneuerbaren Energien Holz und Wärmepumpen dürften trotz der unsicheren Preisentwicklung bei der Biomasse im Vergleich zu den fossilen Energien wirtschaftlich bleiben.
Bestimmen der Mehrkosten	Die Mehrkosten der Produktion aus erneuerbarer Energie sind relativ stabil bzw. mit einer gleichbleibenden Tendenz, da sich die Bezugspreise von Elektrizität nur langsam verändern.	Das Bestimmen der Mehrkosten ist schwierig, da sich die Preise für fossile Energien (und zukünftig möglicherweise auch für Holz) sehr dynamisch und kurzfristig verändern. Anlagen, die heute Mehrkosten verursachen sind im nächsten Jahr möglicherweise wirtschaftlich und umgekehrt.
Anlagen	Es besteht ein Ausbaupotential bei der Wasserkraft in bestehenden Anlagen. Dessen Nutzung führt aber zu höheren Gestehungskosten.	Zahlreiche Anlagen > 350 kW <sub>th</sub> müssen ab ca. 2010 erneuert werden.
Netze	Die Einspeisung ins Elektrizitätsnetz ist – sofern die nötigen Netzkapazitäten vorhanden sind, technisch einfach und problemlos.	Eine zusätzliche Einspeisung in ein bestehendes Wärmenetz ist technisch anspruchsvoll. Es bestehen zahlreiche technische Hemmnisse. Die Ergänzung einer bestehenden Wärmezentrale mit Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien ist aus Sicht des Netzbetreibers problemlos.
Messtechnik	Die Messtechnik für Einspeisungen ist etabliert.	Die Messtechnik ist etabliert. Bei Niedertemperatursystemen ist die Messgenauigkeit beschränkt.

Kriterium	Elektrizitätsmarkt	Wärme- / Fernwärmemarkt
Organisatorisches	Beim Netz und bei der Anlage handelt es sich um unterschiedliche Eigentümer. Die Schnittstellen sind klar definiert.	Oft sind Eigentümer des Netzes und der Wärmeerzeugungsanlage identisch. Es können Interessenkonflikte bei einem zusätzlichen Wärmelieferanten entstehen.

Tabelle 10: Übersicht relevanter Unterschiede zwischen dem Strom- und Wärmemarkt hinsichtlich des Modells einer kostenorientierten Einspeisevergütung

Neben den technisch organisatorischen Fragen dürfte vor allem das Bestimmen von allfälligen Mehrkosten der erneuerbaren Energien auf Grund der Volatilität der fossilen Energien zu Schwierigkeiten bei der Bemessung einer Einspeisevergütung führen.

## 5 Bestehende Förderprogramme und Anreize

### 5.1 Globalbeiträge des Bundes und Förderprogramme der Kantone

#### *Grundsätze*

Die Kantone mit eigenen Förderprogrammen erhalten gemäss Energiegesetz (EnG) vom Bund Globalbeiträge zur Förderung von Massnahmen zur sparsamen und rationellen Energienutzung sowie zur Nutzung von erneuerbaren Energien und Abwärme. Da nicht jeder Kanton vollständig ein eigenes Programm entwerfen wollte und zudem eine gewisse Einheitlichkeit zwischen den Kantonen erreicht werden sollte, haben die Kantone im Jahr 2003 im Rahmen von EnergieSchweiz ein harmonisiertes Fördermodell (HFM) erarbeitet. Das HFM gewährt den einzelnen Kantonen trotz verbindlicher Grundstruktur die Festlegung individueller Schwerpunkte. Das ermöglicht eine Rücksichtnahme auf die Finanzkraft der einzelnen Kantone. Im Jahr 2006 wurde das Modell aktualisiert.

Einsetzen soll die kantonale Förderung dort, wo andere Instrumente<sup>2</sup> nicht greifen oder weniger effizient sind. Im Gegensatz zum Bund, welcher sich um Forschung und Entwicklung kümmert, fördern die Kantone marktfähige Produkte und Technologien.

Die sieben wichtigsten Punkte des HFM sind gemäss Kessler (2007):

- 1 Das HFM ist eine Empfehlung an die Kantone. Es basiert auf den Mustervorschriften der Kantone im Energiebereich (MuKE n).
- 2 Eine Berechtigung für Förder- und Globalbeiträge besteht, falls vier Kriterien erfüllt werden:
  - 2.1 Massnahmen müssen nicht amortisierbare Mehrkosten (NAM) aufweisen.
  - 2.2 Der minimale Beitragssatz muss mindestens 10 % der NAM einer Massnahme abdecken.
  - 2.3 Der minimale Beitragssatz muss mindestens 10 % der anfallenden Mehrinvestitionen abdecken.
  - 2.4 Maximal 40 % der NAM können durch Förderbeiträge des Bundes gedeckt werden.
- 3 Das HFM behandelt nur die Förderung direkter Massnahmen über Finanzhilfe. Indirekte Massnahmen werden nicht im Rahmen des HFM behandelt, gelten aber als wichtig.
- 4 Im HFM werden nur die Mindestgrenzen für die Anerkennung einer direkten Massnahme aufgezeigt. Auf die Empfehlung einer zweckmässigen Beitragshöhe wird verzichtet.

---

<sup>2</sup> Forschung, P+D-Anlagen, Vorschriften, Information und Beratung, kostendeckende Vergütung, CO<sub>2</sub>-Abgabe

- 5 Das HFM hat das Ziel, dass in verschiedenen Kantonen bei der direkten Förderung mit gleichen Grundsätzen gearbeitet wird.
- 6 Alle im Anhang 2 zur Prozessbeschreibung für das Globalbeitragsmodell BFE vorgesehenen direkten Massnahmen sind im HFM behandelt. Auf eine Harmonisierung von Spezialmassnahmen wurde verzichtet. Ob eine im HFM behandelte Massnahme gefördert werden soll, liegt in der Entscheidung der einzelnen Kantone.
- 7 Das HFM deckt etwa 90 % der Fördergesuche ab. Die restlichen 10 % sind Spezialfälle und müssen entsprechend speziell behandelt werden. Die gilt beispielsweise für Grossprojekte.

#### *Kantonale Unterschiede*

Dass das HFM kantonal sehr individuell umgesetzt wird, zeigt sich z. B. in den von den Kantonen ausbezahlten Förderbeiträgen (inkl. Globalbeiträge des Bundes). Im Jahr 2006 hat der Kanton Basel Stadt 11.6 Mio. CHF ausbezahlt – pro Einwohner entsprach dies 62.6 CHF. Mit einem Abstand von knapp 4 Mio. CHF wies der Kanton Bern am zweitmeisten Förderbeiträge aus (8.1 CHF/Person). Auf der anderen Seite zahlten z. B. die Kantone Tessin und Jura je 0.3 Mio. CHF (TI: 0.8 CHF/Person; JU: 3.9 CHF/Person). Obwalden, Sankt Gallen und Schwyz erhielten mangels eines eigenen Förderprogramms gemäss Art. 15 EnG keine Beiträge vom Bund.

Auch im Bereich der holzbefeuerten Fernwärmenetze zeigt sich, dass das HFM in den Kantonen unterschiedlich ausgestaltet ist. So haben 2006 nur die Kantone AG, AR, BE, BL, FR, JU, NE, NW, SH, TG, VD und ZH eine Unterstützung für Holz-Fernwärmenetze ausbezahlt. Dabei reichte der Wirkungsfaktor von 15.00 kWh/Rp. in Nidwalden bis 0.61 kWh/Rp. im Thurgau<sup>3</sup>. (Kessler 2007)

#### *Wirkung*

Im Jahr 2006 verfügten 23 Kantone über die rechtlichen Voraussetzungen für ein vom Bund unterstütztes kantonales Förderprogramm. Von den insgesamt ausbezahlten Fördermitteln im Umfang von 45.7 Mio. CHF waren 14.9 Mio. CHF Globalbeiträge vom Bund.

Mit den mitfinanzierten Massnahmen gelang es 2006 insgesamt 268 GWh Energie bzw. 77'000 Tonnen CO<sub>2</sub> einzusparen. Im selben Jahr wurde insgesamt eine Summe von 237 Mio. CHF für energetische Investitionen ausgelöst.

Wesentliche Anteile der direkten Fördermittel wurden für Verbesserungen der Gebäudehülle sowie für die Förderung von automatischen Holzfeuerungen (8.9 Mio. CHF) und von Sonnenkollektoren (4.1 Mio. CHF) beansprucht. Holzbefeuerte Fernwärmenetze wurden mit 2.2 Mio. CHF unterstützt. Eine Effizienzanalyse für das Jahr 2006 zeigt, dass die

---

<sup>3</sup> Die Eingabe und Umsetzung im Speziellen von Grossprojekten hat einen entscheidenden Einfluss auf die Wirkungsfaktoren. Gerade aber die Realisierung grosser (und meist effizienter) Projekte kann von den Kantonen kaum beeinflusst werden. (Kessler 2007)

spezifischen Wirkungs-faktoren<sup>4</sup> bei automatischen Holzfeuerungen für Anlagen mit einer Leistung von weniger als 70 kW bei durchschnittlich 1.96 kWh/Rp. und bei den restlichen Anlagen bei 3.53 kWh/Rp. liegen. Bei mit Holz betriebenen Fernwärmenetzen liegt die Wirkung im Durchschnitt sogar bei 3.69 kWh/Rp.

Die betragsmässig unterschiedliche Förderpraxis der Kantone soll bei der Einspeisevergütung für erneuerbare Wärme nicht zu Ungerechtigkeiten aufgrund des Standortes des Wärmenetzes führen. Aus diesem Grund ist es naheliegend, bei der Berechnung der Förderbeträge der Einspeisevergütung, die kantonale Förderung anzurechnen.

## 5.2 Stiftung Klimarappen

Mit der Unterzeichnung des Kyoto-Protokolls hat sich die Schweiz dazu verpflichtet, ihre CO<sub>2</sub>-Emissionen in den Jahren 2008 bis 2012 durchschnittlich um 10 % gegenüber dem Referenzjahr 1990 zu senken. Als eine Massnahme zur Zielerreichung beschloss der Bundesrat im März 2005, als freiwillige Massnahme der Wirtschaft<sup>5</sup>, einen Klimarappen für Kraftstoffe einzuführen. Der Klimarappen ist eine Abgabe auf alle Diesel- und Benzinimporte in der Höhe von 1.5 Rp./l.

Die Stiftung Klimarappen (SKR) verwaltet für die Wirtschaft die jährlichen Abgaben von rund 70 Mio. CHF. Sie hat sich verpflichtet, dafür zu sorgen, dass von 2008 bis 2012 neun Millionen Tonnen CO<sub>2</sub> weniger emittiert werden. Mindestens eine Million Tonnen ist im Inland einzusparen. Die Reduktion in der Schweiz soll zum einen durch die Förderung von sparsamer Fahrweise, des Car-Sharings und der Verwendung alternativer Kraftstoffe im Verkehr erzielt werden, zum anderen durch Emissionsreduktionen im Gebäudebereich durch das Gebäudeprogramm. Die Reduktion im Ausland erfolgt über den Einkauf handelbarer CO<sub>2</sub>-Zertifikate im Ausland.

Die SKR setzt das eingenommene Geld in der Schweiz für drei Programme ein:

- 1 Das Gebäudeprogramm (läuft vom 1. Juni 2006 bis Ende 2009)
  - Es unterstützt Erneuerungen an der Gebäudehülle.
  - Die Beiträge werden gemäss festgelegten Fördersätzen ausbezahlt.
- 2 Das Auktionsprogramm (läuft vom 1. Juli 2006 bis Ende 2008)
  - Dieses Modell basiert auf einem Auktionssystem. Die der SKR zur Verfügung stehenden Gelder werden gemäss der Kosteneffizienz (gemessen in CHF/t CO<sub>2</sub>) solange eingesetzt, bis alle Mittel ausgeschöpft sind.

---

<sup>4</sup> Die spezifischen Wirkungs-faktoren sagen aus, wie viel Energie über die ganze Lebensdauer einer Anlage pro eingesetzten Förderbeitrag eingespart wird. Je höher der spezifische Wirkungs-faktor ist, desto grösser ist die Effizienz der Energieeinsparung, gemessen am finanziellen Aufwand. Gemessen wird hier in kWh/Rp.

<sup>5</sup> Die Wirtschaft will mit dem Klimarappen die Einführung einer CO<sub>2</sub>-Abgabe auf Treibstoffe verhindern.

### 3 Das Programm Grossprojekte

- In dieses Projekt werden nur Grossprojekte mit einer Reduktion von mindestens 10'000 t CO<sub>2</sub> bis Ende 2012 aufgenommen. Als Bemessungsgrundlage dient die Kosteneffizienz pro eingesparte Tonne CO<sub>2</sub>.

#### *Das Auktionsprogramm*

Bei den von der SKR veranstalteten Auktionen können Projekte eingereicht werden, die massgeblich zur Reduktion des CO<sub>2</sub>-Ausstosses beitragen. Die Projekte werden von unabhängigen Experten geprüft. Der Auktionator entscheidet über die Zulassung des Projektes zur Auktion. Neben der formellen Korrektheit gelten folgende Kriterien als entscheidend:

- Das Projekt muss mehr als 1'000 t CO<sub>2</sub> einsparen.
- Die Additionalität muss gegeben sein, d. h. ein Projekt würde ohne die Finanzierung der SKR nicht zustande kommen.
- Das Projekt emittiert weniger CO<sub>2</sub> als das Referenzprojekt<sup>6</sup>. (Emissionsadditionalität)
- Es muss ein Wirkungsnachweis erbracht werden. Damit ist gemeint, dass die Emissionsreduktionen vorgängig berechnet werden müssen.
- Für ein Projekt muss festgelegt werden, wie hoch der gebotene Preis pro reduzierte Tonne CO<sub>2</sub> sein wird.
- Das Projekt muss in der Schweiz realisiert werden.
- Das Projekt muss aus den Bereichen Abwärmenutzung, Effizienzverbesserungen Treibstoff, erneuerbare Treibstoffe, erneuerbare Wärme (z. B. Wärmeverbände mit erneuerbaren Energien) oder Effizienzverbesserung bei Prozesswärme kommen.

Am Ende einer Auktionsrunde wird von der SKR das Auktionsvolumen festgelegt. Danach ersteigert sie der Reihe nach jeweils die Projekte mit den tiefsten Kosten pro eingesparte Tonne CO<sub>2</sub>. Dies solange, bis das Auktionsvolumen ausgeschöpft ist. Erfolgreiche Projekte schliessen mit der SKR einen Vertrag über die entsprechende Abgeltung ab. Ausbezahlt wird jährlich gemäss den tatsächlich erzielten CO<sub>2</sub>-Reduktionen in der Periode 2008 bis 2012. Deshalb müssen in einem Monitoring die effektiven Emissionsreduktionen ermittelt werden. Insgesamt sollen mehr als 300'000 t CO<sub>2</sub> mit dem Auktionsprogramm eingespart werden.

Die letzte Auktion findet am 31. Dezember 2008 statt, da der Klimarappen 2012 ausläuft und die Beitragszeit bei später akquirierten Projekten zu kurz wäre. (Stiftung Klimarappen 2007)

#### *Aktueller Stand des Auktionsprogramms*

In bisher sechs Auktionsrunden hat die SKR CO<sub>2</sub>-Emissionsreduktionen ersteigert. Insgesamt wurden 86 Projekte eingereicht, von denen 35 zur Auktion zugelassen wurden. Von 34 Projekten wurden schlussendlich CO<sub>2</sub>-Emissionsreduktionen im Umfang von

---

<sup>6</sup> Das Referenzprojekt ist das (hypothetische) Projekt, das aufzeigt, was für eine Entwicklung die CO<sub>2</sub>-Emissionen ohne die finanzielle Unterstützung des Projektes durch die SKR genommen hätte.

121'000 t CO<sub>2</sub> im Zeitraum 2008 bis 2012 ersteigert. Der durchschnittliche Preis lag bei 92 CHF pro Tonne CO<sub>2</sub>.<sup>7</sup>

Der Klimarappen und die Einspeisevergütung für erneuerbare Wärme haben dadurch, dass der Klimarappen 2012 ausläuft, kaum eine Überschneidung.

### 5.3 Kostenorientierte Einspeisevergütung (KEV)

Im Rahmen der Verabschiedung des Stromversorgungsgesetzes (StromVG) wurde im März 2007 das Energiegesetz revidiert. Dieses schreibt neu vor, dass bis im Jahr 2030 die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energie um mindestens 5'400 GWh erhöht werden muss. Das EnG wurde dazu mit einem Paket von Massnahmen zur Förderung der erneuerbaren Energien und zur Förderung der Effizienz im Elektrizitätsbereich ausgestattet. Wichtigstes Instrument ist die «Kostendeckende Einspeisevergütung» für Strom aus erneuerbaren Energien. Für sie soll eine Fördersumme von 320 Mio. CHF jährlich bereitstehen. Geregelt wird die KEV in der Energieverordnung (EnV).

Die KEV ist für Wasserkraft bis 10 MW, Photovoltaik, Windenergie, Geothermie, Biomasse und Abfälle aus Biomasse vorgesehen. Die Berechnung der Vergütungstarife für Strom aus erneuerbaren Energien wurde anhand von Referenzanlagen pro Technologie und Leistungsklasse festgelegt. Zur Unterstützung durch die KEV sind Anlagen zugelassen, welche nach dem 1. Januar 2006 in Betrieb genommen wurden. Je nach Technologie dauert die Vergütungsdauer 20 bis 25 Jahre. Eine Anlage kann nicht gleichzeitig von der KEV profitieren und ihren Strom als ökologisch wertvoll am freien Ökostrommarkt verkaufen – entweder das eine oder das andere.

Da aufgrund technologischer Fortschritte und einer zunehmenden Marktreife mit einer sich verbessernden Rentabilität der unterstützten Technologien zu rechnen ist, ist ein Absenkpfad für die Vergütungstarife vorgesehen. Aber nur neu angemeldete Anlagen sind von der Absenkung betroffen. Anschliessend erhalten sie über die gesamte Vergütungsdauer einen konstant bleibenden Vergütungstarif. (BFE 2008)<sup>8</sup>

Erste Erfahrungen zeigen, dass die Nachfrage für finanzielle Unterstützung via KEV sehr gross ist. Das Zubaukontingent für Photovoltaikanlagen<sup>9</sup> wurde in kürzester Zeit vollständig ausgeschöpft.

Im Sinne der KEV sollten für Anlagen, die sowohl Strom als auch Wärme produzieren mit den Einspeisevergütungen auf den Strom auch keine Mehrkosten mehr für die Wärme entstehen. Somit brauchen solche Anlagen auch keine Unterstützung in Form einer Einspeisevergütung für erneuerbare Wärme.

<sup>7</sup> Gemäss

<http://www.klimarappen.ch/klimarappen/frame.asp?Page=/klimarappen/shop/store/pages/detail.asp&IDPage=25&PageKatalogeID=53&banner=&button=&Frame=1> [Stand: 16.10.2008]

<sup>8</sup> <http://www.bfe.admin.ch/themen/00612/02073/index.html?lang=de> [Stand: 26.08.2008]

<sup>9</sup> Das Zubaukontingent für Photovoltaikanlagen wird jedes Jahr neu festgelegt. Für 2008 beträgt es 20 MW<sub>p</sub>.

## 5.4 Grossverbraucherartikel der Kantone und CO<sub>2</sub> – Abgabe

Energie-Grossverbraucher stehen seit einigen Jahren stärker im Fokus der Energiepolitik. Eine Einspeisevergütung für erneuerbare Wärme muss den Rahmenbedingungen der Industrie, insbesondere dem Grossverbraucherartikel sowie der CO<sub>2</sub>-Abgabe gerecht werden.

Das Basismodul der Mustervorschriften der Kantone, das gemäss Entscheid der Energiedirektorenkonferenz vom Frühling 2008 von allen Kantonen eingeführt werden soll, beinhaltet Vorgaben für Energiegrossverbraucher. Energiegrossverbraucher sind Verbraucher, die pro Verbrauchsstätte 5 GWh Wärme oder 0.5 GWh Elektrizität verbrauchen. Sie müssen die Steigerung der Energieeffizienz im Unternehmen nachweisen. Dieser Nachweis kann sowohl mit einer Universalzielvereinbarung der EnAW, als auch mit einer separaten kantonalen Vereinbarung oder mittels einer Energieanalyse mit Massnahmenplanung erbracht werden. Im Gegenzug werden Unternehmen mit einer vom Kanton anerkannten Zielvereinbarung (UZV oder kantonale Vereinbarung) vom Vollzug von Detailvorschriften entlastet.

Die CO<sub>2</sub>-Abgabe wird auf fossile Brennstoffe erhoben. Unternehmen können sich von der Abgabe befreien, wenn sie sich auf die Einhaltung von Emissionszielen verpflichten. Die Bemessung der Zielgrösse erfolgt auf Grund des wirtschaftlich realisierbaren Effizienzpotentials. Werden die Emissionsziele übertroffen, werden die zusätzlich realisierten CO<sub>2</sub>-Reduktionen durch die Stiftung Klimarappen übernommen und den Unternehmen vergütet. Energie-Grossverbraucher haben somit einen wirtschaftlichen Anreiz, die Emissionsziele zu übertreffen. Die Stiftung Klimarappen übernimmt auch bei den Unternehmen ohne Abgabebefreiung die zusätzlich gegenüber der Zielvereinbarung realisierten Emissionsminderungen gegen ein Entgelt. Auch diese Unternehmen haben somit einen finanziellen Anreiz, zusätzliche Emissionsreduktionen vorzunehmen.

Die Zielvereinbarungen verändern also die Wirtschaftlichkeit von CO<sub>2</sub>-Emissionsreduktionen bei Unternehmen und sind bei einer Einspeisevergütung Wärme zu berücksichtigen.

## 5.5 Projekte zur Kompensation der Emissionen von Gaskraftwerken

Gemäss Beschluss der eidgenössischen Räte vom März 2007 gelten für Gaskombikraftwerke Kompensationsauflagen. Die Betreiber müssen entsprechend der *Verordnung über die Kompensation der CO<sub>2</sub>-Emissionen von Gaskombikraftwerken* 70 % der anfallenden Emissionen im Inland und den Rest im Ausland kompensieren<sup>10</sup>. In einem Gesetzesentwurf von Ende Oktober 2008 wird weiterhin eine vollständige Kompensation der CO<sub>2</sub>-

---

<sup>10</sup> Medienmitteilung des BAFU vom 21.12.2007: *Bundesrat regelt Kompensation der CO<sub>2</sub>-Emissionen von Gaskombikraftwerken*; <http://www.bafu.admin.ch/dokumentation/medieninformation/00962/index.html?lang=de&msg-id=16381>

Emissionen verlangt, neu könnten aber 50 % der Kompensationen im Ausland getätigt werden<sup>11</sup>.

Projekte zur Emissionsreduktion müssen den Nachweis erbringen, dass tatsächlich Emissionen reduziert werden und dass diese additional sind. Dabei ergibt sich die Reduktion aus der Differenz von Projektemissionen und den Emissionen in der Referenzentwicklung. Für die Additionalität gilt, dass nicht nur Emissionsreduktionen erzielt werden (Emissionsadditionalität), sondern dass das Projekt ohne den Verkauf der Reduktionspapiere nicht wirtschaftlich wäre (Investitionsadditionalität). Zur Projektgrösse gibt es keine Restriktionen. (Möller 2008)

Für die einzelnen Projekte gibt es ein Monitoring und die tatsächlichen Emissionsreduktionen müssen verifiziert werden. Sobald die entsprechenden Berichte erfolgreich geprüft sind, erfolgt seitens des BAFU die Bescheinigung der CO<sub>2</sub>-eq-Emissionsreduktion mittels Emissionsreduktionspapiere. Reduktionspapiere sind innerhalb der Schweiz beschränkt handelbar und können von GuD Kraftwerksbetreibern sowie von der SKR für die Kompensation ihrer Emissionsreduktionsverpflichtungen gegenüber dem Bund angerechnet werden. (Möller 2008)

Gemäss der *Vollzugsanweisung zur Durchführung von Kompensationsmassnahmen in der Schweiz* sollen Überschneidungen zwischen verschiedener Förderinstrumente vermieden werden, da Treibhausgaseinsparungen generiert werden sollen, welche zusätzlich zu den bisherigen Förderprogrammen der öffentlichen Hand erfolgen. (Möller 2008) Somit kann ein Projekt, welches im Rahmen der Kompensationsmassnahmen läuft, nicht auch von dem hier zu entwickelnden Förderinstrument profitieren.

---

<sup>11</sup>Medienmitteilung des BAFU vom 29.10.2008: *Gesetzesentwurf zur Kompensationspflicht von Gaskombikraftwerken verabschiedet*; <http://www.bafu.admin.ch/dokumentation/medieninformation/00962/index.html?lang=de&msg-id=22302>



## 6 Fazit: Bedarf und Stossrichtung einer Einspeisevergütung

### 6.1 Fazit und Stossrichtung

Auf Grund der bisherigen Analyse kommen die Autoren der vorliegenden Arbeit zum Schluss, dass eine Einspeisevergütung als Förderinstrument, welches sich am Modell der Einspeisevergütung für erneuerbare Elektrizität orientiert, nicht empfohlen werden kann.

Gründe:

- Der Strom- und der Wärmemarkt unterscheiden sich im Bereich der erneuerbaren Energien wesentlich voneinander. Nicht alle Vorhaben mit erneuerbaren Energien verfügen über Mehrkosten gegenüber einer fossilen Referenzvariante.
- Allfällige Mehr- oder Minderkosten von erneuerbaren Systemen schwanken im zeitlichen Verlauf stark und sind wesentlich abhängig vom Öl- bzw. Gaspreis, welcher starken Schwankungen unterliegt. Auch die Preisentwicklung beim Energieholz wird zukünftig grösseren Schwankungen unterliegen. Beim Elektrizitätsmarkt sind sowohl der durchschnittliche Verkaufspreis als auch die Gestehungskosten von Strom aus erneuerbaren Energien relativ stabil. Somit sind auch die Differenzen der Gestehungskosten relativ stabil. Die Gestehungskosten der neuen Anlagen sind – auch unter der Annahme steigender Strompreise – höher als die mittleren Gestehungskosten der Elektrizitätsunternehmen. Im Wärmemarkt können, im Gegensatz zum Strommarkt, keine relativ stabilen Differenzen der Gestehungskosten zwischen den erneuerbarer Wärme und nicht erneuerbarer Wärme definiert werden. Aus Gründen der geringen Differenzen der Gestehungskosten und der grossen Volatilität der Gestehungskosten ist eine kostenorientierte Einspeisevergütung nicht praktikabel.
- Der Vollzugsaufwand für eine Einspeisevergütung mit einer jährlichen Vergütung der Preisdifferenz ist relativ aufwendig. Investitionsbeiträge haben sich im Wärmemarkt bewährt und haben eine grosse Auslösewirkung. Zudem helfen sie die nötige Liquidität für die Investitionen zu schaffen.
- Die Organisation einer Einspeisevergütung ist auf Grund der Marktöffnung im Elektrizitätsbereich relativ einfach und die Schnittstellen zwischen Produzent und Netzbetreiber sind klar definiert. Im Wärmebereich sind die Schnittstellen und Eigentumsverhältnisse zwischen Anlageneigentümern, Netzeigentümern (so fern ein Wärmenetz vorhanden ist) und Wärmbezüglern deutlich vielfältiger. In vielen Fällen ist auch kein Wärmenetz nötig. Eine Einspeisevergütung für erneuerbare Energien wäre aus Sicht der Definitionen der Schnittstellen anspruchsvoll. Der Vollzug wäre wenig praktikabel.
- Investitionsbeiträge als Förderinstrument sind etabliert. Es gibt wenige Gründe, auf ein System mit jährlich wiederkehrenden Einspeisevergütungen zu wechseln. Der Vorteil von jährlich wiederkehrenden Einspeisevergütungen wäre, dass man die In-

vestoren vom Risiko zukünftiger Preisentwicklungen entlasten könnte. Es stellt sich aber die Frage, ob die Übernahme dieses Risikos über die Betriebsjahre einer Anlage eine Aufgabe der öffentlichen Hand sein soll. Investitionen in Energieerzeugungsanlagen beinhalten immer Preisrisiken. Die Vergangenheit zeigt aber, dass die Preise bei den erneuerbaren Energien deutlich stabiler waren als bei den fossilen Preisen. Zusätzliche Anreize zur Reduktion des Energiepreisrisikos sind aus Sicht der Autoren nicht nötig.

Die Schlussfolgerung, dass die Einspeisevergütung für erneuerbare Wärme ein wenig geeignetes Förderinstrument darstellt, bedeutet nicht, dass im Bereich der erneuerbaren Wärme keine Förderung nötig ist.

Die Autoren empfehlen eine Förderung für Anlagen mit erneuerbarer Wärme und Abwärmenutzung, insbesondere für grössere Anlagen. Damit könnte das in den letzten Jahren erfolgreiche Auktionsprogramm der Stiftung Klimarappen, das per Ende Jahr ausläuft, ersetzt werden.

Eine Förderung empfiehlt sich auf Grund der Marktanalyse und der bestehenden Förderungen und Anreizen für folgende Kategorien:

- Einspeisung von erneuerbarer Wärme in ein bestehendes Wärmenetz mit Substitution fossiler Energie
- *Ersatz* einer fossilen Anlage mit einer Leistung von mehr als 350 kW durch erneuerbare Energien
- *Ergänzung* einer fossilen Anlage mit einer Leistung von mehr als 350 kW durch erneuerbare Energien
- Nutzung von industrieller Abwärme bzw. von Abwärme aus der Kälteproduktion
- Neubau eines Wärmenetzes mit erneuerbaren Energien/Abwärme
- Projektentwicklung für Innovative Projekte oder Projekte mit zahlreichen Akteuren (Projekte > 1MW)

## **6.2 Umsetzungsvarianten: Gesamtschweizerisches Fördermodell vs. Erhöhung der Globalbeiträge an die Kantone**

Die Umsetzung des vorgeschlagenen Fördermodells könnte auch an die Kantone delegiert und über eine Erhöhung der Globalbeiträge finanziert werden.

Die Vorteile dieser Variante wären:

- Die Variante stützte sich auf bewährte Vollzugsstrukturen ab. Der Ausbau des Förderprogramms liesse sich mit einer nur geringen Zunahme des Vollzugsaufwandes realisieren.

- Die Lokalkenntnisse der kantonalen Behörden erlauben eine speditive Bearbeitung der Fördergesuche.
- Das harmonisierte Förderprogramm der Kantone ist etabliert und hat sich bewährt.

Die Abwicklung über eine Erhöhung der Globalbeiträge hätte aber auch gewichtige Nachteile:

- Die Gewährung von Globalbeiträgen ist an die anteilmässige Förderung durch den Kanton gebunden. Nicht alle Kantone verfügen über ein angemessenes kantonales Förderprogramm.
- Durch die unterschiedlichen Schwerpunkte der kantonalen Förderprogramme resultieren unterschiedliche Förderprogramme. Die Vielfalt der kantonalen Förderprogramme würde ein einheitliches Förderprogramm für die avisierten Marktsegmente der grossen Anlagen erschweren.
- Die avisierten Fördergegenstände sind teilweise nicht im harmonisierten Förderprogramm der Kantone enthalten.
- Es drohte eine Verstärkung von regionalen Unterschieden statt einer Nivellierung im Bereich von grösseren Anlagen.
- Eine zentrale Abwicklung erlaubt einen schnellen und schweizweit inhaltlich wie zeitlich harmonisierten Start des Förderprogramms.
- Die avisierten Fördergegenstände betreffen nur zum Teil den Kompetenzbereich der Kantone (umbauter Raum). Die Marktanalyse zeigt, dass vor allem bei den nicht gebäudegebundenen Anlagen (Abwärmenutzung, Nutzung erneuerbarer Energien in Wärmenetzen, innovative Projekte) ein Handlungsbedarf besteht. Eine Verstärkung der kantonalen Förderprogramme mittels Erhöhung der Globalbeiträge würde somit den in der Marktanalyse aufgedeckten Handlungsbedarf nicht abzudecken vermögen.
- Das schweizweite Monitoring wäre aufwendiger und zeitlich träger.

Aus Sicht der Autoren überwiegen die Nachteile der Erhöhung der Globalbeiträge gegenüber den Vorteilen eines gesamtschweizerischen Förderprogramms, auch wenn sich der eine oder andere Nachteil durch spezielle Ausgestaltungsvarianten beheben liesse.



## 7 Konzeption eines Förderprogramms für erneuerbare Wärme und Abwärmenutzung

Wie im vorhergehenden Kapitel aufgezeigt, wird es sich beim hier dargelegten Förderprogramm nicht um eine Einspeisevergütung im ursprünglichen Sinne des Auftrags handeln. Deshalb sprechen wir nicht mehr von der «Einspeisevergütung», sondern vom «vorgeschlagenen Förderprogramm».

### 7.1 Zusammenfassende Übersicht des vorgeschlagenen Fördermodells

#### *Form der Förderung*

Für das vorgeschlagene Förderprogramm wird ein individuelles Antragsverfahren vorgesehen, welches die Mehrkosten über die Nutzungsdauer gegenüber einer Referenzvariante ausweisen muss. Die Förderung erfolgt mittels Investitionsbeiträgen.

Ergänzend werden Beiträge für den Anschluss an neue oder bestehende Wärmenetze, Risikogarantien bei der Nutzung industrieller Abwärme sowie Projektentwicklungsbeiträge gewährt.

#### *Fördergegenstände und Form der Beiträge*

Je nach Fördergegenstand kommen verschiedene Beitragsformen zur Anwendung: Investitionsbeiträge, Anschlussprämien an leitungsgebundene Systeme, Risikoabdeckung und Projektentwicklungsbeiträge.

Sachverhalt für eine Förderung	Vorgeschlagene Förderung
Einspeisung von erneuerbarer Wärme in ein bestehendes Wärmenetz mit Substitution fossiler Energie	Investitionsbeiträge
Ersatz einer fossilen Anlage mit einer Leistung von mehr als 350 kW durch erneuerbare Energien	Investitionsbeiträge
Ergänzung einer fossilen Anlage mit einer Leistung von mehr als 350 kW durch erneuerbare Energien	Investitionsbeiträge
Nutzung von industrieller Abwärme bzw. von Abwärme aus der Kälteproduktion	Investitionsbeiträge, Risikoabdeckung
Neubau eines Wärmenetzes mit erneuerbaren Energien/Abwärme	Investitionsbeiträge, Anschlussprämie an leitungsgebundene Systeme
Innovative Projekte oder Projekte mit zahlreichen Akteuren (Projektentwicklung für Projekte > 1MW)	Projektentwicklungsbeiträge

Tabelle 11 Übersicht der verschiedenen Fördergegenstände und die dazu vorgeschlagene Förderung

#### *Anforderungen an Projekte und Gesuchsteller*

Um Anspruch auf Förderbeiträge anmelden zu können, müssen in einem Projekt grossmehrfach erneuerbare Energien eingesetzt werden und sowohl Energieerzeugung als auch Energienutzung müssen in der Schweiz geschehen. Das Förderprogramm steht sowohl juristischen wie natürlichen Personen offen, sofern das Projekt Mehrkosten gegenüber einer Referenzvariante aufweist.

### *Bemessungsgrundlage und Höhe der Förderbeiträge*

Die Höhe der Förderbeiträge richtet sich nach den Mehrkosten gegenüber einer Referenzvariante mit fossilen Energieträgern. Der Förderbetrag beläuft sich auf 30 % der Mehrkosten und muss mindestens 20'000 CHF betragen (Bagatellgrenze). Maximal werden 30 CHF/MWh ausgerichtet.

### *Abgrenzung zu anderen Förderungen/Einschränkungen*

Das vorgeschlagene Förderprogramm ergänzt andere Förderprogrammen und konzentriert sich auf grössere Anlagen. Förderbeiträge anderer Förderprogramme werden bei der Ermittlung der Mehrkosten berücksichtigt.

<b>Projektförderung / Anreizsystem</b>	<b>Koordination zum vorgeschlagenen neuen Förderprogramm</b>
Kantonale Förderung (inkl. Globalbeiträge)	Kantonale Förderbeiträge werden bei der Ermittlung der Mehrkosten berücksichtigt.
Klimarappen:	Keine Überschneidung, da der Klimarappen 2012 ausläuft
Kommunale Förderprogramme	Kommunale Förderbeiträge werden bei der Ermittlung der Mehrkosten berücksichtigt.
Unternehmen mit Abgabebefreiung von der CO <sub>2</sub> -Abgabe	Das Projekt darf nicht Teil der Zielvereinbarung sein. Erträge aus allfälligen CO <sub>2</sub> -Zertifikaten sind zu berücksichtigen. Mehrkosten müssen nachgewiesen werden.
Grossverbraucher gemäss MuKE	Keine Einschränkung
KEV	Projekte, die durch die KEV unterstützt werden, durch die Einspeisvergütung für erneuerbare Wärme nicht zusätzlich unterstützt, da die Mehrkosten bereits abgedeckt sind.
Kompensationsmassnahmen von Grosskraftwerken.	Projekte, die im Rahmen der Kompensationsmassnahmen für Grosskraftwerke laufen, werden durch das vorgeschlagene Förderprogramm für erneuerbare Wärme nicht zusätzlich unterstützt.

Tabelle 12 Abgrenzung zu anderen Förderungen

### *Verfahren*

Die Abwicklung des vorgeschlagenen Fördermodells soll zentral mit einer Geschäfts- bzw. Anlaufstelle pro Sprachregion geschehen. Die Kantone werden von der Geschäftsstelle ausreichend informiert.

- 1 Projektantrag an die Geschäftsstelle bzw. regionale Anlaufstelle
- 2 Die Geschäftsstelle informiert den Standortkanton und leitet die Prüfung des Projektes ein.
- 3 Die Projektprüfung wird durch akkreditierte Prüferinnen und Prüfer durchgeführt (analog SKR).
- 4 Die Koordinationsstelle entscheidet über die Förderberechtigung und die Höhe der Förderbeiträge.
- 5 50 % des Förderbeitrages werden bei der Bewilligung des Projektes ausbezahlt. Die restlichen 50 % werden gemäss den tatsächlichen Mehrkosten nach Abnahme der Anlage durch den Eigentümer gezahlt.

### *Monitoring und Controlling*

Für das Monitoring und Controlling ist die Geschäftsstelle verantwortlich.

## 7.2 Fördergegenstände und Form der Beiträge

Gefördert werden nur Projekte, die zu einer zusätzlichen Nutzung erneuerbarer Energieträger führen bzw. Projekte, die anfallende Abwärme nutzen. Die Quelle der Abwärme (fossil oder erneuerbar) spielt dabei keine Rolle. Um einen Anspruch auf Fördergelder zu haben, muss ein Projekt unter den gegebenen Rahmenbedingungen unwirtschaftlich sein, d. h. es müssen Mehrkosten gegenüber einem Referenzprojekt ausgewiesen werden. Zusätzlich müssen Energieproduktion und -nutzung in der Schweiz stattfinden.

Die Förderbeiträge werden als Investitionsbeiträge, als Umstiegsprämie beim Anschluss an ein leitungsgebundenes System, als Risikogarantie bei Abwärmenutzung oder als Projektentwicklungsbeiträge ausgerichtet. Wir gehen davon aus, dass der Grossteil der Beiträge als Investitionsbeiträge ausgerichtet wird. Die übrigen Arten von Förderbeiträgen sind lediglich eine spezifische Ergänzung für bestimmte Projekte.

Für folgende Sachverhalte werden Förderbeiträge ausgerichtet:

Sachverhalt für eine Förderung	Vorgeschlagene Förderung
Die Einspeisung von erneuerbarer Wärme in ein bestehendes Wärmenetz. Dabei wird fossile Energie substituiert.	Investitionsbeiträge
Eine auf fossilen Energieträgern beruhende Anlage mit einer Leistung von mehr als 350 kW <sub>th</sub> wird durch eine mit erneuerbaren Energieträgern betriebene Anlage ersetzt.	Investitionsbeiträge
Eine Anlage zur Produktion erneuerbarer Wärme ergänzt eine bestehende Anlage mit einer Leistung von mehr als 350 kW <sub>th</sub> .	Investitionsbeiträge
Für ein Wärmenetz soll die Abwärme aus einem industriellen Prozess oder aus der Kälteproduktion genutzt werden.	Investitionsbeiträge und Risikogarantie
Neubau eines Wärmenetzes mit erneuerbaren Energien/Abwärme	Investitionsbeiträge, Umstiegsprämie
Projektinitiierung: Innovative Projekte oder grössere Projekte mit zahlreichen Akteuren (Projekte > 1MW)	Projektentwicklungsbeiträge

Tabelle 13 Übersicht über die verschiedenen Fördergegenstände bzw. die dazu vorgeschlagene Förderung

### 7.2.1 Investitionsbeiträge

Die Investitionsbeiträge werden dem Gesuchsteller in zwei Tranchen überwiesen. 50% des Investitionsbeitrages nach Genehmigung des Fördergesuchs, der Rest nach Abschluss des Projektes (Abnahme der Anlage durch den Eigentümer und Vorliegen der Abschlussrechnung), wobei der Förderbeitrag an die tatsächlich getätigten Investitionen angepasst wird. Grössere und komplexere Projekte, die im Fokus des vorgeschlagenen Förderprogramms liegen, erfahren zwischen der Planung und der definitiven Ausführung – also zwischen Fördergesuch und Abschluss des Projektes – oft mehr oder minder erhebliche Veränderungen. Mit der Auszahlung des Beitrages in zwei Tranchen wird diesem Sachverhalt Rechnung getragen.

### 7.2.2 Risikogarantie bei betriebsexterner Abwärmenutzung

Die Risikoabdeckung soll lediglich bei einer betriebsexternen, d. h. unternehmensübergreifenden Nutzung von Abwärme zum Zuge kommen. Abwärmenutzungsprojekte können scheitern, weil das Unternehmen mit der Abwärme nicht in der Lage ist, Garantien für die Lieferung der Abwärme zu geben. Unter diesen Voraussetzungen dürften Investoren nicht bereit sein, in die für die Nutzung der Abwärme nötigen Infrastrukturen zu investieren. Das Gewähren einer Risikogarantie für Investoren ist deshalb prüfenswert. Sie soll über einen festgelegten Zeitraum (z. B. 15 Jahre) die Kostenrisiken bei einem Ausfall der Abwärmequelle durch betriebliche Veränderungen vollständig oder teilweise abdecken.

### 7.2.3 Anschlussprämie an leitungsgebundene Systeme

Mit einer Anschlussprämie sollen Eigentümer einer noch nicht amortisierten fossilen Heizung einen Anreiz erhalten, möglichst frühzeitig an ein leitungsgebundenes System anzuschliessen und damit einen möglichst wirtschaftlichen Betrieb des Wärmenetzes zu ermöglichen. Die Anschlussprämie wird einmalig ausgerichtet, deren Höhe richtet sich nach dem Restwert der bestehenden fossilen Feuerung. Sie wird bei Anlagen gewährt, welche zwischen 5 und 15 Jahre alt sind.

### 7.2.4 Beiträge an Projektinitialisierung

Komplexe Projekte benötigen einen zeitlichen und organisatorischen Vorlauf, bis die involvierten Akteure sich für ein neues Projekt begeistern lassen. Insbesondere Projekte mit leitungsgebundenen Systemen und betriebsexterner Abwärmenutzung sind auf Grund der zahlreichen involvierten Akteure (Eigentümer, Anlagenersteller und Betreiber, Kunden) komplex. Diese Vorlaufarbeiten sollen durch das Förderprogramm finanziert werden, wobei die Hälfte der Leistungen beim Realisieren des Projektes wieder zurückbezahlt bzw. vom Förderbeitrag für die Realisierung abgezogen wird. Wird das Projekt nicht realisiert, wird der Förderbeitrag nicht zurückgefordert.

## 7.3 Bemessungsgrundlage und Höhe der Förderbeiträge

### 7.3.1 Investitionsbeiträge

Es bestehen verschiedene Möglichkeiten zur Bemessungsgrundlage für die Höhe der Förderbeiträge:

- Über die Lebenszeit eingesparte Menge an CO<sub>2</sub> bzw. CO<sub>2</sub>-Äquivalenten
- Mehrkosten gegenüber einem Referenzprojekt
- Genutzte erneuerbare Energiemenge bzw. genutzte Abwärmemenge
- Installierte Leistung

Wir schlagen als Bemessungsgrundlage die Mehrkosten vor. Sie sind verhältnismässig gut berechenbar und spiegeln die für Investoren relevanteste Grösse wider. Zudem ist

davon auszugehen, dass InvestorInnen in ihrem eigenen Interesse automatisch die Kosten optimieren und somit beispielsweise die ideale Leistung installieren – nicht eine grössere um mehr Geld zu bekommen.

Die Mehrkosten entsprechen der Kostendifferenz zu einer Standardlösung. Zur Berechnung der Mehrkosten muss eine Kostenbetrachtung über die für den betrachteten Bereich übliche Amortisationsdauer der Investition gemacht werden. Zu beachten, so weit möglich, sind die zukünftige Entwicklung der Energiepreise als auch der Zinssätze. Die Referenzenergiepreise und -zinssätze könnten vorgegeben werden.

Als Beitragsgrösse empfehlen wir 30 % der Mehrkosten. Mit diesem Anteil lassen sich erfahrungsgemäss die Mitnahmeeffekte bei gleichzeitig hoher Auslösewirkung minimieren.

Um vor allem grosse und kosteneffiziente Projekte zu fördern und damit den relativen Anteil der Aufwendungen für das Management der Förderung gering zu halten, ist die Einführung einer Bagatellgrenze sinnvoll. Wir schlagen eine minimale Beitragshöhe von 20'000 CHF pro Fördergesuch vor, was Mehrkosten von knapp 67'000 CHF entspricht.

Um eine hohe Effizienz der eingesetzten Fördermittel sicherzustellen sollte gleichzeitig der maximale Förderbeitrag pro Energieeinheit beschränkt werden. Wir schlagen eine Begrenzung des Förderbeitrages auf 30 CHF/MWh vor. Das heisst, es würden noch Projekte unterstützt, die Mehrkosten von 100 CHF/MWh aufweisen.

Die Höhe der Mehrkosten ist stark abhängig von Vorgaben zur Ermittlung der Kosten der Referenzvariante (Zinssatz, hypothetischer Heizöl- bez. Erdgaspreis). Die Höhe der Bagatellgrenze und der maximale Förderansatz pro MWh sind abhängig von den Vorgaben zur Referenzvariante abzubilden. Bei den obigen Begrenzungen (Bagatellgrenze, Maximaler Förderbeitrag) gehen wir von einem Referenzölpreis in der Grössenordnung von 75 CHF/MWh aus (entspricht den Jahresmittelwerten für das Jahr 2007 für Mengen über 20'000 Liter, das Maximum des Monatsmittelwerte 2008 war im Juli mit 130 CHF/MWh).

### 7.3.2 Risikogarantie bei betriebsexterner Abwärmenutzung

Die Risikogarantie deckt die auflaufenden Mehrkosten bei einem Ausfall der Abwärmequelle über einen Zeitraum von maximal 15 Jahren nach Betriebsaufnahme ab. Im Fördergesuch ist die Ersatzvariante und die damit verbundenen Mehrkosten aufzuzeigen. Die Höhe der Risikogarantie ist so bemessen, dass ein namhafter Teil der Mehrkosten (beispielsweise 50 bis 70 %) aufgefangen wird.

### 7.3.3 Anschlussprämie an leitungsgebundene Systeme

Die Bemessungsgrundlage der Anschlussprämie kann sich entweder am Restwert der fossilen Anlage oder an den Anschlussgebühren an das neue Wärmenetz orientieren. In beiden Fällen sind jedoch Vorkehrungen nötig, dass der Förderbeitrag die tatsächlichen Kosten bzw. den Restwert der Anlage nicht übersteigt.

— Variante Restwert

Die Höhe des Förderbeitrages richtet sich nach dem Alter der Anlage. Für die Ausserbetriebnahme der Anlage, verbunden mit einem Anschluss an das Wärmenetz, werden rund 30% des Restwertes der Anlage, jedoch weniger als 50% der Anschlusskosten an das Fernwärmenetz bezahlt.

— Variante Anschlusskosten

Die Höhe des Förderbeitrags orientiert sich an den Anschlussgebühren an das Wärmenetz, wobei ein abnehmender Anteil der Kosten je nach Alter der ausser Betrieb zu nehmenden Feuerung gewährt wird.

Die Höhe der Fördersätze in Abhängigkeit der Anlagen wäre noch im Detail, beruhend auf konkreten Beispielen, festzulegen.

#### 7.3.4 Beiträge an Projektinitialisierung

Für die Initialisierungsphasen von neuen Projekten werden Förderbeiträge im Umfang von 10'000 CHF bis 20'000 CHF gewährt. Die Höhe des Beitrages bemisst sich an der Komplexität des Vorhabens (insbesondere Anzahl Beteiligte) sowie der Grösse der Anlage. Wird die Anlage mit Förderbeiträgen realisiert, werden 50 % des gewährten Förderbeitrages zurückgefordert bzw. der Förderbeitrag für die Realisierung der Anlage entsprechend gekürzt.

## 7.4 Abgrenzung zu bestehenden Förderprogrammen und Anreizsystemen

Bei der Abgrenzung zu bestehenden Förderprogrammen und Anreizen gibt es im Prinzip zwei Möglichkeiten:

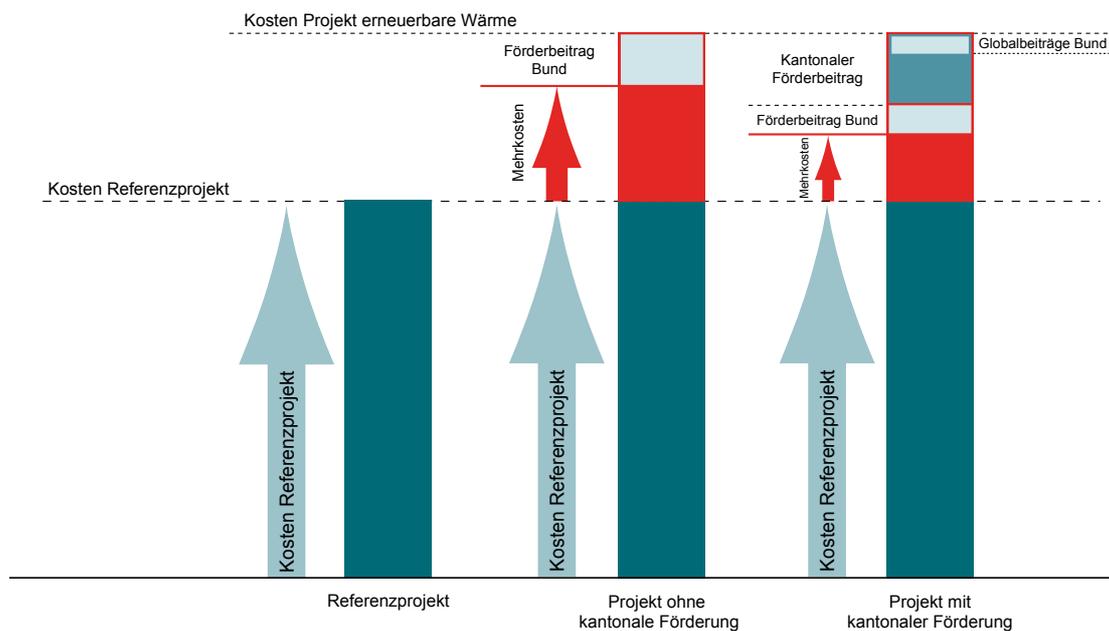
- 1 Ein Projekt kann nur an der Förderung für erneuerbare Wärme teilnehmen, wenn es sonst keine Förderbeiträge, beispielsweise der Kantone, erhält.
- 2 Ein Projekt hat auch Anspruch auf Förderbeiträge, wenn es bereits andere Unterstützungsbeiträge erhält. Es muss natürlich genauso die für alle anderen Projekte geltenden Kriterien erfüllen.

Wir empfehlen im Grundsatz nach der zweiten Möglichkeit vorzugehen. Da die kantonalen und kommunalen Förderungen im Wärmebereich sehr unterschiedlich ausfallen, können mit einem schweizweit harmonisierten Fördermodell auf Bundesebene faire Verhältnisse für alle geschaffen werden. Entscheidend ist, ob und in welcher Höhe Mehrkosten anfallen. In welcher Gemeinde bzw. in welchem Kanton ein Projekt realisiert wird soll eine möglichst geringe Bedeutung aufweisen. Die konkreten Abgrenzungen empfehlen wir wie folgt:

— *Kantonale Beiträge (inkl. Globalbeiträge)*

Die Förderung ist unabhängig davon, ob ein Projekt durch den Kanton gefördert wird oder nicht. Die kantonalen Förderbeiträge sind bei der Ermittlung der Mehrkosten auszuweisen. Der Förderbeitrag würde somit in einem Kanton mit kantonalem Förderprogramm kleiner ausfallen als in einem Kanton ohne kantonales Förderprogramm. Die gesamte Förderung (Summe von kantonaler Förderung plus der durch das vorgeschlagene Förderprogramm ausgelöste Betrag) wäre jedoch höher in einem Kanton mit kantonalem Förderprogramm (Figur 1).

«Abgrenzung zu den kantonalen Beiträgen (inkl. Globalbeiträge)»



econcept

Figur 1: 30 % der Mehrkosten würden beim neuen Förderprogramm vom Bund übernommen. Zahlen die Kantone auch eine Fördersumme, wird der direkte Beitrag des Bundes kleiner. Über die Globalbeiträge wäre der Bund aber nochmals zusätzlich an der Förderung beteiligt.

— *Klimarappen*

Der Klimarappen läuft bis Ende 2012. Die letzte Auktion zum Erwerb von CO<sub>2</sub>-Emissionszertifikaten findet Ende 2008 statt. Dementsprechend kommt es zu keiner Überschneidung zwischen dem Klimarappen und der vorgeschlagenen Förderung für erneuerbare Wärme. Eine Abgrenzung ist somit nicht nötig.

— *Kommunale Förderprogramme*

Kommunale Förderbeiträge sind ebenfalls bei der Berechnung der Mehrkosten auszuweisen.

— *Unternehmen mit Abgabebefreiung von der CO<sub>2</sub>-Abgabe*

Vom Grundsatz her sollten die Zielvorschläge der Unternehmen alle Massnahmen zur Senkung der CO<sub>2</sub>-Emissionen, die wirtschaftlich sind, berücksichtigen. Es sollte ver-

mieden werden, dass ein Unternehmen Förderbeiträge für ein Projekt erhält, das zur Zielerreichung – eine Voraussetzung für die Abgabebefreiung – beiträgt.

Projekte von abgabebefreiten Unternehmen sind nicht beitragsberechtigt, sofern das Projekt als Massnahme in der Zielvereinbarung aufgeführt ist. Ist das Projekt hingegen nicht als Massnahme aufgeführt, so sind bei der Ermittlung der Wirtschaftlichkeit die Erträge aus allfälligen CO<sub>2</sub>-Zertifikaten bzw. Abgeltungen durch Übererfüllungen zu berücksichtigen.

— *Grossverbraucher*

Gemäss den MuKE n 2008 gelten Verbraucher mit einem Wärmebedarf von mehr als 5 GWh/a oder einem jährlichen Elektrizitätsverbrauch von mehr als 0.5 GWh als Grossverbraucher. Sie können von den in den Kantonen zuständigen Stellen verpflichtet werden, ihren Energieverbrauch zu analysieren und zumutbare<sup>12</sup> Massnahmen zur Energieoptimierung umzusetzen. Es bestehen aus Sicht des Förderprogramms keine Einschränkungen für Unternehmen, die einem Grossverbraucherartikel unterliegen. Nicht wirtschaftliche Massnahmen sind bei der vorgeschlagenen Förderung für erneuerbare Wärme beitragsberechtigt.

— *Kostendeckende Einspeisevergütung*

Die Mehrkosten eines Projektes, das Unterstützung via KEV erhält, sollten durch diese abgedeckt sein. Deshalb besteht für solche Projekte kein Anspruch auf Beiträge der vorgeschlagenen Förderung für erneuerbare Wärme.

— *Projekte zur Kompensation der Emissionen von Gaskraftwerken*

Gemäss der Vollzugsanweisung zur Durchführung von Kompensationsmassnahmen in der Schweiz (Möller 2008) sind Treibhausgaseinsparungen angezielt, welche zusätzlich zu den bisherigen Förderprogrammen der öffentlichen Hand erfolgen. Somit soll ein Projekt, welches im Rahmen der Kompensationsmassnahmen läuft nicht auch von dem hier zu entwickelnden Förderinstrument profitieren und es besteht kein Anspruch auf Beiträge.

## 7.5 Verfahren

Für die operative Abwicklung eines Förderprogramms für erneuerbare Energien und Abwärmen stellt sich die Frage, ob einem zentralen Vollzugsmodell (1 Geschäftsstelle, allenfalls 1 Geschäftsstelle pro Sprachregion) oder einem dezentralen Vollzugsmodell (beispielsweise Delegation an die Kantone) der Vorzug zu gewähren ist. Auf Grund der Erfahrungen mit dem Auktionsverfahren der Stiftung Klimarappen sowie des Ziels einer möglichst hohen Kosteneffizienz im Vollzug, erachten wir ein zentrales Vollzugssystem als zweckmässiger. Der Einbezug und die Information der Kantone ist jedoch sicherzustellen.

<sup>12</sup> Massnahmen sind zumutbar, wenn sie dem Stand der Technik entsprechen und über die Nutzungsdauer der Investition wirtschaftlich sowie nicht mit wesentlichen betrieblichen Nachteilen verbunden sind.

Das Verfahren lehnt sich an die heutige Abwicklung des Auktionsverfahrens der Stiftung Klimarappen an. Wir schlagen für die Gewährung von Investitionsbeiträgen nachfolgenden Ablauf vor. Bei der Risikogarantie, den Anschlussprämien und den Projektentwicklungsbeiträgen ist das Vorgehen bis zur Projektgenehmigung analog. Statt einer Teilauszahlung wird eine vollständige Auszahlung vorgenommen. Bei den Anschlussprämien wird das Gesuch vom Eigentümer des Wärmenetzes bzw. dem Energielieferanten gestellt. Der Wärmebezüger wird von administrativen Gesuchsarbeiten entlastet.

1 *Förderantrag an die Koordinationsstelle*

Der Förderantrag enthält die genauen Angaben zum Gesuchsteller, zum Eigentümer des Vorhabens, eine Beschreibung des Vorhabens sowie der Referenzvariante und eine standardisierte Ermittlung der Mehrkosten gegenüber der Referenzvariante.

2 *Information*

Die Koordinationsstelle informiert den Standortkanton.

3 *Projektprüfung*

Die Projektprüfung wird durch akkreditierte Prüferinnen und Prüfer durchgeführt.

4 *Projektgenehmigung*

Die Koordinationsstelle entscheidet über die Gewährung eines Förderbeitrags und dessen Höhe.

5 *Teilauszahlung des Förderbeitrags*

50 % des Förderbeitrages werden bei der Bewilligung des Projektes ausbezahlt. Die restlichen 50 % werden nach Abnahme der Anlage und Nachweis der tatsächlich getätigten Investitionen ausbezahlt.

6 *Realisierung des Projektes*

Der Eigentümer realisiert das Projekt. Die Erfahrung zeigt, dass vor allem bei grösseren und komplexeren Objekte zwischen dem Einreichen eines Fördergesuchs und der tatsächlichen Realisierung noch einige Anpassungen vorgenommen werden.

7 *Endabrechnung und Abschluss*

Nach Abnahme der Anlage durch den Eigentümer und Vorliegen der Schlussrechnung wird der restliche Förderbeitrag ausbezahlt. Falls Änderungen am Projekt aufgetreten sind, welche die Mehrkosten beeinflussen, wird der Förderbeitrag entsprechend angepasst.

## 7.6 Monitoring und Controlling

Das Monitoring und Controlling wird durch die Geschäftsstelle durchgeführt. Sie ist auch zuständig für die Berichterstattung gegenüber dem Bundesamt für Energie.



## 8 Kosten und Wirkung der neuen Förderung

Es bestehen nur wenige fundierte Grundlagen um das Wirkungspotential der Förderung detailliert abzuschätzen. Dafür sind verschiedene Gründe verantwortlich:

- Der Energieverbrauch der Feuerungen über 350 kW in der Schweiz wird durch die Kantone erhoben. Es besteht jedoch keine gesamtschweizerischen Auswertung. Das Marktpotential des Förderprogramms ist somit nur zum Teil bekannt.
- Das harmonisierte Förderprogramm der Kantone und die damit verbundene Wirkungsüberprüfung umfassen nur einen Teil der vorgesehenen Fördergegenstände.
- Das Auktions- und Intermediärprogramm sowie das Programm für Grossprojekte der Stiftung Klimarappen (SKR) liefert wichtige Hinweise über den Umfang einer möglichen Nachfrage. Den Autoren stand leider keine detaillierte Übersicht der geförderten Projekte, Mehrkosten und energetischen Wirkungen der bei der SKR unter Vertrag stehenden Projekte zur Verfügung.

Die Wirkung des vorgeschlagenen Fördermodells lässt sich mit folgenden Angaben abschätzen:

### *Stiftung Klimarappen*

Die Stiftung Klimarappen hat im avisierten Segment (Auktionsprogramm, Intermediäre, Grossprojekte) rund 140 Projekte mit 860'000 Tonnen CO<sub>2</sub>-Emissionsreduktionen zwischen 2008 und 2012 unter Vertrag oder in der Projektbeurteilung. Davon entfallen rund 540'000 t CO<sub>2</sub> auf Projekte im Bereich erneuerbare Wärme und Abwärmenutzung. Somit kommen die jährlichen Einsparungen im Bereich von gut 100'000 t CO<sub>2</sub> zu liegen. Alle unterstützten Projekte<sup>13</sup> haben dabei mindestens 1'000 t CO<sub>2</sub> eingespart. Die Preis pro eingesparte Tonne CO<sub>2</sub> lag durchschnittlich (Stand Ende 2007) bei 92 CHF pro Tonne, variierte aber zwischen 33 und 179 CHF/t.

Die SKR setzte somit knapp 10 Mio. CHF jährlich als «Förderung» von Projekten mit ausgewiesenen Mehrkosten (Additionalität) ein. Es ist jedoch zu beachten, dass es sich dabei um die Mehrkosten über die gesamte Nutzungsdauer der Anlagen verteilt auf die CO<sub>2</sub>-Einsparungen zwischen 2008 und 2012 handelt.

Die CO<sub>2</sub>-Fracht von Heizöl EL beträgt rund 265 kg/MWh, von Erdgas rund 200 kg/MWh. Bei einer Reduktion von 100'000 t CO<sub>2</sub> pro Jahr resultiert eine Substitution von rund 400 GWh fossilen Brennstoffen jährlich.

Geht man davon aus, dass der Aufwand der SKR für die externe Projektbeurteilung bei ca. 2'000 bis 3'000 CHF pro Projekt lag, kommt man auf jährliche Kosten von 40'000 bis

---

<sup>13</sup> Wir gehen von 80 bis 100 Projekten aus. Genauere Angaben standen uns leider nicht zur Verfügung.

60'000 CHF für die Projektbeurteilung. Hinzu kommen unter anderem Kosten für PR und den Betrieb einer Geschäftsstelle. Insgesamt ist mit jährlichen Vollzugskosten von ca. 250'000 bis 500'000 CHF zu rechnen. Damit liegt der Vollzugaufwand bei weniger als 5 % der Fördermittel.

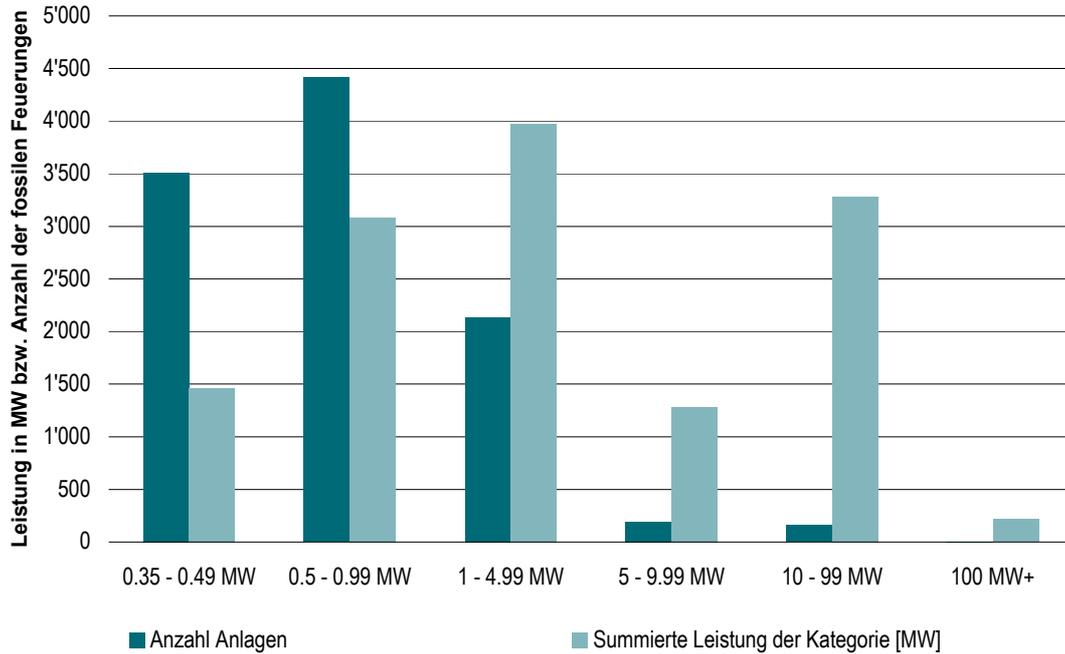
#### *Harmonisiertes Fördermodell der Kantone*

Im Rahmen der vom HFM definierten Fördergegenstände sind die holzbefeuerten Wärmenetze für den Vergleich mit dem hier vorgeschlagenen Modell am relevantesten. Im Jahr 2006 mit wurde durch ihre Förderung eine energetische Wirkung im Umfang von 823 GWh (über die Lebensdauer der Anlage) erzielt. Durch die dafür ausgegebenen 2.2 Mio. CHF Fördergelder wurden Investitionen in der Höhe von 6.4 Mio. CHF ausgelöst. Insgesamt hatten Fernwärmenetze mit Holz als Energiequelle nebst der Abwärmernutzung im HFM in den letzten Jahren die grössten spezifischen Wirkungsfaktoren. Dies schwanken aufgrund unterschiedlicher Projektgrössen zwischen etwa 3.8 kWh/Rp. (2006) und 8 kWh/Rp. (2003). Es ist zu beachten, dass kantonale Fördermittel unabhängig davon, ob eine Anlage wirtschaftlich ist oder nicht, ausbezahlt werden. Der Förderansatz beträgt i. d. R. 10 % der nichtamortisierbaren Mehrkosten.

#### *Substitutionspotential in fossilen Feuerungen in der Schweiz*

Bei den grösseren fossilen Feuerungen besteht in den in Dettli, R.; Baur, M., Philippen, D. (2007) untersuchten Kantonen ein Substitutionspotential von rund 13'000 MW. Der Grossteil der Anlagen steht in den Kantonen Zürich, Basellandschaft, Bern und Aargau. Aufgrund der Altersverteilung und der durchschnittlichen Lebensdauer der Anlagen ist ab ca. 2010 mit einem Ersatz von über 500 Anlagen pro Jahr zu rechnen. Diese Anlagen haben einen Energiebedarf von ca. 400 bis 500 GWh jährlich. Hochgerechnet auf eine durchschnittliche Nutzungsdauer von 15 Jahren entspricht dies 6 bis 7.5 TWh. Unter der Annahme, dass die Hälfte der Anlagen auf erneuerbare Energien umsteigen und bei einem Drittel der Anlagen Mehrkosten anfallen, lässt sich der Förderaufwand abschätzen. Geht man davon aus, dass die Mehrkosten bei 40 CHF/MWh liegen, ist ein Förderbeitrag von rund 12 CHF/MWh (30% der Mehrkosten) zu erwarten. Somit ergibt sich ein Förderbedarf von jährlich rund 15 Mio. CHF.

«Fossile Feuerungen mit mehr als 350 kW Leistung in der Schweiz »



Quelle: econcept / Planair. Potential erneuerbarer Energien in grösseren fossilen Feuerungen (2007)

Figur 2: Anzahl und Leistung der grösseren fossilen Feuerungen in der Schweiz.

Auf Grund dieser Angaben kann der Aufwand für das vorgeschlagene Fördermodell zusammenfassend wie folgt abgeschätzt werden:

Sachverhalt für eine Förderung	Umfang der Förderungen
Die Einspeisung von erneuerbarer Wärme in ein bestehendes Wärmenetz. Dabei wird fossile Energie substituiert.	Ca. 10-15 Mio. CHF jährlich
Eine auf fossilen Energieträgern beruhende Anlage mit einer Leistung von mehr als 350 kW <sub>th</sub> wird durch eine mit erneuerbaren Energieträgern betriebene Anlage ersetzt.	
Eine Anlage zur Produktion erneuerbarer Wärme ergänzt eine bestehende Anlage mit einer Leistung von mehr als 350 kW <sub>th</sub> .	
Für ein Wärmenetz soll die Abwärme aus einem industriellen Prozess oder aus der Kälteproduktion genutzt werden.	Ca. 1 Mio. CHF jährlich
Neubau eines Wärmenetzes mit erneuerbaren Energien/Abwärme	Ca. 1-2 Mio. CHF jährlich
Projektinitiierung: Innovative Projekte oder grössere Projekte mit zahlreichen Akteuren (Projekte > 1MW)	Ca. 0.2 bis 0.5 Mio. CHF jährlich
<b>Summe</b>	<b>12-18 Mio. CHF jährlich</b>

Tabelle 14 Übersicht über die verschiedenen Fördergegenstände und die unter den getroffenen Annahmen bei einer Förderquote von 30% der Mehrkosten anfallenden Fördermittel. Zusätzlich ist mit Vollzugskosten von rund 0.5 Mio. CHF jährlich zu rechnen. Bei einer Erhöhung der Förderquote würden sich die Mittel überproportional erhöhen, da auch zusätzliche Projekte ausgelöst werden könnten.

Für eine präzisere Abschätzung müssten detailliertere Auswertungen der bestehenden Förderprogramme, insbesondere der Stiftung Klimarappen, vorliegen. Mit dem vorgeschlagenen Förderprogramm lassen sich jährlich kumulierend fossile Energien im Umfang von 80 bis 100 GWh pro Jahr substituieren. Bei einer Nutzungsdauer der geförder-

ten Anlage von 15-20 Jahren resultiert über die Nutzungsdauer eine Reduktion von 75'000 bis 125'000 Tonnen CO<sub>2</sub>. Dies entspricht einem Förderbeitrag von rund 150 Fr. pro Tonne CO<sub>2</sub>.

## Glossar

### Abkürzungen

ARA	Abwasserreinigungsanlage
BFE	Bundesamt für Energie
EnAW	Energieagentur der Wirtschaft
EnG	Energiegesetz
EnV	Energieverordnung
EVU	Energieversorgungsunternehmen
HEV	Hauseigentümerverband
HFM	Harmonisiertes Fördermodell der Kantone
IEA	Internationale Energieagentur
KEV	Kostendeckende Einspeisevergütung
KKW	Kernkraftwerk
KVA	Kehrichtsverbrennungsanlage
MuKE	Mustervorschriften der Kantone im Energiebereich
NAM	Nicht amortisierbare Mehrkosten
NFN	Nah- und Fernwärmenetze
RPG	Raumplanungsgesetz
SATW	Schweizerische Akademie der Technischen Wissenschaften
SKR	Stiftung Klimarappen
StromVG	Stromversorgungsgesetz
UVP	Umweltverträglichkeitsprüfung
VMWG	Verordnung über die Miete und Pacht von Wohn- und Geschäftsräumen
VSE	Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen
WKK	Wärme-Kraft-Kopplung

### Einheiten, physikalische Grössen

CO <sub>2</sub>	Kohlendioxid; ein Treibhausgas
kW	Kilowatt = 1'000 Watt; ein Mass für die Leistung
kWh	Kilowattstunde; ein Energiemass
MW	Megawatt = 1'000'000 Watt; ein Mass für die Leistung
MWh	Megawattstunde; ein Energiemass
GWh	Gigawattstunde; ein Energiemass
η	Wirkungsgrad

## Literatur

- Andrist, F.; Dolecek, L. (2007): Schweizerische Gesamtenergiestatistik 2006, Bundesamt für Energie, 3063 Ittigen
- Berg, M.; Real, M. (2006): Road Map Erneuerbare Energien Schweiz - Eine Analyse zur Erschliessung der Potenziale bis 2050, Schweizerische Akademie der Technischen Wissenschaften SATW, Zürich
- Bernet, J. (2005): Marktplatz Schweiz, Faktor Contracting 05 5/05, 8-9
- Bretscher, M. (2004): Kälteverbund Bahnhof Bern, Energie Wasser Bern, 3001 Bern.
- Bucar, G.; Schwyer, K.; Fink, C.; Riva, R.; Neuhäuser, M.; Meissner, E.; Streicher, W.; Halmdienst, C. (2005): Dezentrale erneuerbare Energie für bestehende Fernwärmenetze, Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie; Abteilung für Energie- und Umwelttechnologien, 1030 Wien.
- Bur, R.; Kobel, B. (2004): Wärmenutzung aus Abwasser, EnergieSchweiz Energie in Infrastrukturanlagen, 8001 Zürich
- Bürki, T. (2006): Nutzwärme statt Abwärme, Thomas Bürki GmbH
- Dettli, R.; Baur, M., Philippen, D. (2007): Potential erneuerbarer Energien in grösseren fossilen Feuerungen, econcept AG / Planair SA
- Dettli, R.; Müller, M.; Ott, W. (1999): Zukunft der Nah- und Fernwärmenetze in der Schweiz, econcept AG, 8002 Zürich
- EnergieSchweiz; Energie-Agentur der Wirtschaft (EnAW) (2006): Nutzwärme statt Abwärme: Ergebnisse Workshop A, Bern
- Geowatt AG (2008): Geothermische Energie im Kanton Zürich: Potenziale und Technologien zur Nutzung von Erdwärme, Baudirektion Kanton Zürich: AWEL Amt für Abfall, Wasser, Energie und Luft
- Gerheuser, F. (2002): Marktchancen und Markthindernisse der thermischen Solarenergie, POLIS Politikberatung und Sozialforschung, Brugg
- Kämpf, L. (2007): Jahresbericht 2006, Verband Fernwärme Schweiz, 5443 Niederrohrdorf
- Kaufmann, U. (2007): Schweizerische Statistik der erneuerbaren Energien, Dr. Eichler+Pauli AG, 4410 Liestal
- Keel, A. (2005): Der Ölpreis steigt – der Holzpreis auch?, Holzenergie Schweiz, 8005 Zürich.

- Kernen, M.; Müller, E. A. (2006): Erneuerbare Energien in der Schweiz, Energie Schweiz für Infrastrukturanlagen, Zürich.
- Kessler, S; Schneider, C; Iten, R (2007): Harmonisiertes Fördermodell der Kantone (HFM 2007); INFRAS; Zürich
- Lengwiler, Y. (2007): Kondensierte Information: Was Zinsstrukturen uns erzählen können, Uni Basel, Basel
- Leutenegger, H.; Wiederkehr, K.; Löbbe, S. (2006): Vorschau 2006 auf die Elektrizitätsversorgung der Schweiz im Zeitraum bis 2035/2050, Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen, Aarau
- Möller, K; Mayr, S (2008): Klimaschutzprojekte in der Schweiz,,: Vollzugsweisung zur Durchführung von Kompensationsmassnahmen, Gemeinsame Mitteilung des BAFU und de BFE als Vollzugsbehörden, Bern
- Ott, W.; Jakob, M.; Baur, M.; Kaufmann, Y.; Ott, A. (2005): Mobilisierung der energetischen Erneuerungspotenziale im Wohnbaubestand, econcept AG/CEPE, ETH Zürich
- Parlamentsdienste (2007): Curia Vista - Geschäftsdatenbank: 06.3015 - Motion «Verbesserte Überwälzung energetisch wirksamer Massnahmen im Gebäudebereich»,  
URL: [http://www.parlament.ch/d/Suche/Seiten/geschaefte.aspx?gesch\\_id=20063015](http://www.parlament.ch/d/Suche/Seiten/geschaefte.aspx?gesch_id=20063015) [Stand: 22.7.2008]
- Primas, A.; Kessler, F. M.; Knechtle, N. (2007): Schweizerische Holzenergiestatistik 2006, Basler und Hofmann AG, Zürich
- Schneider, C; Kessler, S; Iten, R. (2007): Globalbeiträge an die Kantone nach Art. 15 EnG, Infrac, Zürich
- Stiftung Klimarappen (2007); Auktionsprogramm; Zürich
- Sweetnam, G.; Doman, L. (2008): International Energy Outlook 2008, Energy Information Administration USA, Washington DC
- Umbach-Daniel, A., Rütter, H. (2004): Mobilisierung des Marktpotenzials von Biogasanlagen in der Schweiz, Rütter + Partner, 8803 Rüslikon
- Verband Fernwärme Schweiz (2007): Fernwärme-Statistik 2006
- Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen (2008): Fragen & Antworten Konsumenten, Aarau
- Vock, W. (2007): Teilstatistik Spezielle energetische Holznutzungen: Feuerungen und Motoren für erneuerbare Abfälle 2006, Ingenieurbüro ABFALL und RECYCLING, 8933 Maschwanden
- Vöhringer, F.; Müller, A. (2007): Auswirkungen langfristig hoher Ölpreise, Ecoplan, Bern

Wasser- und Energiewirtschaftsamt des Kantons Bern (2008): Contracting: Finanzierung von Energieanlagen, URL:  
<http://www.energie.ch/themen/infrastruktur/contract/index.htm> [Stand: 14.7.2008]

## Anhang

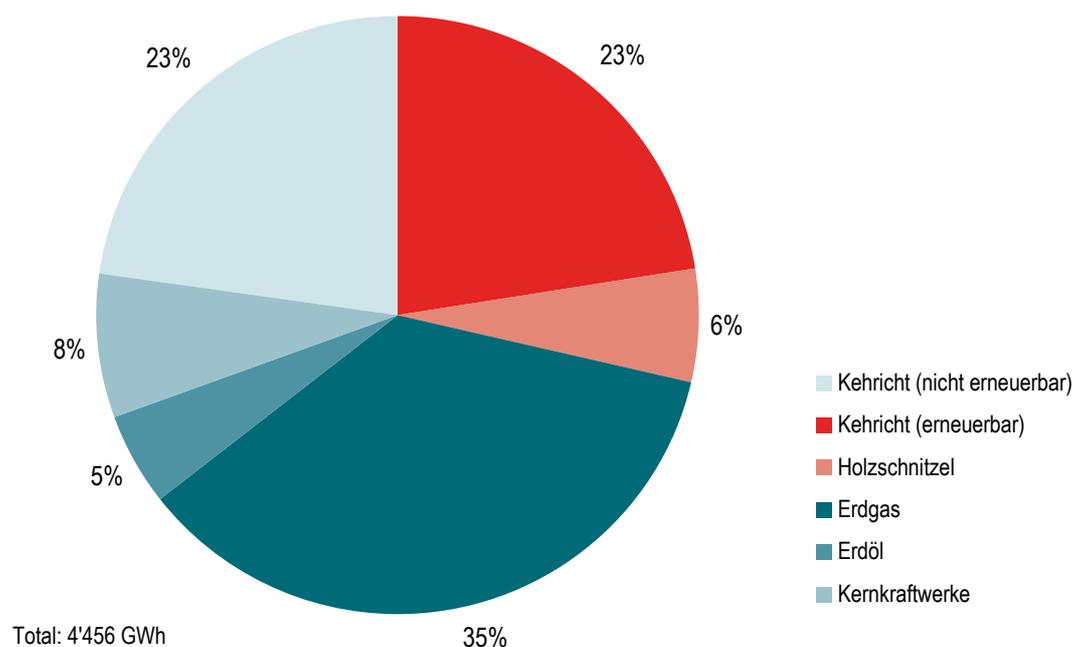
### A-1 Marktanalyse

#### A-1.1 Marktvolumen

##### A-1.1.1 Stand heute

Gemäss Gesamtenergiestatistik lieferte die Fernwärme im Jahr 2006 4'456 GWh Wärmeenergie. Dies entsprach rund 3 % des schweizerischen Wärmebedarfs und wurde zum grössten Teil mit nichterneuerbaren Energieträgern bereitgestellt (Figur 3).

#### «Zusammensetzung der Fernwärme nach Produktionstechnologie»



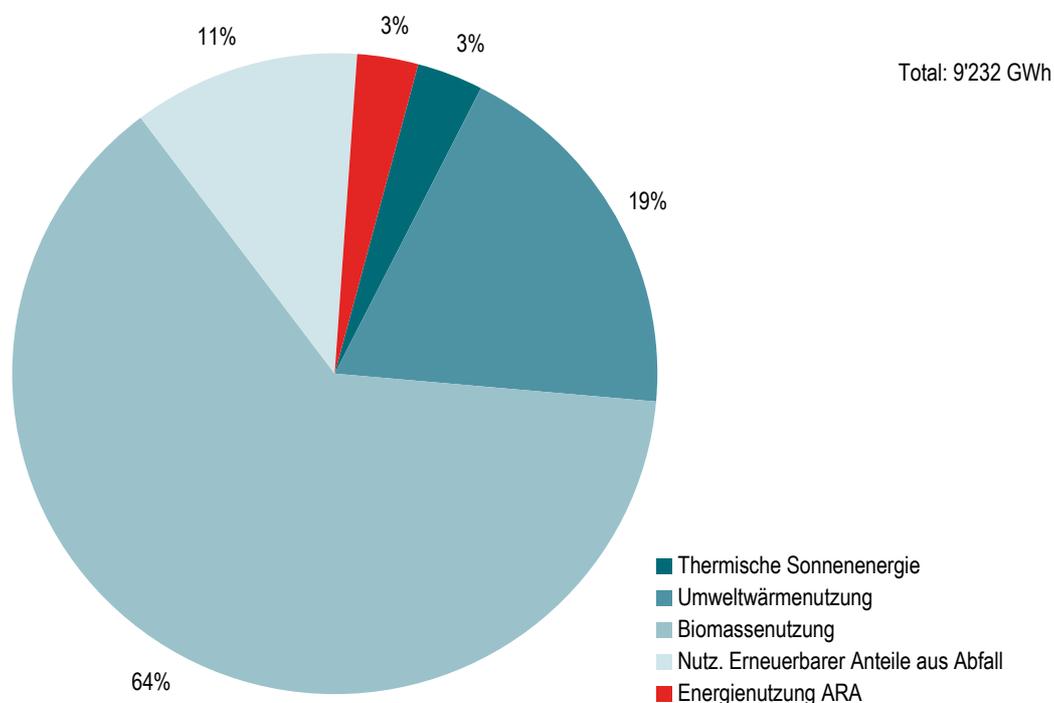
econcept

Figur 3: Unter der Voraussetzung, dass etwa die Hälfte des Kehrlichts als erneuerbare Energieträger gilt, wurden 2006 von total 4'456 GWh Fernwärme ein guter Viertel aus erneuerbaren Quellen (rötlich gefärbt) produziert. Erdöl und Erdgas zusammen lieferten etwa 40 % der Energie (Kämpf 2007, Kaufmann 2007)

Hauptabnehmer war 2006 mit 39 % die Industrie, dicht gefolgt von den Haushalten mit 37 %. Der Dienstleistungssektor bezieht mit 24 % einen knappen Viertel der Fernwärme. Insgesamt wurden 2006 rund 310 Millionen CHF für Fernwärme ausgegeben. Somit kostete die durchschnittliche kWh knappe 7 Rappen.

Die bei den Endverbrauchern erzeugte und genutzte erneuerbare Wärme (Figur 4) stammte 2006 zu fast zwei Dritteln (5'837 GWh) aus Biomasse. Dazu gehören Holzheizungen und -feuerungen sowie Biogasanlagen aus der Landwirtschaft. Zu knapp einem Fünftel (1'759 GWh) kam die erneuerbare Wärme aus der Nutzung von Umweltwärme. Hauptsächlich handelt es sich dabei um elektrisch betriebene Wärmepumpen, zu einem geringen Teil um fossil betriebene Wärmepumpen und direkt genutzte Geothermie. Ein guter Zehntel (1'057 GWh) stammte aus der Nutzung erneuerbarer Anteile aus Abfall. Dabei handelt es sich hauptsächlich um Feuerungen für erneuerbare Abfälle<sup>14</sup>. Zu je etwa 3 % tragen die thermische Sonnenenergie (299 GWh) und die Energie aus Abwasserreinigungsanlagen (ARA; 280 GWh) zur Produktion erneuerbarer Wärme bei. (Kaufmann 2007)

**«Anteile der verschiedenen erneuerbaren Technologien an der beim Verbraucher produzierte Wärme»**



econcept

Figur 4: Die Grafik zeigt die erneuerbare Wärme, welche aus der Umwandlung von Endenergien bei den Verbrauchern erzeugt und genutzt wird. Die Werte sind aufgeschlüsselt nach den verwendeten Technologien. (Kaufmann 2007)

<sup>14</sup> Feuerungen für erneuerbare Abfälle verbrennen meist spezielle in verhältnismässig kleinen Mengen anfallende erneuerbare Stoffe wie beispielsweise Klärschlamm, Tiermehl, Kaffeesatz und Altholz (Vock 2007).

### A-1.1.2 Potenzial

Aus Figur 3 wird das enorme Absatzpotenzial ersichtlich, dass für erneuerbare Wärme besteht. Würden konventionell betriebenen Nah- und Fernwärmenetze (NFN) vollständig auf erneuerbare Energieproduktion umgestellt, wären rund 3'260 GWh Wärme zusätzlich umweltschonend produziert. Das entspricht einem Einsparpotenzial von rund 374'000 Tonnen Erdöl.

Bei Fernwärmenetzen, die an ein Kernkraftwerk (KKW) angeschlossen sind, stellt sich die Frage der Substitution mit erneuerbarer Wärme realistischerweise erst, wenn das KKW stillgelegt und nicht am gleichen Ort ersetzt wird. Die KKW Gösgen – voraussichtliche Stilllegung 2039 – und Beznau mit voraussichtliche Stilllegung 2019 bzw. 2022 (erster bzw. zweiter Reaktor) verfügen über ein Fernwärmenetz (Leutenegger et al. 2006). Beide sind im Besitz einer unbefristete Betriebsbewilligung.

Zu den grössten Gruppen potenzieller Abwärmelieferanten gehören nicht nur die KKW und die KVA, auch Abwasserwärme kommt dafür in Frage. Es wird davon ausgegangen, dass rund 3 % der in der Schweiz verbrauchten fossilen Brennstoffe durch eine systematische Nutzung der in Abwasser vorhandenen Wärme substituiert werden könnte. Beim Wärmeentzug von 1 Kelvin können aus 1 m<sup>3</sup> Abwasser rund 1.5 kWh Wärme gewonnen werden. Aus dem gleichen Kubikmeter Abwasser kann in einer ARA 0.05 m<sup>3</sup> Klärgas erzeugt werden. Dieses hat einen Energiegehalt von 0.3 kWh, also fünf Mal weniger im Vergleich zur direkten Wärmenutzung (Bur und Kobel 2004). Insgesamt könnten laut Kernen und Müller (2006) rund 300'000<sup>15</sup> Wohneinheiten<sup>16</sup> mit Abwasserwärme geheizt werden.

Für industrielle Abwärme gilt laut einer Abschätzung von Thomas Bürki (2006), dass 15 % der Abwärme als Kaminabwärme, 20 % bis 25 % als hochwertige Abwärme und der Rest als diffuse Abwärme anfallen. Hochwertige Abwärme und teilweise die Kaminabwärme böten somit ein grosses Potenzial zur Abwärmenutzung. Wenn man bedenkt, dass die Industrie 2006 insgesamt 5.5 Mia. CHF für fossile Brennstoffe ausgab, ergibt sich auch ein grosses ökonomisches Potenzial.

Die in der Energiestatistik aufgeführten Nah- und Fernwärmenetze umfassen vor allem die öffentlichen Fernwärmenetze. Nicht enthalten sind darin all die Heizungsanlagen, die mit einem Nahwärmenetz die Wärme innerhalb einer Überbauung verteilen. Es bestehen in der Schweiz rund 10'000 Feuerungen mit einer Leistung von mehr als 350 kW. Ein Teil davon dürfte Wärmenetze betreiben.

Das Substitutionspotential erneuerbarer Energien beim Ersatz fossiler Feuerungen mit einer Leistung von mehr als 350 kW ist beträchtlich. Aufgrund der Altersverteilung und der durchschnittlichen Lebensdauer der Anlagen ist ab ca. 2010 mit einem Ersatz von über 500 Anlagen pro Jahr zu rechnen. Diese Anlagen haben einen Energiebedarf von

---

<sup>15</sup> Bur und Kobel (2004) errechnen ein Potenzial von 100'000 Wohneinheiten aus Abwasserwärme

<sup>16</sup> Eine Wohneinheit ist eine in sich abgeschlossene Wohnung (Duden Universalwörterbuch)

ca. 400 - 500 GWh jährlich. Der Grossteil der Anlagen steht in den Kantonen Zürich, Basellandschaft, Bern und Aargau.

Auch die erneuerbaren Energien produzieren beträchtliche Mengen Abwärme. Die betrifft vor allem die Technologien, welche durch eine Umwandlung aus thermischer Energie Strom produzieren: Holzheizungen, andere Biomasseverbrennungsanlagen, tiefe Geothermie und weitere. Mit dem Wachstum der erneuerbaren Energien wird es automatisch zu einem Wachstum der erneuerbaren Abwärme kommen, welche es auch zu nutzen gilt.

In Tabelle 15 ist das Potenzial zusammengestellt, dass zum Heizen mit erneuerbaren Ressourcen zur Verfügung steht.

Potenzial	Wohneinheiten
Fernwärme aus Kehrrechtverbrennungsanlagen	500'000
Abwasserwärme	300'000
<b>Total</b>	<b>800'000</b>

Tabelle 15 Das Potenzial der erneuerbaren Energien zum Heizen von Wohneinheiten entspricht rund 800'000 Wohneinheiten. Bei einem vom Bundesamt für Statistik im Jahr 2000 ausgewiesenen Wohnungsbestand von nicht ganz 3.6 Millionen Wohneinheiten sind dies gut 22 %. Abgeändert nach Kernen und Müller (2006)

## A-1.2 Energieträger

Im Folgenden werden die Energieträger bzw. -technologien betrachtet, die für die Einspeisung erneuerbarer Wärme in die NFN in Frage kommen. Untersucht werden die mit den Energieträgern und -technologien verbundenen Hemmnisse und Chancen und es werden Aussagen zu den Investitions-, Gestehungs- und Betriebskosten gemacht, sowohl rückblickend auf das Jahr 2003 als auch in die Zukunft schauend für das Jahr 2070.

Zuerst aber widmen sich die nächsten beiden Kapitel den Hemmnissen und Chancen, die für alle Technologien zur Erzeugung erneuerbarer Wärme gemeinsam relevant sind.

### A-1.2.1 Hemmnisse und Chancen der erneuerbaren Energieträger

#### *Fossile Brennstoffe*

Der Ausbau der erneuerbaren Energien und somit auch der erneuerbaren Wärme unterliegt verschiedenster Hemmnisse. So müssen sich alle Technologien zur Bereitstellung erneuerbarer Wärme im Markt gegen die Konkurrenz fossiler Brennstoffe durchsetzen. Zudem wird Erdgas als ökologische Alternative zum Erdöl vermarktet und konkurrenziert damit die erneuerbaren Energien zusätzlich.

Trotz der inzwischen massiv gestiegenen Erdöl- und Erdgaspreisen sind die Technologien zur Produktion erneuerbarer Wärme teilweise immer noch pro Energieeinheit teurer als die fossilen Technologien. Anteil daran haben die Investitionskosten, welche typischerweise für erneuerbare Energien höher sind als für fossile. Deshalb dauert es lange, bis die erhöhten Investitionsausgaben durch Ersparnisse im Betrieb und Unterhalt kompensiert werden – falls überhaupt. Nur mit einer Lebenszyklusbetrachtung verbunden mit einer langfristigen finanziellen Perspektive und genügend Liquidität für Investitionskapital wird erneuerbare Wärme zu einer Option. Gerade aber InvestorInnen von kommerziellen Anlagen rechnen oft mit einer, im Vergleich zur Lebensdauer einer Anlage, kurzen Amortisationszeit.

Wärmeerzeugung mit fossilen Brennstoffen weist eine jahrelange Erfahrung auf. Die verwendeten Technologien sind ausgereift und seit Jahrzehnten im Einsatz. Im Gegensatz dazu ist die Wärmeerzeugung mit erneuerbaren Energieträgern teilweise noch mit Kinderkrankheiten behaftet und der vorhandene Erfahrungsschatz ist viel kleiner. Gerade im ersten Betriebsjahr ist vor allem bei grösseren Anlagen erneuerbarer Wärme eine Abstimmung der Anlagekomponenten notwendig und aufwändig (Dettli et al. 2007). Es kann davon ausgegangen werden, dass mit fortschreitender Standardisierung der Komponenten und zunehmender Erfahrung die Kinderkrankheiten verschwinden werden.

#### *Wissen, Bekanntheit, Know-how*

Allgemein sind das Wissen und die Bekanntheit von erneuerbarer Wärmeproduktion in der Bevölkerung begrenzt. Zwar haben viele Leute von den einzelnen Technologien und Energieträgern gehört, eine konkrete Vorstellung fehlt aber. Teilweise sind falsche Ansichten im Umlauf – speziell betreffend der Kosten und der Zuverlässigkeit bzw. Leis-

tungsfähigkeit der erneuerbaren Wärme. Gerade bei der Neuplanung bzw. der Ergänzung eines kleinen Wärmenetzes könnten fehlendes Wissen und Know-how problematisch werden.

Architektur- und Ingenieurbüros sind zum Teil nicht über die neueren Entwicklungen im Bilde und verpassen so bereits in der Planungsphase die bestmögliche Lösung – zu Lasten der Kundinnen und Kunden und der Umwelt.

#### *Aufwand*

Weiter erschwerend ist, dass die nötigen Installationen und Bauten zur Gewinnung erneuerbarer Wärme meist mehr Raum beanspruchen als kompakte Erdöl- oder Erdgasbrenner. Deshalb braucht es vor allem beim Ersatz alter Anlagen ein zusätzliches Baubewilligungsverfahren. Auch bei Neubauten erfordern erhöhter Platzbedarf und spezifische Ansprüche oft eine aufwändigere Baubewilligung. Für grössere Wärmeerzeugungsanlagen werden deshalb häufig Planungsbüros mit der Evaluation und der Planung einer Anlage betraut. Planungsbüros können somit sowohl Chance als auch Hemmnis für erneuerbaren Energie sein.

#### *Wärmespezifische Hemmnisse*

Im Bezug auf NFN liegt für die erneuerbare Wärme eine weitere Herausforderung im Zeitpunkt, zu dem die Wärme gebraucht wird. Der Wärmebedarf in der Schweiz unterliegt starken saisonalen Schwankungen. Im Winter braucht es mehr Wärme als im Sommer. Die thermische Solarenergie z. B. liefert aber genau im Sommer viel Wärme und im Winter wenig. Zusätzlich ist die Produktion von erneuerbarer Wärme aufgrund der hohen Investition zu Beginn auf eine hohe Auslastung angewiesen. Dann kann dank den häufig verhältnismässig tieferen Produktionskosten die ganze Anlage wirtschaftlich betrieben werden. Das hat zur Folge, dass die Sommerlast für die Erneuerbaren wirtschaftlich limitierend wird. Es drängen sich Modelle auf, in denen die Grundlast mit erneuerbaren Ressourcen gefahren wird und die Spitzenlast – hauptsächlich in der kalten Jahreszeit – weiterhin fossil gedeckt wird. In jedem Fall besteht noch Forschungsbedarf für weitere Entwicklungen und Verbesserungen der Sommernutzung. Möglichkeiten wären unter anderem Kühlung mit Wärme und Umstellung der Warmwasseraufbereitung auf Fernwärme.

Erfahrungen aus Österreich zeigen gemäss Bucar et al. (2005), dass es mit der Einspeisevergütung für erneuerbar produzierten Strom zu einem Ungleichgewicht zwischen Strom- und Wärmenutzung aus erneuerbaren Ressourcen gekommen ist. Neu entstehende Anlagen werden primär stromgeführt betrieben und die Wärme insbesondere im Sommer weggekühlt.

#### *Interaktion verschiedener erneuerbarer Ressourcen*

Werden Wärmeeinspeiser, die mit verschiedenen erneuerbaren Ressourcen betrieben werden, gekoppelt, können diese untereinander zu Problemen führen. Insbesondere gilt dies für die Koppelung von Biomasse-WKK mit thermischer Solarenergie, falls letztere einen signifikanten Anteil an die Sommerdeckung des Netzbedarfes leistet. In diesem Fall reduziert die Solaranlage die Vollastbenutzungsstunden der Biomasse-WKK im Sommer und verringert damit deren Wirtschaftlichkeit.

### *Hemmnisse einzelner Technologien*

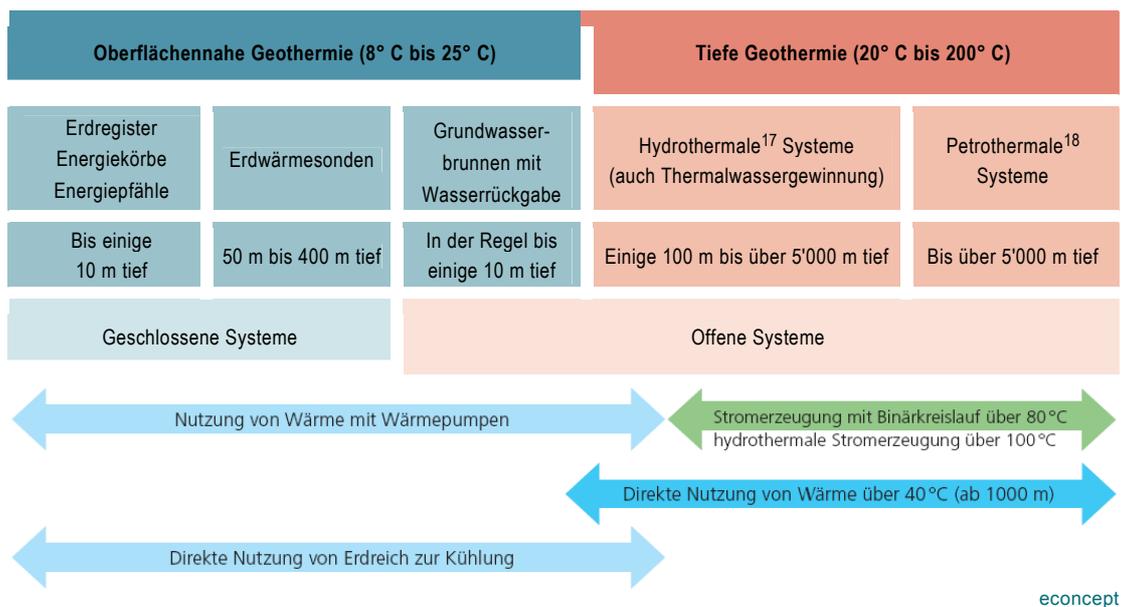
Nebst den Hemmnissen, mit denen alle Technologien zur Bereitstellung erneuerbarer Wärme kämpfen, haben die einzelnen Technologien auch ihre spezifischen Schwierigkeiten. Teilweise sind dies akzentuierte allgemeine Probleme, teilweise betreffen sie nur eine einzelne Technologie. Sie werden bei den entsprechenden Technologien in den Kapiteln A-1.2.2 bis A-1.2.7 erwähnt.

### *Chancen*

Die Produktion erneuerbarer Wärme ist nicht nur mit Hemmnissen behaftet, sie bietet auch Chancen für die NFN-Betreiber. Der Einsatz unterschiedlicher Energieträger zur Wärmeproduktion und Einspeisung steigert langfristig die Versorgungssicherheit. Die mit erneuerbaren Ressourcen betriebenen Anlagen verringern die Abhängigkeit von den Brennstoffpreisen fossiler Energieträger (Bucar et al. 2005) und den limitierten fossilen Energieträgern an sich. Das durch mögliche Lieferengpässe eines Rohstoffes induzierte Risiko wird durch den Einsatz diverser Energieträger reduziert. Auf grössere Preisschwankungen kann besser reagiert werden. Nicht zu unterschätzen ist der gesamtwirtschaftliche Effekt: Der Einsatz erneuerbarer Ressourcen führt in der Regel zu einer Wertschöpfung in der Region. Dadurch werden neue Arbeitsplätze geschaffen. Gleichzeitig wird der CO<sub>2</sub>-Ausstoss massiv verringert und aktiver Klimaschutz betrieben.

#### A-1.2.2 Geothermie

Geothermie lässt sich in oberflächennahe und tiefe Geothermie unterteilen (Figur 5). In beiden Fällen stehen unterschiedliche Technologien zur Nutzbarmachung der in der Erde gespeicherten Wärme zur Auswahl. Je nach Tiefe, Beschaffenheit des Untergrundes und dem Vorhandensein von Wasser wird die passende Wärmeerschliessungstechnologie gewählt. Mit der tiefen Geothermie lässt sich im Gegensatz zur oberflächennahen nicht nur Wärme sondern auch Elektrizität gewinnen.



Figur 5: Typologie der Nutzungstechnologien von Geothermie (Geowatt AG 2008)

### Oberflächennahe Geothermie

Wärmepumpen sind das Mittel der Wahl bei der oberflächennahen Geothermie. Sie sind in der Anschaffung teurer als fossil betriebene Anlagen, vor allem da eine Wärmequelle erschlossen werden muss. Dies ist häufig mit zusätzlichem Aufwand für Baubewilligung und technische Abklärungen verbunden. Abhängig von Strom-, Gas- und Erdölpreis und vor allem von den Kosten der Erschliessung der Niedertemperaturquelle sind die Wärmegestehungskosten meist tiefer als diejenigen fossiler Anlagen. Oft ist die Wartung einfacher, beispielsweise entfällt die Kontrolle durch den Kaminfeger oder die Tankkontrolle. Für zusätzliche Kosten sorgt dagegen häufig die Notwendigkeit einer Zusatzheizung zur Deckung der Bedarfsspitzen. Die Wirtschaftlichkeit der Wärmepumpe (Tabelle 16) kann verbessert werden, wenn sie nebst Wärme gleichzeitig auch Kälte bereitstellt.

Vorteilhaft für die Wärmepumpentechnologie ist, dass die Wärmeleistung aus der Erde schon nach wenigen Bohrungsmetern unabhängig von Tages- und Jahreszeit konstant ist. Auch oberflächennah wirken sich die jahreszeitlichen Schwankungen nur gedämpft aus. Die Erdwärmennutzung ist, mit Ausnahme der tiefen Geothermie – praktisch keiner räumlicher Restriktionen unterworfen. Die Oberflächennahe Geothermie ermöglicht nebst der Wärmebereitstellung in den kalten Monaten auch die Kühlung von Gebäuden im Sommer.

<sup>17</sup> Systeme, die auf der Nutzung von natürlich vorhandenem heissen Tiefenwasser beruhen, z. B. Thermalquellen

<sup>18</sup> Systeme, bei denen mit einer Bohrung dem trockenen Tiefengestein Wasser zugeführt wird, welches sich erhitzt und über eine zweite Bohrung wieder zur Erdoberfläche aufsteigt

	2003	2070
Wärmeproduktion (TWh)	1.4	15.6
Installierte Anlagen	80'000	400'000
Investitionskosten (CHF/kW <sub>th</sub> )	1'600	1'200
Betriebskosten (Rp./kW <sub>th</sub> )	10.7	6.0
Gestehungskosten (Rp./kWh <sub>th</sub> ) <sup>19</sup>	17.9	10.6

Tabelle 16 Kennzahlen zur Wärmeproduktion mit Wärmepumpen. Für das Jahr 2070 wurde abgeschätzt, wie gross das technisch umsetzbare Potenzial und die daraus entstehende Kostenstruktur ist (Berg und Real 2006).

Zurzeit amortisiert sich eine Wärmepumpe in den meisten Fällen innerhalb einiger Jahre. Dies setzt aber eine langfristige Planung und genügend Investitionskapital zu Beginn voraus.

### Tiefe Geothermie

Grosse Anlagen für die tiefe Geothermie mit einer Leistung von über 0.5 MW und von mehr als 500 m Tiefe sind sehr kapital- und technologieintensiv. Zudem besteht das Risiko, bei der teuren Bohrung auf einen nicht geeigneten Untergrund zu stossen. Je nach hydrochemischer Beschaffenheit des Wassers können weitere Probleme auftreten. Im Gegenzug erlaubt die tiefe Geothermie die Nutzung der Wärme zur Stromerzeugung. Die technische Machbarkeit ist bis heute erst begrenzt erwiesen.

Hemmend für die Geothermie hoher Temperaturen ist auch der geringe Informationsstand der Bevölkerung. Seit den durch das Deep-Heat-Mining-Projekt in Basel ausgelösten schwachen aber spürbaren Erdbeben ist zudem die Skepsis in der Bevölkerung gegenüber dieser Technologie gewachsen.

Zu den Kosten liegen bis heute für die Schweiz keine Erfahrungswerte vor, da für die tiefe Geothermie noch keine funktionierenden Anlagen bestehen. In der «Road Map Erneuerbare Energien Schweiz» von 2006 geht die Schweizerische Akademie der Technischen Wissenschaften (SATW) in einer mit vielen Unsicherheiten behafteten konservativen Schätzung für das Jahr 2050 von Investitionskosten von 2'500 CHF/kW<sub>th</sub> aus (Tabelle 17).

	2050
Wärmeproduktion (TWh)	2.4
Installierte Anlagen	15
Investitionskosten (CHF/kW <sub>th</sub> )	2'500
Betriebskosten (Rp./kW <sub>th</sub> )	3.3
Gestehungskosten (Rp./kWh <sub>th</sub> ) <sup>19</sup>	5.4

Tabelle 17 Kennzahlen zur Wärmeproduktion aus tiefer Geothermie. Für das Jahr 2050 wurde aufgrund fehlender Referenzobjekte vorsichtig abgeschätzt, wie gross das technisch umsetzbare Potenzial und die daraus entstehende Kostenstruktur ist (Berg und Real 2006).

<sup>19</sup> Die Kosten beziehen sich auf die sogenannten «Klemmkosten» ab Anlage. Das heisst, dass beispielsweise die Kosten für Wärmepumpen so berechnet werden, wie sie bis zum Übergabeflansch an das hausinterne Verteilsystem anfallen. Kosten für die Wärmeverteilung im Haus werden also nicht angerechnet.

### A-1.2.3 Thermische Solarenergie

Gemäss Überlegungen für Österreich von Bucar et al. (2005) können mit thermischer Solarenergie bis zu 30 % des Wärmebedarfs in NFN gedeckt und wirtschaftlich betrieben werden. Sollen mehr als 20 % der Wärmeenergie mit solartechnischen Anlagen abgedeckt werden, scheint der Einbezug eines saisonalen Speichers sehr sinnvoll. Seit 2002 läuft erfolgreich eine Pilotanlage auf dem Dach der UPC-Arena (ehemals Arnold Schwarzenegger Stadion) in Graz. Mit einer Kollektorfläche von 1'407 m<sup>2</sup> werden jährlich rund 550 MWh<sub>th</sub> Sonnenenergie an das Fernwärmenetz der Stadt Graz geliefert.

Für die thermische Solarenergie bestehen sowohl Hemmnisse auf Seite der Nachfrage als auch auf Seite des Angebotes (Gerheuser 2002).

Fehlendes Wissen bzw. falsche Vorstellungen von Kosten, Leistung und Zuverlässigkeit sowie der mit dem Einbau verbundenen Umtrieben gehören zu den nachfrageseitigen Hemmnissen. Den Anbietern fehlt es im Gegenzug teilweise an fachlichen Kenntnissen. So begnügt sich ein grosser Teil der Installateure und Architekten mit konventionellen Anlagen.

Weitere Einschränkungen für den Einsatz thermischer Solarenergie können aus dem Raumplanungsgesetz (RPG) und dem Denkmalschutz kommen. Art. 18a des RPG verlangt, dass vorsichtig in Dach- und Fassadenfläche integrierte Solaranlagen in Bau- und Landwirtschaftszonen zu bewilligen sind, sofern keine Kultur- und Naturdenkmäler von kantonaler oder nationaler Bedeutung beeinträchtigt werden. Bei geschützten Objekten sind die kantonalen Regelungen unterschiedlich, verhindern oder erschweren aber den Einbau von Solarkollektoren.

Ein grosser Vorteil der Solarenergie ist, dass so bald die Kollektoren einmal installiert sind, die weiteren Kosten praktisch unabhängig von anderen Energieträgern sind. Die Sonnenstrahlung per se ist gratis. Somit kann die Energie zu einem nahezu fixen Preis geliefert werden (Tabelle 18). Im Sommer sind Solaranlagen äusserst wirtschaftlich und haben ein hohes Potenzial zur solaren Kälteerzeugung. In neuen Wärmenetzen ist – zumindest in Österreich – ein Anteil solarer Wärme von bis zu 30 % unter wirtschaftlich konkurrenzfähigen Bedingungen möglich.

	2003	2070
Wärmeproduktion (TWh)	0.19	4.4
Installierte Anlagen	39'000	400'000
Investitionskosten (CHF/kW <sub>th</sub> )	1'600	1'150
Betriebskosten (Rp./kW <sub>th</sub> )	4.2	2.7
Gestehungskosten (Rp./kWh <sub>th</sub> ) <sup>19</sup>	25.2	11.4

Tabelle 18 Kennzahlen zur Wärmeproduktion mit Sonnenkollektoren. Für das Jahr 2070 wurde abgeschätzt, wie gross das technisch umsetzbare Potenzial und die daraus entstehende Kostenstruktur ist (Berg und Real 2006).

#### A-1.2.4 Holzfeuerung

Klassische Probleme der Holzfeuerung sind der erhöhte Platzbedarf und der aufwändige Unterhalt der Anlage. Je nach dem braucht es ein Silo, eine mechanische Holzschneitzelförderung und eine Entaschung. Der bauliche Aufwand zum Errichten einer Holzfeuerungs-Anlage ist deshalb verhältnismässig gross.

Erschwerend kommt teilweise hinzu, dass die einzelnen Komponenten einer Anlage noch nicht fehlerfrei aufeinander abgestimmt sind und die Technik mit Kinderkrankheiten zu kämpfen hat. Ein weiterer Negativfaktor ist die wechselhafte Brennstoffqualität. Teilweise wird feuchtes bzw. unreines Holz geliefert oder es ist nicht immer gut gehackt. (Dettli et al. 2007)

Die berechtigten Auflagen aus der Luftreinhalteverordnung (LRV) verteuern Holzfeuerungs-Anlagen. So gelten für neue Anlagen seit dem 1. Januar 2008 strengere Grenzwerte für Feinstaub und Kohlenmonoxid. Grossanlagen mit Leistungen von mehr als 500 kW müssen zwingend mit einem Staubabscheider ausgestattet sein. Bestehende Anlagen haben eine Sanierungsfrist von zehn Jahren. Eine weitere Verschärfung der Feinstaubauflagen gilt ab dem Jahr 2012.

Die von Berg und Real (2006) berechneten Installationskosten entsprechen denjenigen der Biomasse allgemein (Tabelle 19).

#### A-1.2.5 Biogasanlagen

Biogasanlagen lassen sich in zwei Kategorien einteilen: zum einen in eine landwirtschaftlichen, zum anderen in eine gewerblich industrielle.

Da landwirtschaftliche Biogasanlagen meist weit entfernt von Wärmenetzen betrieben werden und in der Regel weit weniger als 350 kW Wärmeleistung erzeugen, werden die mit diesen Anlagen verbundenen spezifischen Hemmnisse in diesem Projekt nicht betrachtet.

Für gewerblich industrielle Biogasanlagen liegt das Haupthemmnis meist in der starken Konkurrenz durch Kompostier- und Kehrlichtverbrennungsanlagen. Da Gemeinden jahrelang die Kompostierung biogener Abfälle propagiert haben, besteht für sie ein psychologisches Hemmnis, die Abfallstoffe in eine Biogasanlage zu liefern. Gemeinden bevorzugen deshalb Kompostierungs- und teilweise Kehrlichtverbrennungsanlagen. So herrscht in Gebieten mit grosser Konzentration der Anlagen (Zürich und Ostschweiz) eine Konkurrenz um die biogenen Abfallstoffe.

Der wirtschaftliche und konkurrenzfähige Betrieb einer Biogasanlage wird zusätzlich erschwert, da für die bei der Verstromung des Biogases anfallende Wärme häufig die Abnehmer fehlen. Dies ist nicht nur ein wirtschaftlicher Verlust, auch die Effizienz der Bereitstellung von Energie wird dadurch vermindert. Zu den beträchtlichen Investitionskosten tragen auch die gesetzlich vorgeschriebene Umweltverträglichkeitsprüfung (UVP) und weiteren Vorschriften bei. (Umbach-Daniel und Rütter 2004)

In Österreich gemachte Erfahrungen zeigen zudem, dass es mit der Einspeisevergütung für erneuerbar produzierten Strom zu einem Ungleichgewicht zwischen Strom- und Wärmenutzung aus erneuerbaren Ressourcen gekommen ist. Neu entstehende Anlagen werden primär stromgeführt betrieben und die Wärme insbesondere im Sommer weggekühlt. (Bucar et al. 2005)

Auf der anderen Seite sind die Technologien zur Verwertung der in Biomasse gespeicherten Energie weitgehend ausgereift, deshalb besteht ein geringes technisches Risiko. Häufig kann Biomasse als Zuluft zu fossilen Brennstoffen genutzt werden. Biomasse ist gut transportabel und meist lagerungsfähig. Die Betriebskosten für Biomasseanlagen sind in der Regel sehr gering. Laut Bucar et al. (2005) eignen sich Biomasse-WKK besonders gut für Netze mit hoher Sommerlast.

	2003	2070
Wärmeproduktion (TWh)	5.2	8.4
Installierte Anlagen	54'000	124'000
Investitionskosten (CHF/kW <sub>th</sub> )	1'500	1'100
Betriebskosten (Rp./kW <sub>th</sub> )	11.2	9.1
Gestehungskosten (Rp./kW <sub>th</sub> ) <sup>19</sup>	16.1	12.8

Tabelle 19 Kennzahlen zur Wärmeproduktion mit Biogasanlagen. Für das Jahr 2070 wurde abgeschätzt, wie gross das technisch umsetzbare Potenzial und die daraus entstehende Kostenstruktur ist (Berg und Real 2006).

#### A-1.2.6 Abwärmenutzung allgemein

Obwohl der Abwärme ein grosses Potenzial attestiert wird, wurden eher wenige Massnahmen zur Nutzung der Abwärme umgesetzt. Als Begründung gaben die Unternehmen im Rahmen eines Workshops von EnergieSchweiz und der Energie-Agentur der Wirtschaft (EnAW) 2006 verschiedene Hemmnisse an: Die tiefen Energiepreise machten Massnahmen unrentabel, oft fehlten die Abnehmer und zudem sei das Abwärmeangebot stark schwankend, da z. B. an Wochenenden nicht gearbeitet würde. Weiter fehlten teilweise die Ressourcen für die Projektunterstützung und es käme zu technischen Schwierigkeiten. So wurde manchmal die Verschmutzung der Wärmetauscher unterschätzt oder die Massnahme führte zu einer verminderten Gesamteffizienz. Nicht zu unterschätzen sei auch, dass teilweise suboptimale Lösungen vorgeschlagen würden, da die Ingenieure und Berater den neusten Stand der Technik nicht kennen.

#### A-1.2.7 Wärme-Kraft-Kopplungen

Um die bei WKK-Anlagen anfallende Wärme vor Ort nutzen zu können, braucht es genügend geeignete Abnehmer, ansonsten verschlechtern sich die Wirtschaftlichkeit und die energetische Effizienz. Für den wirtschaftlichen Betrieb einer WKK-Anlage spielen zusätzlich die hohen Investitionskosten und die Unterstützung durch die Einspeisevergütung für den in der Anlage produzierten Strom eine grosse Rolle.

Bei fossil betriebenen WKK kann auf eine jahrzehntelange Erfahrung zurückgegriffen werden. Für WKK, welche mit erneuerbaren Brennstoffen betrieben werden, gelten die gleichen Hemmnisse, wie sie in den letzten Kapiteln aufgezeigt wurden.

Hemmend wirkt sich auch aus, dass WKK-Anlagen normalerweise nicht zum Kerngeschäft der EVU gehören. Teilweise können sie bewusst oder unbewusst WKK-Anlagen verhindern, da dezentrale Energieerzeuger von den EVU nicht immer positiv beurteilt werden.

Chancenseitig ist zu bemerken, dass mit der Einbindung von WKK-Anlagen in die Energieversorgung nebst der Versorgungssicherheit von Wärme auch diejenige des Stromes erhöht wird.

## A-1.3 Infrastruktur

### A-1.3.1 Voraussetzungen Netze

Nah- und Fernwärmenetze haben je nach Grösse, Lage und Baudichte der angeschlossenen Umgebung unterschiedliche Voraussetzungen. Allgemein gilt für NFN, dass in Zukunft aus Sicht der Wirtschaftlichkeit Probleme zu erwarten sind. Im Zuge der Gebäudesanierungen und der Klimaerwärmung ist langfristig mit einem deutlich verringerten Wärmebezug zu rechnen. Aus wirtschaftlichen Überlegungen sollte die durch den Anschluss weiterer Wärmebezüger kompensiert werden – falls solche vorhanden und bereit dazu sind bzw. eine Anschlusspflicht besteht.

Die NFN kann für die Hemmnisanalyse grob in drei Kategorien einteilen: kleinere Anlagen, NFN in ländlichen Gebieten und grössere Wärmeverbunde in städtischen Gebieten.

#### *Kleinere Anlagen*

Kleinere Anlagen werden häufig auf wenige Wärmebezüger zugeschnitten erstellt. Deshalb sind sie in der Regel von Anfang an voll ausgelastet. Bei Neubauten kann über Jahre hinweg mit ungefähr gleichbleibendem Wärmebedarf gerechnet werden. (Dettli et al. 1998)

#### *Nah- und Fernwärmenetze in ländlichen Gebieten*

Die NFN in ländlichen Gebieten haben aufgrund der geringeren baulichen Dichte höhere Wärmeverteilungskosten. Oft beheizen sie mehrere grössere öffentliche Bauten wie beispielsweise Schulen. Auf dem Weg zwischen den einzelnen Grossbezügern werden dann noch kleinere Bezüger angeschlossen. Auf Veränderungen im Wärmeabsatz aufgrund baulicher Sanierungen reagieren diese Systeme relativ stark, da vielfach kaum weitere Wärmebezüger gewonnen werden können. (Dettli et al. 1998)

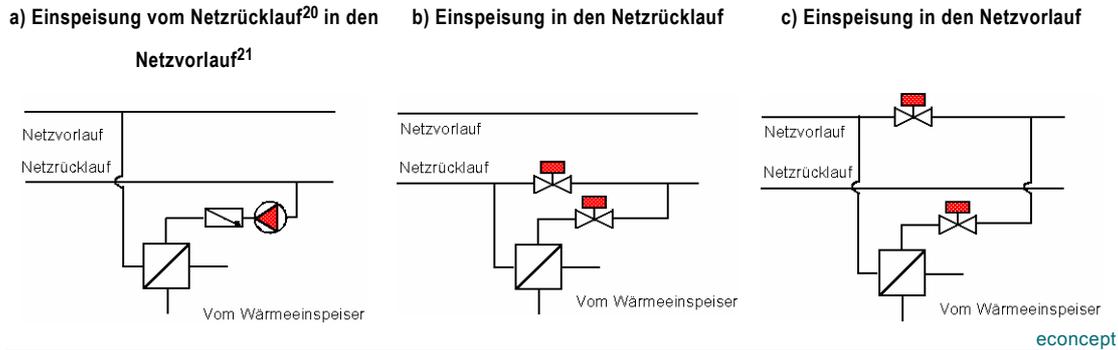
#### *Grössere Wärmeverbunde in städtischen Gebieten*

Grössere Wärmeverbunde in städtischen Gebieten verbinden mehrere grosse und nahe beieinander liegende Bauten mit hohem Energieverbrauch. Zu erwarten ist, dass aufgrund wärmetechnischer Sanierungen der Wärmebezug markant sinken wird. Dank der Möglichkeit weitere Wärmebezüger in der Nähe zu gewinnen und geringer Wärmeverteilungskosten können die Wärmeverbunde flexibel darauf reagieren und sollten nicht in wirtschaftliche Schwierigkeiten geraten. (Dettli et al. 1998)

### A-1.3.2 Technische Anforderungen an die Einspeisung

Bei der Einspeisung von Wärme in ein NFN sind aus technischer Sicht zwei Punkte zu beachten. Zum einen gibt es drei mögliche hydraulische Schaltungen für den Wärmeeinspeiser, zum anderen werden die NFN mit unterschiedlichen Temperaturen betrieben.

## Hydraulische Einbindung ins Wärmenetz



Figur 6: Hydraulische Schaltungen für Wärmeeinspeiser in bestehende Netze (Bucar et al. 2005)

Es bestehen zahlreiche technische Lösungsmöglichkeiten zur Einspeisung erneuerbar produzierter Wärme in bestehende Fernwärmenetze. Forschungspotenzial ist bei vielen Systemen allenfalls in Detailfragen gegeben. Wichtig ist die richtige Dimensionierung der Einspeisepumpen abhängig vom Differenzdruck zwischen Netzvor- und Netzurücklauf. Speziell bei der Einspeisung durch solarthermische Anlagen hat sich gezeigt, dass durch Schwankungen im Differenzdruck ungünstige Zustände möglich sind. Steigt der Differenzdruck markant, können die Pumpen zu schwach sein. Die Anlage ist je nach dem nicht oder nur zeitverzögert in der Lage, Energie ans Fernwärmenetz abzugeben. (Bucar et al. 2005).

Die drei grundsätzlich möglichen Schaltungen für Wärmeeinspeiser werden anschließend inklusive derer Vor- und Nachteile dargestellt. Eine kurze Übersicht liefert Tabelle 20 auf Seite 58.

*a) Entnahme im Fernwärmerücklauf und Einspeisung in den Fernwärmeverlauf (Figur 6a)*  
Die durch die Einspeisung zu leistende Temperaturerhöhung ist von der Vor- und der Rücklaufstemperatur abhängig. Um auf die Netzschwankungen reagieren zu können, muss der Wärmeeinspeiser daher variabel geregelt werden können. Die benötigte Pumpenergie ist hoch, da der Druckunterschied zwischen dem Fernwärmerücklauf und dem Fernwärmeverlauf vom Wärmeeinspeiser kompensiert werden muss.

Fernwärmenetzbetreiber bevorzugen diese Form der Einspeisung, da sich die Rücklaufstemperatur nicht ändert und ein Teil der Pumpkosten von den EinspeiserInnen getragen wird. (Bucar et al. 2005)

*b) Entnahme aus und Einspeisung in den Fernwärmerücklauf (Figur 6b)*  
Diese Methode ermöglicht den bestmöglichen Wirkungsgrad für den Wärmeeinspeiser. Die Erwärmung der Rücklaufstemperatur geschieht ausgehend von der tiefsten möglichen Temperatur. Die nötige Pumpenergie liefern die Netzpumpen.

<sup>20</sup> Der Vorlauf ist das Teilstück eines NFN, welches nach der Wärmequelle (Gasheizung, Sonnenkollektor etc.) bis zum Wärmebezügler durchströmt wird.

<sup>21</sup> Der Rücklauf ist das Teilstück eines NFN, welches vom Wärmebezügler bis zur Wärmequelle durchströmt wird.

Der Fernwärmenetzbetreiber muss einen Strömungswiderstand in die Fernwärmeleitung einbauen, damit der Durchfluss durch den Wärmetauscher des Wärmeeinspeisers gesteuert werden kann. Die höhere Rücklauftemperatur erhöht die Wärmeverluste des Netzes und verringert den Wirkungsgrad ( $\eta$ ) des primären Wärmeerzeugers leicht.

*c) Entnahme aus und Einspeisung in den Fernwärmeverlauf (Figur 6c)*

Bei dieser Schaltung läuft der Wärmeeinspeiser mit dem geringsten Wirkungsgrad, da die Temperaturerhöhung ausgehend von der höchsten möglichen Temperatur geschieht. Die Pumpenergie wird wiederum von den Netzpumpen geliefert.

Für den Fernwärmenetzbetreiber sind die geringen Netzverluste bis zum Wärmeeinspeiser von Vorteil. Nachteilig wirkt sich aus, dass auch bei dieser Schaltung ein Strömungswiderstand in die Leitung eingebaut werden muss. Auf den Wirkungsgrad des primären Wärmeerzeugers hat diese Schaltung keinen Einfluss. (Bucar et al. 2005)

$\eta$ Wärme-einspeisung	$\eta$ primärer Wärmeerzeuger	Zusätzliche Pumpenergie	Strömungswiderstand im NFN	Regulierbare Wärmeeinspeisung
<b>Variante a)</b> selten optimal	nicht beeinträchtigt	hauptsächlich vom Wärmeeinspeiser	nicht nötig	nötig
<b>Variante b)</b> optimal	leicht reduziert	hauptsächlich von den Netzpumpen	nötig	nicht nötig
<b>Variante c)</b> reduziert	nicht beeinträchtigt	hauptsächlich von den Netzpumpen	nötig	nicht nötig

Tabelle 20 Übersicht über die drei möglichen Einspeisemöglichkeiten von Wärme in ein NFN.

*Anforderungen an die Temperatur*

In Fernwärmenetzen wird meist Wasser als Transportmedium für die Wärme benutzt. Je nach Netz geschieht das in der Flüssig- oder der Dampfphase. In der jüngeren Zeit werden Dampfnetze vermehrt durch Heisswassernetze ersetzt, da deren Betrieb unter anderem risikoärmer ist. Neue Netze werden fast ausschliesslich als Heisswassernetze konzipiert.

Die Temperatur ist ein wichtiger Parameter in Fernwärmenetzen. Bei der Einspeisung muss darauf geachtet werden, dass nicht mit zu tiefen Temperaturen in den Vorlauf eingespiessen wird. Eine Absenkung der Vorlauftemperatur hätte negative Auswirkungen auf die Temperaturspreizung. Die aus dem Netz beziehbare Wärmemenge wird kleiner.

Besonders bei dampfbetriebenen Netzen ist es für einige der erneuerbaren Technologien (z. B. Wärmepumpen) schwierig, energetisch ineffizient und aus wirtschaftlichen Überlegungen oft unmöglich, die nötigen Temperaturen zu erreichen.

Laut Bucar et al. (2005) sind für den effizienten Einsatz erneuerbarer Energieträger besonders tiefe Rücklauftemperaturen sinnvoll. Dadurch werden auch die Wärmeverteilverluste kleiner.

### A-1.4 Akteure auf Seite Wärmeangebot

Auf Seite der Wärmelieferanten sind zwei Gruppen zu unterscheiden, zum einen die Eigentümer Feuerungen und Gebäude und zum anderen unabhängige Produzenten und Wärmecontractoren. Die zwei Gruppen unterscheiden sich teilweise sowohl in ihren Bedürfnissen als auch in ihren Hemmnissen.

#### A-1.4.1 Eigentümer der Feuerungen und Gebäude

Laut Fernwärme Schweiz unterscheiden sich die Betreiber der Feuerungen und Feuerungsanlagen meistens von den Netzbetreibern. Vielfach sind die Verantwortlichen der Wärmequellen bei den Netzorganisationen beteiligt.

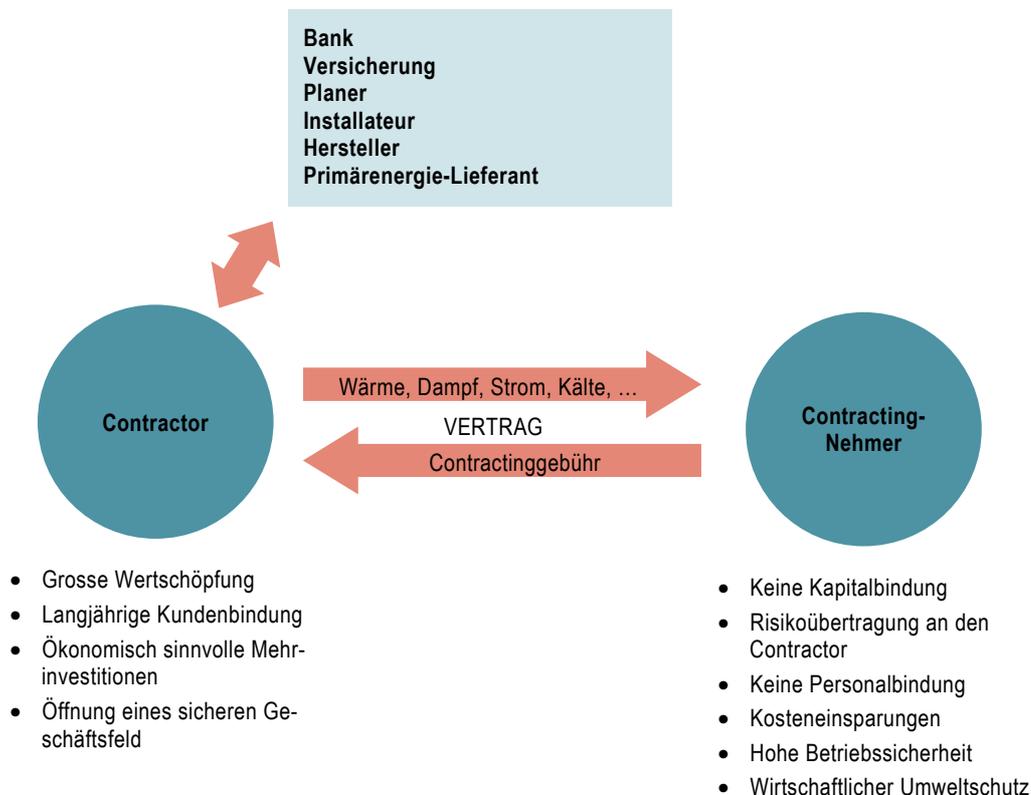
Zu den grössten Produzenten erneuerbarer Wärme gehören die KVA. 2006 nutzten 29 KVA einen Teil der anfallenden thermischen Energie. Rund 50 % des Heizwertes von Müll kommt aus biogenen und somit erneuerbaren Stoffen. Dementsprechend gelten auch 50 % der in die NFN eingespiessenen Wärme als erneuerbare Wärme. Im Jahr 2006 beliefen sich sowohl erneuerbarer als auch nicht erneuerbarer Anteil der durch KVA eingespiessenen Fernwärme auf ca. 1'350 GWh. Damit leistet die Wärme aus den KVA den grössten Beitrag an die erneuerbar produzierte Fernwärme. (Kaufmann 2007)

#### A-1.4.2 Wärmecontractoren, unabhängige Produzenten

Von Wärmecontracting spricht man, wenn Planung, Finanzierung, Installation und Betrieb einer Anlage zur Wärme- bzw. Kälteerzeugung durch eine Firma, dem Contractor, ausgeführt werden. Ein Contractor verkauft nicht eine Heizung, sondern Wärme. Dazu binden sich Contractor und Kunde langfristig aneinander. Somit lohnt es sich, den ganzen Lebenszyklus einer Anlage zu optimieren und dessen einzelne Aspekte aufeinander abzustimmen. Das hat zur Folge, dass mehr in rationelle Energietechnik investiert wird. Bereits in der Planung kann bzw. muss darauf geachtet werden, dass optimale Energiesysteme eingesetzt werden. Eine, durch das Contracting, mögliche langfristige Planung erlaubt auch die für erneuerbare Energien typischen hohen Anfangsinvestitionen. Moderne Anlagen für erneuerbare Wärme scheitern nicht mehr daran, dass diese Technologien für den Energienutzer Fragen aufwerfen, die er glaubt, allein nicht bewältigen zu können – das nötige Know-how ist beim Contractor vorhanden. Gerade auch kleine Wärmenetze können davon profitieren. In der Gesamtbetrachtung resultiert aus der optimierten Wirtschaftlichkeit ein optimierter Betrieb mit einer Verminderung der Schadstoffemissionen.

Zum breiten Spektrum der Kunden von Energiecontractoren gehören Firmen aus der Industrie oder dem Dienstleistungssektor, Liegenschaftsverwaltungen, Pensionskassen und Wohnbaugenossenschaften. Daneben gehören auch Gemeinden, kantonale Verwaltungen und Spitäler sowie private Liegenschaftsbesitzer zum Kundenkreis. (Bretscher 2004)

### «Die Merkmale von Contracting»



econcept

Figur 7: Grafische Darstellung der wichtigsten Merkmale des Contractings. (Swiss Contracting)<sup>22</sup>

Vorteile für den Contractor liegen in einer grösseren Wertschöpfung, einer langjährigen Kundenbindung und der Öffnung eines sicheren Geschäftsfeldes. Gerade die langjährige Kundenbindung ist in einem liberalisierten Strommarkt für Energieversorgungsunternehmen (EVU) besonders wertvoll. Das ist ein Grund, warum sich die meisten Contractoren aus dem Kreis der EVU rekrutieren.<sup>23</sup>

Die Vorteile für den Kunden liegen im Wegfallen der Kapitalbindung, der Risikoübertragung an den Contractor und nicht zu letzt im zur Verfügung gestellten Fachwissen. Zusätzlich als positiv erweisen sich für den Kunden der Wegfall der Personalbindung, eine hohe Betriebssicherheit und die erzielten Kosteneinsparungen. Vermietern kommt entgegen, dass der bezahlte Wärmepreis beim Contracting direkt in die Nebenkosten einfließt und nicht über eine allfällige Mietzinsanpassung abgegolten werden muss (genaueres in Kapitel 3).

Investitionen ins Contracting und die installierte Leistung zeigen ab dem Jahr 2002 steil nach oben. 2004 konnten mit Investitionen von knapp 300 Mio. CHF etwa 80'000 kW

<sup>22</sup> <http://www.swisscontracting.ch/site/deutsch/swiss/default.html> [Stand 24.07.2008]

<sup>23</sup> Ein weiterer Grund ist, dass vom Contractor hohe Vorinvestitionen zu tätigen sind, welche sich nur Unternehmen mit genügend Umsatz leisten können. Diese Bedingung wird von vielen EVU erfüllt.

Leistung<sup>24</sup> installiert werden. Der Anteil der erneuerbaren Energien betrug im selben Jahr mit ca. 25'000 kW rund 31 %. Durch die mit dem Contracting verbundenen Effizienzgewinne konnten 2004 etwas mehr als 12 Mio. kWh, dem Energiegehalt von 840 t Erdöl entsprechend, eingespart werden. (Bernet 2005)

Bei 74 % der Projekte lag die Investitionssumme unter 1 Mio. CHF. Die installierte Leistung<sup>24</sup> kommt bei den meisten Projekten unter 500 kW zu liegen. So sind es vor allem Mehrfamilienhäuser, die vom Contracting profitieren. (Bernet 2005)

Scheitern Contracting-Vorhaben, so liegt das oft an der notwendigen kritischen Grösse. Für die Banken als Kreditgeber lohnt sich der Aufwand zur Prüfung des Vorhabens erst ab Investitionsvolumina von mehr als 10 Mio. CHF. Zusätzlich werden viele Projekte durch den Umstand gehemmt, dass den Kreditinstituten das nötige Know-how für rasche und projektgerechte Entscheide fehlt. Entweder verfügen die Contractoren über genügend finanzielle Reserven – das ist vor allem bei den EVU der Fall – oder sie müssen auf bankenunabhängige Finanzierungs- und Refinanzierungsformen ausweichen. (Wasser- und Energiewirtschaftsamt des Kantons Bern 2008)

Zusätzliches Potenzial für scheiternde Contracting-Vorhaben bieten die komplexen Verhandlungen und Strukturen, die Projekte mit mehreren involvierten Wärmeabnehmern mit sich bringen. Häufig haben die verschiedenen Wärmeabnehmer auch verschiedene alte Heizungssysteme mit unterschiedlichem Erneuerungszeitpunkt. Alle Bedürfnisse in einer Contracting-Lösung unter einen Hut zu bringen erfordert viel Zeit für Verhandlungen und ist eine nicht immer erfüllbare Herausforderung.

Ein weiteres Hemmnis besteht beim Contracting darin, dass die Leistungen des Contractors ausnahmslos Mehrwertsteuerpflichtig sind und somit die Nutzenergie verteuern. Dies wird durch den üblichen Vorsteuerabzug etwas relativiert. (Wasser- und Energiewirtschaftsamt des Kantons Bern 2008)

Ein Risiko für den Contractor besteht auch im Hinblick auf die langfristige Zahlungsfähigkeit des Nutzers. Bei Kunden aus dem öffentlichen Bereich ist dieses Risiko eher gering, bei privatwirtschaftlichen Firmen etwas höher. Umgekehrt besteht für den Kunden das Risiko, das der Contractor Bankrott erklären muss. In dem Fall ist unklar, woher der Kunde die Wärme erhält und was mit den Anlagen passiert.

Die Philosophie des Wärmecontractings kann prinzipiell bei allen technischen Anlagen angewendet werden: Heizungen, Wärme-Kraft-Koppelungen (WKK), Fernwärme, Kälteversorgung, Erdwärme und Sonnenkollektoren. Zudem ist das Contracting offen für neue und zukünftige Technologien wie z. B. der Wasserstofftechnologie.

---

<sup>24</sup> Bei Bernet (2005) wird nicht zwischen elektrischer und Wärmeleistung unterschieden. Deshalb beziehen sich alle Zahlen nicht nur aufs Wärmecontracting, sondern auch auf Contracting mit Strom. Meistens ist der Anteil Strom an der Energie im Verhältnis zur Wärmeenergie gering.

#### A-1.4.3 Projektentwickler/Initianten

Für Initiatoren von neuen NFN oder von grösseren Erweiterungen alter NFN stellen sich ähnliche Probleme, wie für die Contractoren. Komplizierte Besitzstrukturen, (zu) viele involvierte Parteien mit dementsprechend vielen unterschiedlichen Bedürfnissen (z. B. verschiedene bestehende Heizungssysteme, die unterschiedlich lange Lebens- bzw. Amortisationszeiten haben) machen die Entwicklung eines Fern- oder Nahwärmeprojektes je nach dem äusserst schwierig – teilweise unmöglich.

## A-1.5 Akteure auf Seite Wärmenachfrage (Kunden)

### A-1.5.1 Eigentümer der Netze

Die Eigentümer der Netze sind sozusagen die ersten Kunden der von Heizzentralen jeglicher Art gelieferten Wärme. Die erhaltene Wärme verkaufen die Netzeigentümer natürlich wieder ihren Kunden, den Endenergiebezügern.

Zu den Besitzern der Fernwärmenetze zählen sich verschiedene Organisationen, Gemeinden und städtische Werke. Im Jahr 2006 betrug die Netzlänge der im Verband *Fernwärme Schweiz* zusammengefassten Netzbetreiber gut 888 km. Die Längen der einzelnen Netzen variiert dabei von einigen Dutzend Metern bis zu knapp 200 km. (Verband Fernwärme Schweiz 2007)

## A-1.6 Rahmenbedingungen

### A-1.6.1 Preisentwicklung

Zu den Unsicherheiten für Investitionen gehört die Preisentwicklung der Energieträger. Gerade die fossilen Energieträger sind in den letzten Jahren massiv teurer geworden. In den letzten fünf Jahren<sup>25</sup> beispielsweise ist der Preis eines Fasses<sup>26</sup> Brent Crude Oil um fast 400 % gestiegen. Durch die Koppelung des Erdgaspreises an denjenigen von Erdöl stiegen auch die Gaspreise enorm.

Die erneuerbaren Energien zeichnen sich durch die Unabhängigkeit (zumindest im Betrieb) von Öl und Gas aus. Somit wurden – relativ betrachtet – die erneuerbaren Energien in den letzten Jahren immer konkurrenzfähiger. Der einzige kostenlose Energieträger ist das Sonnenlicht. Davon profitieren die thermischen Solaranlagen in grossem Masse.

Um also die Wirtschaftlichkeit einer Anlage zur Bereitstellung erneuerbarer Wärme vorhersagen zu können, muss die Investorin bzw. der Investor Annahmen zur Preisentwicklung der Energieträger treffen. Empirisch hat sich gezeigt, dass nur bei lange kontinuierlich ansteigendem Erdölpreis die KonsumentInnen von einem langfristig erhöhten Preis ausgehen. Kommt es immer wieder zu kürzeren und längeren teilweisen Preisreduktionen, wird häufig entgegen dem langfristigen Trend davon ausgegangen, dass der Preis schon wieder sinken wird. Auf Grund dieser Fehlannahme wird weiterhin in fossile Energieträger investiert und die Energieeffizienz eher aussen vor gelassen.

#### *Erdöl, Erdgas*

Dass die Vorhersage der Preisentwicklung bei Erdöl äusserst schwierig ist, wurde in den letzten Jahren, durch eine von den Vorhersagen stark abweichende Marktentwicklung, eindeutig bewiesen. So sagte die Internationale Energieagentur (IEA) im Jahr 2005 einen Preis von 33 \$/Fass für 2025 voraus, nur eine Jahr später korrigierte die IEA ihre Vorhersage um über 20 Dollar auf 54.1 \$/Fass. Bei diesen Vorhersagen handelt es sich um langfristige Prognosen, welche kurzfristige Effekte wie den derzeitigen Investitionsrückstand in der Ölindustrie oder das Überschiessen der Märkte aufgrund psychologischer Effekte nicht berücksichtigen. Zum Illustration sei an dieser Stelle auf den Preis vom 15. Juli 2008 verwiesen: 143.26 \$/Fass. Wenige Monate danach fielen die Preise aufgrund der verschlechterten Weltwirtschaftslage wieder relativ schnell und dramatisch.

Gemäss einer von der US-Regierung im Juli 2008 veröffentlichten Studie (Sweetnam 2008), wird der Ölpreis<sup>27</sup> im Referenzszenario bis etwa 2017 langsam wieder auf knapp unter 60 \$/Fass absinken um sich danach für die nächsten 10 Jahre stetig wieder der 70 \$/Fass-Marke anzunähern. Im in derselben Studie gerechneten Hochpreisszenario wird der Preis praktisch linear weitersteigen, um bis 2030 etwa bei 120 \$/Fass zu landen.

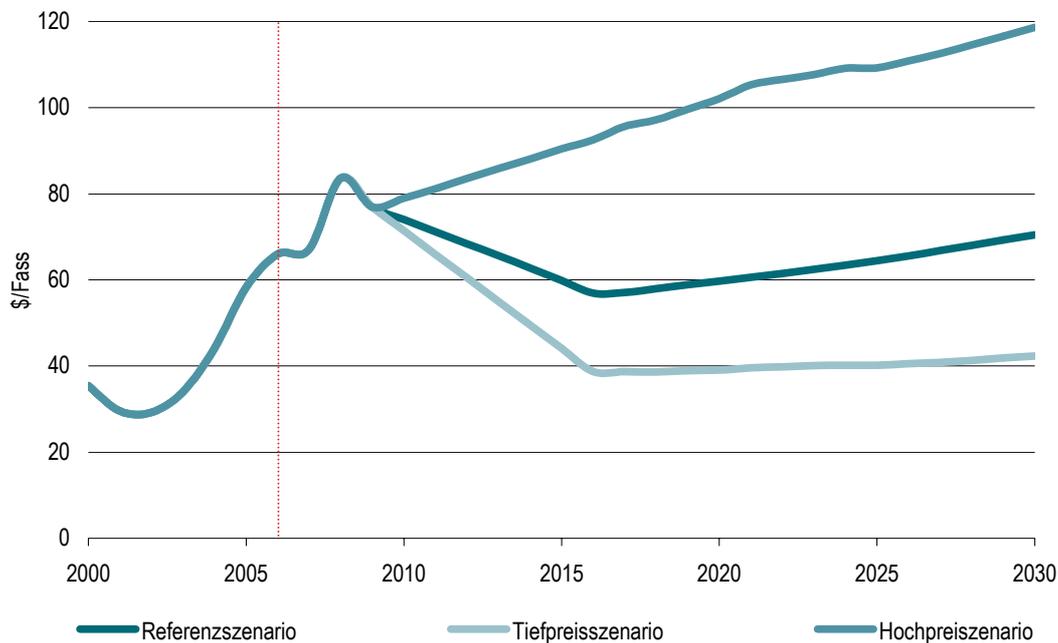
---

<sup>25</sup> Ölpreis nach Stand vom 15. Juli 2008

<sup>26</sup> 1 Fass steht als deutsche Übersetzung für 1 barrel petroleum US. und entspricht einem Volumen von 158,97 Liter.

<sup>27</sup> Alle angegebenen Preise verstehen sich in Dollarwerten aus dem Jahr 2006

Im Tiefpreisszenario hingegen wird der Preis bis 2017 auf knapp 40 \$/Fass sinken und anschliessend langsam linear ansteigen.



econcept

Figur 8: Vorhersage zur Preisentwicklung in \$2006 von einem Fass Erdöl. Daten gemäss Energy Information Administration der USA von Juli 2008. (Sweetnam 2008)

Welches Szenario man auch immer betrachtet, es kann damit gerechnet werden, dass die Ölpreise weiterhin über den bis vor wenigen Jahren gewohnten Preisen zu liegen kommen. Alle Szenarien gehen davon aus, dass der Ölpreis momentan (Juli 2008) überbewertet ist und das Öl wieder billiger wird. Auch sind sie sich darin einig, dass anschliessend die Preise wieder kontinuierlich zu steigen beginnen. Im Zeitpunkt des erneuten Preisanstieges und in der darauf folgenden Steigerungsrate unterscheiden sie sich. Aufgrund der bestehenden Preiskopplung zwischen Erdöl und Erdgas wird sich der Erdgaspreisen wahrscheinlich in ähnlichen Bahnen bewegen.

Zusätzlich auf den Weltmarktpreis für Erdöl und Erdgas wird in der Schweiz eine CO<sub>2</sub>-Abgabe auf fossile Brennstoffe, also Heizöl und Erdgas, erhoben. Sie dient als marktwirtschaftliche Lenkungsabgabe. Momentan (2008) beträgt die Abgabe 12 CHF pro Tonne CO<sub>2</sub>, also ungefähr 3 Rp./l Heizöl. Jährlich wird überprüft, ob vom Parlament vorgegebene CO<sub>2</sub>-Reduktionsziele erreicht wurden. Werden die Reduktionsziele nicht erreicht, kommt es im Folgejahr zu einer Erhöhung der Abgabe. Vom CO<sub>2</sub>-Gesetz<sup>28</sup> (Art. 7, Abs. 2) ist eine maximale Abgabe von 210 CHF pro Tonne CO<sub>2</sub> vorgesehen. Erdgas wird aufgrund der im Verhältnis zu Erdöl kleineren CO<sub>2</sub>-Intensität<sup>29</sup> von der CO<sub>2</sub>-Abgabe weniger verteuert.

<sup>28</sup> Bundesgesetz über die Reduktion der CO<sub>2</sub>-Emissionen (CO<sub>2</sub>-Gesetz), vom 8. Oktober 1999

<sup>29</sup> Die CO<sub>2</sub>-Intensität sagt aus, wie viel CO<sub>2</sub> pro Energieeinheit freigesetzt wird.

Alternativ können sich Schweizer Unternehmer von der CO<sub>2</sub>-Abgabe befreien lassen, insofern sie sich auf freiwilliger Basis gegenüber dem Bund zu einer Reduktion der CO<sub>2</sub>-Emissionen bereiterklären. Dabei erhalten sie vom Bund Emissionsrechte zugeteilt, welche sie handeln können. Erreicht ein Unternehmen die abgemachte Reduktion nicht, kann es bei anderen weitere Emissionsrechte kaufen. Bis zu 8 % des Begrenzungsziels dürfen durch im Ausland gekaufte Emissionsrechte gedeckt werden. Dieses Model hat zwar keinen direkten Einfluss auf den Öl- bzw. Gaspreis, macht aber indirekt den Einsatz von fossilen Brennstoffen teurer.

### *Energieholz*

Bei Holzfeuerungen wird zwischen drei Brennstoffen unterschieden: Stückholz, Pellets und Holzschnitzel.

Der Energieholzpreis ist selten ein ausschliessliches Resultat von Angebot und Nachfrage. Bei einem vollkommen freien Markt wären die Preise für das Energieholz aufgrund des grossen Angebotes wohl einiges tiefer. Im Jahr 2006 wurden ohne KVA fast 2.8 Millionen Kubikmeter Energieholz mit einer Energie von knapp 8.86 TWh genutzt (Primas et al. 2007). Das sofort verfügbare Potenzial wird auf mindestens 5 Millionen Kubikmeter geschätzt. Theoretisch wird von einem Potenzial von 7 bis 8 Millionen Kubikmeter pro Jahr ausgegangen. (Keel 2005)

Beim Stückholz herrscht häufig Selbstversorgung aus dem eigenen Waldbesitz oder aus dem Waldbesitz von Freunden und Bekannten bzw. von Losholzabgaben. Von einem eigentlichen Markt kann deshalb nicht immer gesprochen werden. Das Holz wird meistens durch den Verbraucher aufbereitet. Gleichzeitig gehen die Stückholzfeuerungen immer mehr zurück, d.h. das Potenzial an Stückholz nimmt ständig zu. Deshalb ist es eher unwahrscheinlich, dass der Preis in der Zukunft stark ansteigt. (Keel 2005)

Gemäss Schweizerischer Holzenergiestatistik (Primas et al. 2007) wurden 2006 Pellets im Umfang von ungefähr 85'000 t zur Feuerung verwendet. Davon wurden 80 % in automatischen Pelletsfeuerungen mit einer Leistung von weniger als 50 kW verwendet. Weitere 8 % wurden in grossen Anlagen mit Leistungen von mehr als 300 kW verbrannt. Die jährlich zur Verfügung stehende Menge an Sägemehl und Hobelspänen wird auf 180'000 t geschätzt. Bei konstantem Wachstum der Anlageleistung von 25 % jährlich wäre dieses Potenzial bereits 2010 ausgeschöpft.<sup>30</sup> Mit Einbezug weiterer Rohstoffe wie Waldholz zur Pelletsherstellung wird von einem Rohstoffpotenzial für Pellets von bis zu 500'000 t ausgegangen. Laufend kommen neue Pelletshersteller auf den Markt. Somit reduzieren sich die Transportdistanzen und es entsteht ein Druck auf den Preis. Gleichzeitig zeigte sich im strengen Winter 2005/06 und vor allem im darauffolgenden eher milden Winter, dass die Pelletspreise in der Heizperiode um bis zu 50 % gestiegen sind, um sich im darauffolgenden Frühling mit einem zu Erdöl rund 20 % tieferen Preis wieder zu normalisieren. Da Pellets in der Herstellung oft zu einem Teil abhängig von Erdöl/Erdgas sind, sind die Gestehungskosten für die Pellets unter anderem von der zukünftigen Preisentwicklung von Erdöl abhängig.

---

<sup>30</sup> Basis: Annahme desselben Wachstums für die nahe Zukunft wie in den Jahren 2004 bis 2006.

Zwischen 2000 und 2006 nahm die Anzahl installierter Pelletsheizungen jährlich um ca. 60 % zu. Gerade wegen des gestiegenen Ölpreises wird die Pelletsheizung vermehrt zur Alternative. Dadurch wird sich der Wettbewerb mit Spanplattenwerken, Zellstoffhersteller und anderen Spänekunden verschärfen.

Es ist davon auszugehen, dass die Nachfrage nach Pellets in der Zukunft weiterhin steigen wird, gleichzeitig das Potenzial der Pelletsproduktion aber begrenzt ist. In Anbetracht all dessen wird der Preis der Pellets in Zukunft tendenziell steigen.

Der Preis für Holzschnitzel aus dem Wald wird gemäss Keel (2005) häufig so gewählt, dass er gerade die Gestehungskosten zu decken vermag. Denn Holzschnitzelheizungen werden nicht alleinig zur Wärmeerzeugung gebaut, sie sollen auch dem Wald helfen und die Wirtschaftlichkeit der Forstbetriebe verbessern. Somit ist der Preis für Holzschnitzel ein zumindest teilweise politischer. Dementsprechend sind Voraussagen über die Preisentwicklung für Holzschnitzel schwierig. Im Moment werden im Mittelland pro Schnitzelkubikmeter<sup>31</sup> durchschnittlich 35 bis 45 CHF verlangt.

In Zukunft kann damit gerechnet werden, dass die höheren Preise der Alternativen und das begrenzte Potenzial von Holz bei gleichzeitig steigender Nachfrage zu erhöhten Holzschnitzelpreisen führen werden.

#### *Biogene Abfälle*

Biogene Abfälle sind begehrt. Sie können sowohl in KV-, Biogas- oder Kompostierungsanlagen verwertet werden. In den beiden ersten Anlagentypen wird die freiwerdende Energie zur erneuerbaren Produktion von Wärme und/oder Strom verwendet. Mit dem Ausbau der Biogasanlagen steigt die Nachfrage nach biogenen Abfällen, während die Ressource limitiert ist. Bereits heute kommt es in gewissen Teilen der Schweiz (Ostschweiz, Region Zürich) zu einer erhöhten Konkurrenz um die biogenen Abfälle (Umbach-Daniel und Rütter 2004). Langfristig ist mit einem Anstieg des Preises für biogene Abfälle zu rechnen.

#### *Strom*

Die meisten Wärmepumpen werden mit Strom betrieben und Strom hat somit einen grossen Anteil an den Betriebskosten von Wärmepumpen. Aber nicht nur bei Wärmepumpen, auch bei WKK-Anlagen ist für den wirtschaftlichen Betrieb die Abschätzung des zukünftigen Strompreises wichtig, da diese als Stromproduzenten im Markt auftreten.

Auch beim Strom ist eine Aussage über die zukünftige Preisentwicklung schwierig. Zum einen verändern sich mit der Marktliberalisierung die Rahmenbedingungen, zum anderen folgt der Preis des Sekundärenergieträgers Strom den Preisen der Primärenergieträger. Wie bereits dargelegt, hat sich die Prognose dieser Preisentwicklung als schwierig erwiesen.

Klar ist, dass der Strompreis Anfangs 2008 auf einem historischen Tiefstand war. Zudem ist der internationale Marktpreis im Moment höher als der Durchschnittspreis in der

---

<sup>31</sup> Ein Schnitzelkubikmeter entspricht z.B. bei Laubholz von 25% Feuchte einer Energie von 950 bis 1050 kWh.

Schweiz. Die Überschüsse in den Stromerzeugungskapazitäten in Europa nehmen rasch ab. Viele Kernkraftwerke in Europa wie auch in der Schweiz erreichen in den nächsten 20 Jahren das Ende ihrer ursprünglich veranschlagten Lebensdauer. Für die Schweiz wird weiterhin mit einer steigenden Stromnachfrage gerechnet.

Zudem ist davon auszugehen, dass auf den Strompreis in Zukunft vermehrt Steuern und Lenkungs- bzw. Förderabgaben erhoben werden. Im Moment betragen diese Abgaben rund 10 % des Strompreises, in Deutschland machen sie 40 % aus. Der Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen (VSE) erwartet, dass sich die Energiepreise nach der Marktöffnung im Strombereich nach dem europäischen Markt<sup>32</sup> richten werden. Generelle Teuerung und anstehende Investitionen dürften sich zusätzlich auf den Preis auswirken. Alles in Allem werde laut VSE der Strom in den nächsten Jahren also teurer. Die angekündigten Preisaufschläge im Jahr 2008 scheinen dies zu bestätigen.

### Zinsen

Für eine langfristige Planung ist besonders bei hohen Investitionskosten auch die zukünftige Zinsentwicklung von Bedeutung. Diese ist durch viele Unsicherheiten geprägt und kann aufgrund unvorhergesehener Ereignisse, beispielsweise Naturkatastrophen und Kriege anders als erwartet verlaufen. Grundsätzlich geht man von drei Haupteinflussfaktoren aus: erwarteter Kaufkraftverlust aufgrund von Inflation<sup>33</sup>, erwartetes reales Wachstum der Wirtschaft<sup>34</sup> und die Unsicherheit über diese Grössen<sup>35</sup>, welche zu Risikoprämien Anlass geben (Lengwiler 2007). Gerade im Moment sind aber sowohl die wirtschaftliche Entwicklung als auch die Inflation kritische Faktoren, die sich praktisch nicht vorhersagen lassen. Die Weltwirtschaft steht zu Beginn einer Rezession und die Inflation ist unter anderem aufgrund der Abhängigkeit vom Ölpreis so volatil wie schon lange nicht mehr.

Eine grosse Unsicherheit in der Zinsentwicklung – wie sie im Moment herrscht – kann vor grossen Investitionen abschrecken. Dies gereicht den Technologien zur Produktion erneuerbarer Wärme zum Nachteil, da für sie zu Beginn bekanntlich besonders hohe Investitionen getätigt werden müssen.

### A-1.6.2 MuKE

Die Mustervorschriften der Kantone im Energiebereich<sup>36</sup> (MuKE) vom April 2008 verlangen, dass Neubauten und Erweiterungen bestehender Bauten so gebaut und ausgerüstet werden, dass höchstens 80 % des zulässigen Wärmebedarfs für Heizung und Warmwasser mit nicht erneuerbaren Energien gedeckt werden (Art. 1.20 MuKE). Zur Deckung der restlichen 20 % sind verschiedene Varianten erlaubt, z. B. kann die Isolation weiter verbessert werden oder es können erneuerbare Ressourcen zur Wärmebereitstellung ver-

---

<sup>32</sup> Jahreskontrakt 2009 gemäss NZZ von 17.07.2008: Base load (20:00 – 08:00 Uhr) 13.3 Rp./kWh  
Peak load (08:00 – 20:00 Uhr) 19.0 Rp./kWh

<sup>33</sup> Je grösser die Inflation, desto höher die zu erwartenden Zinssätze

<sup>34</sup> Bei einem ansteigen der Konjunktur ist mit steigenden Zinssätzen zu rechnen, bei einer abflachenden entsprechend mit sinkenden

<sup>35</sup> Je grösser die konjunkturelle Unsicherheit, desto tiefer sollte die Rendite auf sicheren Obligationen sein

<sup>36</sup> Ausgearbeitet und verabschiedet von der Konferenz kantonaler Energiedirektoren (EnDK)

wendet werden. Auch die Kombination verschiedener Massnahmen ist in klar definiertem Rahmen möglich (Art. 1.22 MuKE).

Punkt 10 von Artikel 1.22 der MuKE erwähnt explizit die «Nutzung von Abwärme, z. B. Fernwärme aus KVA, warme Fernwärme aus ARA oder Abwärme aus Industrie; für Heizung und Wassererwärmung ganzjährig». Dadurch erhöht sich die Attraktivität der (erneuerbaren) Fernwärme für Neubauten in den Kantonen, die ihr Kantonsrecht an die MuKE anpassen.

### A-1.6.3 Mietrecht

Für HauseigentümerInnen ist es relevant, ob sie die Kosten einer energetischen Sanierung<sup>37</sup> selber tragen müssen oder (teilweise) auf die MieterInnen überwälzen können. Je nach dem besteht ein Anreiz oder ein Hemmnis für den Umstieg von fossiler auf erneuerbare Wärmeerzeugung. In der Verordnung über die Miete und Pacht von Wohn- und Geschäftsräumen (VMWG) vom 9. Mai 1990 wird zwischen der *Überwälzung von Investitionen auf Nebenkosten* (Art. 5, 6 VMWG) und der *Überwälzung von Investitionen auf den Mietzins* (Art. 12, 14 VMWG) unterschieden.

Gemäss Art. 5 der VMWG ist die Überwälzung von Investitionen auf die Nebenkosten ausgeschlossen. Es dürfen nur die tatsächlichen Aufwendungen, welche mit dem Betrieb der Heizungs- oder der Warmwasseraufbereitung direkt zusammen hängen, als Heizungs- und Warmwasserkosten verrechnet werden. Dazu gehören neben den Kosten für die verbrauchte Energie auch Reinigungskosten, periodische Revisionen und Wartungen. Artikel 6 VMWG untersagt ausdrücklich das Anrechnen von Reparaturen, Erneuerungen, Verzinsung und Abschreibung als Heizungs- und Warmwasseraufbereitungskosten der Nebenkosten. Kommen hingegen Heizenergie oder Warmwasser aus einer nicht zur Liegenschaft gehörenden Zentrale, die nicht Teil der Anlagekosten ist, können die tatsächlich anfallenden Kosten von den EigentümerInnen den MieterInnen in Rechnung gestellt werden (Art. 6a VMWG). Dieser Fall trifft beispielsweise bei Nah- und Fernwärmeverbänden oder im Rahmen von Energie-Contracting-Modellen ein und macht diese beiden Alternativen für VermieterInnen besonders attraktiv.

Wertvermehrung und Werterhalt werden bei einer Einzelmassnahme – wie dem Ersetzen einer Heizung – unterschiedlich interpretiert. In der Regel sind Sanierungsinvestitionen gleichzeitig wertvermehrend und werterhaltend. Ersatzinvestitionen mit wertvermehrendem Anteil (z. B. Ersatz einer alten Liftanlage durch ein schnelles, sicheres, stromsparendes Modell) berechtigen zu Mietzinserhöhungen im Umfang des damit verbundenen Mehrwertes. Der vollkommen gleichwertige Ersatz bereits zuvor vorhandener Einrichtungen berechtigt nicht zu einer Mietzinserhöhung und ist den VermieterInnen zu tragen. (Ott et al. 2005)

<sup>37</sup> Ein mögliches Beispiel wäre der Ersatz einer Erdölheizung durch eine mit höheren Investitionskosten und geringeren Betriebskosten verbundene Wärmepumpe.

Seit dem 1. Januar 2008 gelten explizit auch Massnahmen zur *rationelleren Energienutzung* und *Massnahmen zum Einsatz erneuerbarer Energien* als Mehrleistungen des Vermieters (Art. 14 Abs. 2 VMWG), insofern sie über die Kosten zur Wiederherstellung oder Erhaltung des ursprünglichen Zustandes hinausgehen (Art. 14 Abs. 3 VMWG). Diese Ergänzung wurde nötig, da sich in der Praxis bei energiesparenden Einzelmassnahmen zwischen Vermieter- und Mieterorganisationen unterschiedliche Einschätzungen über den wertvermehrenden Anteil der Investitionen ergeben haben. Der Mieterverband gab bei einer Heizungssanierung einen wertvermehrenden Anteil von 15 bis 25 % an, während der Hauseigentümerverband Schweiz (HEV) einen Überwälzungsanteil von 40 bis 80 % vorschlug. Die dadurch entstandenen Unsicherheiten konnten die Vermieter von Investitionen in energetisch wirksame Massnahmen abhalten. Die Änderungen im VMWG sollen zur Klärung der Rechtslage beitragen und Investitionsentscheide dahingehend begünstigen, dass die Möglichkeiten zur Überwälzung der Kosten energetisch wirksamer Massnahmen klarer definiert und in ihrem Umfang besser abschätzbar werden. Gleichzeitig wird die Mieterschaft geschützt, in dem ihr keine zusätzlichen Unterhaltskosten aufgebürdet werden können. Insgesamt erhofft man sich durch die Änderungen vermehrt Investitionen der VermieterInnen und somit einen verminderten Energieverbrauch und eine Reduktion der Schadstoffemissionen. (Parlamentsdienste 2007)

Für umfassende Überholungen, d. h. es werden mehrere Teile des Gebäudeinneren oder der Gebäudehülle erneuert, kennt das Mietrecht eine Sonderregelung (Art. 14 VMWG): 50 bis 70 % der anfallenden Kosten gelten als wertvermehrnde Investitionen. (Ott et al. 2005)

## A-1.7 Stiftung Klimarappen

### A-1.7.1 Allgemeines

Mit der Unterzeichnung des Kyoto-Protokolls hat sich die Schweiz dazu verpflichtet, ihre CO<sub>2</sub>-Emissionen in den Jahren 2008 bis 2012 durchschnittlich um 10 % gegenüber dem Referenzjahr 1990 zu senken. Als eine Massnahme zur Zielerreichung beschloss der Bundesrat im März 2005 einen Klimarappen für Kraftstoffe einzuführen. Der Klimarappen ist eine freiwillige Massnahme der Wirtschaft<sup>38</sup>. Die Abgabe ist auf alle Diesel- und Benzinimporte zu entrichten und beträgt 1.5 Rp./l.

Die Stiftung Klimarappen (SKR) verwaltet für die Wirtschaft die jährlichen Abgaben von rund 70 Mio. CHF. Sie hat sich verpflichtet, dafür zu sorgen, dass von 2008 bis 2012 neun Millionen Tonnen CO<sub>2</sub> weniger emittiert werden. Mindestens eine Million Tonnen ist im Inland einzusparen. Die Reduktion in der Schweiz soll zum einen durch die Förderung von sparsamer Fahrweise, des Car-Sharings und der Verwendung alternativer Kraftstoffe im Verkehr erzielt werden, zum anderen mittels Emissionsreduktionen im Gebäudebereich (Gebäudeprogramm). Die Reduktion im Ausland erfolgt über den Einkauf handelbarer ausländischer CO<sub>2</sub>-Zertifikate.

Die SKR setzt das eingenommene Geld in der Schweiz für drei Programme ein:

- 1 Das Gebäudeprogramm (läuft vom 1. Juni 2006 bis Ende 2009)
  - Es unterstützt Erneuerungen an der Gebäudehülle.
  - Die Beiträge werden gemäss festgelegten Fördersätzen ausbezahlt.
- 2 Das Auktionsprogramm (läuft vom 1. Juli 2006 bis Ende 2008)
  - Dieses Modell basiert auf einem Auktionssystem. Die der SKR zur Verfügung stehenden Gelder werden gemäss der Kosteneffizienz (gemessen in CHF/t CO<sub>2</sub>) solange eingesetzt, bis alle Mittel ausgeschöpft sind.
- 3 Das Programm Grossprojekte
  - In dieses Projekt werden nur Grossprojekte mit einer Reduktion von mindestens 10'000 t CO<sub>2</sub> bis Ende 2012 aufgenommen. Als Bemessungsgrundlage dient die Kosteneffizienz pro eingesparte Tonne CO<sub>2</sub>.

#### *Das Auktionsprogramm*

Bei den von der SKR veranstalteten Auktionen können Projekte eingereicht werden, die massgeblich zur Reduktion des CO<sub>2</sub>-Ausstosses beitragen. Die Projekte werden von unabhängigen Experten geprüft. Der Auktionator entscheidet über die Zulassung des Projektes zur Auktion. Neben der formellen Korrektheit müssen folgende Kriterien erfüllt werden:

---

<sup>38</sup> Die Wirtschaft will mit dem Klimarappen die Einführung einer CO<sub>2</sub>-Abgabe auf Treibstoffe verhindern.

- Das Projekt muss mehr als 1'000 t CO<sub>2</sub> einsparen.
- Das Projekt emittiert weniger CO<sub>2</sub> als das Referenzprojekt<sup>39</sup>. (Emissionsadditionalität)
- Die Additionalität muss gegeben sein, d. h. ein Projekt würde ohne die Finanzierung der SKR nicht zustande kommen.
- Es muss ein Wirkungsnachweis erbracht werden. Damit ist gemeint, dass die Emissionsreduktionen vorgängig berechnet werden müssen.
- Für ein Projekt muss festgelegt werden, wie hoch der gebotene Preis pro reduzierte Tonne CO<sub>2</sub> sein wird.
- Das Projekt muss in der Schweiz realisiert werden.
- Das Projekt muss aus den Bereichen Abwärmenutzung, Effizienzverbesserungen Treibstoff, erneuerbare Treibstoffe, erneuerbare Wärme (z. B. Wärmeverbünde mit erneuerbaren Energien) oder Effizienzverbesserung bei Prozesswärme kommen.

Am Ende einer Auktionsrunde wird von der SKR das Auktionsvolumen festgelegt. Danach ersteigert sie der Reihe nach jeweils die Projekte mit den tiefsten Kosten pro eingesparte Tonne CO<sub>2</sub>. Dies solange, bis das Auktionsvolumen ausgeschöpft ist. Erfolgreiche Projekte schliessen mit der SKR einen Vertrag über die entsprechenden Abgeltungen ab. Ausbezahlt wird jährlich gemäss den tatsächlich erzielten CO<sub>2</sub>-Reduktionen in der Periode 2008 bis 2012. Deshalb müssen die effektiven Emissionsreduktionen mit einem Monitoring ermittelt werden. Insgesamt sollen mehr als 300'000 t CO<sub>2</sub> mit dem Auktionsprogramm eingespart werden.

Da der Klimarappen 2012 ausläuft, findet die letzte Auktion am 31. Dezember 2008 statt. Die Beitragszeit wäre bei später akquirierten Projekten zu kurz. (Stiftung Klimarappen 2007)

#### *Aktueller Stand des Auktionsprogramms*

In bisher sechs Auktionsrunden hat die SKR CO<sub>2</sub>-Emissionsreduktionen ersteigert. Insgesamt wurden 86 Projekte eingereicht, von denen 35 zur Auktion zugelassen wurden. Aus 34 Projekten wurden schlussendlich CO<sub>2</sub>-Emissionsreduktionen im Umfang von 121'000 t CO<sub>2</sub> im Zeitraum 2008 bis 2012 ersteigert. Der durchschnittliche Preis lag bei 92 CHF pro Tonne CO<sub>2</sub>.<sup>40</sup>

#### A-1.7.2 Erfahrungen

##### *Abwärme*

Gemäss den Aussagen der Stiftung Klimarappen ist die technische Nutzung von Industrieller Abwärme nicht trivial. Auch aus organisatorischer Sicht seien etliche Hemmnisse vorhanden. Insgesamt gäbe es zwar viel Abwärme, die Verfügbarkeit sei aber häufig nicht gegeben. Zum einen sei Abwärme häufig nicht als Bandenergie vorhanden, zum anderen werde Abwärme nur zur Verfügung gestellt, wenn kein Einfluss auf das «Kern-

<sup>39</sup> Das Referenzprojekt ist das (hypothetische) Projekt, das aufzeigt, was für eine Entwicklung die CO<sub>2</sub>-Emissionen ohne die finanzielle Unterstützung des Projektes durch die SKR genommen hätte.

<sup>40</sup> Gemäss

<http://www.klimarappen.ch/klimarappen/frame.asp?Page=/klimarappen/shop/store/pages/detail.asp&IDPage=25&PageKatalogeID=53&banner=&button=&Frame=1> [Stand: 16. 10. 2008]

geschäft» zu befürchten sei. Häufig genüge aber nicht einmal der Nachweis, dass kein Einfluss auf das Kerngeschäft zu erwarten sei. Verbreitet sei ein «Gartenhag-Denken» anzutreffen: Man wolle unter keinen Umständen Einblick in die eigenen Produktionsabläufe geben und sei deshalb der betriebsexternen Nutzung von Abwärme abgeneigt. Finanzielle Anreize griffen erst, wenn die Entgeltung relativ hoch sei.

Zudem zeigten die Erfahrungen, dass in aller Regel nur Contractoren in der Lage seien, grosse Abwärmenutzungsprojekte zu realisieren.

#### *Holz*

Die Erfahrungen der Stiftung Klimarappen zeigten, dass der Einsatz von Holz als Wärmequelle für Fernwärmenetze noch nicht wirtschaftlich sei, insofern die Netzkosten berücksichtigt würden. Nicht zu unterschätzen seien die regional sehr unterschiedlichen Holzpreise. Zu dem sei die beobachtbare «economy of scale» nur sehr klein.

Anzumerken ist aber, dass sich wirtschaftlich konkurrenzfähige Projekte nicht bei der Stiftung melden, da sie keine Unterstützung brauchen. Somit müssen die Aussagen der SKR eventuell etwas relativiert betrachtet werden.

#### *System Klimarappen*

Das von der Stiftung Klimarappen umgesetzte Förderprogramm habe sich grundsätzlich bewährt. Es zeige sich, dass mit einer jährlichen Förderung die Effizienz gut kontrolliert werden könne. Zudem komme es aufgrund des gewählten Systems zu keinen Liquiditätsengpässen. Beim Gebäudeprogramm seien im Gegensatz Investitionsbeiträge nötig. Eine jährliche Unterstützung empfehle sich in diesem Fall nicht.

Auch scheine es kein Hemmnis zu sein, dass die finanzielle Unterstützung durch die Stiftung nur bis 2012 laufe, während die für die CO<sub>2</sub>-Reduktion notwendigen Mehrausgaben häufig auch noch nach 2012 anfielen. Unter anderem gelänge es den Initianten teilweise auch die nach 2012 anfallenden Mehrausgaben auf den Zeitraum der Unterstützungszahlungen zu überwälzen.

Für die SKR sei im Moment relativ unangenehm, dass nicht klar sei, was nach 2012 mit der Stiftung passiere. Das sei schade, da im Moment eine funktionierende Infrastruktur und Organisation vorhanden sei, die nun nach und nach heruntergefahren werden müsse.

Die Förderinstrumente «Klimarappen» und «Einspeisevergütung für erneuerbare Wärme» haben dadurch, dass der Klimarappen 2012 ausläuft, praktisch keine Überschneidung.