

Änderungen der Energieverordnung

**Erläuternder Bericht
zum Vernehmlassungsentwurf
vom 27. Juni 2007**

Inhaltsverzeichnis

INHALTSVERZEICHNIS 2

I. ERLÄUTERUNGEN EINZELNER BESTIMMUNGEN DER ÄNDERUNGEN DER ENERGIEVERORDNUNG..... 4

Art. 1 Begriffe 4

Art. 1d Pflicht und Inhalt des Herkunftsnachweises..... 5

2. Kapitel: Anschlussbedingungen für fossile und erneuerbare Energien nach Artikel 7 des Gesetzes 5

Art. 2 Allgemeine Anforderungen..... 5

Art. 2a Regelmässig produzierte Energie und Nutzung der erzeugten Wärme..... 5

Art. 2b,2c, 2e Marktorientierte Bezugspreise, Wasserkraftwerke, Kommission 5

Art. 2d Gaskraftwerke 6

2a. Kapitel: Anschlussbedingungen für Elektrizität aus erneuerbaren Energien nach Artikel 7a des Gesetzes 6

1. Abschnitt: Allgemeine Bestimmungen, Neuanlagen.....6

Art. 3 Allgemeine Bestimmungen..... 6

Art. 3a Neuanlagen 6

2. Abschnitt: Vergütung, ökologischer Mehrwert, Zubaumengen, Verfahren6

Art. 3b Gestehungskosten von Referenzanlagen 6

Art. 3c Abgeltung des ökologischen Mehrwerts 7

Art. 3d Jährliche Absenkung und Dauer der Vergütung 7

Art. 3e Anpassung der Gestehungskosten 7

Art. 3f Periodische Zubaumengen für die Photovoltaikanlagen..... 8

Art. 3g Anmelde- und Bescheidverfahren 8

3. Abschnitt: Zuschlag für die Übernahme von Elektrizität8

Art. 3h Festlegung, Erhebung und Auszahlung des Zuschlags..... 8

4. Abschnitt: Meldepflichten, Berichterstattung.....9

5. Abschnitt: Wettbewerbliche Ausschreibungen.....9

Art. 4 und 5	9
2b. Kapitel: Eintritt in das und Austritt aus dem Einspeisemodell nach Artikel 7a des Gesetzes	10
Art. 6	10
3a. Kapitel: Gebäudebereich	10
Art. 11a	10
4. Kapitel: Förderung und Risikoabsicherung	11
3a. Abschnitt: Risikoabsicherung	11
Aufhebung von Artikel 26 Absatz 1	11
Art. 28b Übergangsbestimmung	11
Erläuterungen zu Anhang 1.1 (Anschlussbedingungen für Kleinwasserkraft).....	12
Erläuterungen zu Anhang 1.2 (Anschlussbedingungen für Photovoltaik)	14
Erläuterungen zu Anhang 1.3 (Anschlussbedingungen für Windenergie)	15
Erläuterungen zu Anhang 1.4 (Anschlussbedingungen für Geothermieranlagen)	17
Erläuterungen zu Anhang 1.5 (Anschlussbedingungen für Biomasseenergieanlagen)	18
Erläuterungen zu Anhang 1.6 (Risikoabsicherung für Geothermieranlagen)...	24
Erläuterungen zu Anhang 2.3 (Anforderungen an das Inverkehrbringen von netzbetriebenen elektrischen Haushaltslampen (Lichtquellen)	26

I. Erläuterungen einzelner Bestimmungen der Änderungen der Energieverordnung

Die Systematik der Änderungen der EnV entspricht derjenigen der Änderungen des EnG. Was insbesondere die Vorschriften des EnG über Anschlussbedingungen für fossile und erneuerbare Energien (Art. 7), über Anschlussbedingungen für Elektrizität aus erneuerbaren Energien (Art. 7a), über Lieferung von Elektrizität aus erneuerbaren Energien (Art. 7b) und über Anschlussbedingungen nach Artikel 7 des heute noch geltenden EnG (Übergangsbestimmungen des neuen EnG, Art. 28a) betrifft, so werden diese Bestimmungen im 2. Kapitel (Art. 2ff.), im 2a. Kapitel (Art. 3ff.) und in Artikel 28b der EnV umgesetzt. Artikel 7b EnG erfordert keine Ausführungsbestimmungen. Einerseits ist darin nach dem Grundsatz des Subsidiaritätsprinzips die Branche aufgerufen, unter sich tätig zu werden (Art. 7b Abs. 1 - 3), andererseits besteht zurzeit noch kein Handlungsbedarf (Art. 7b Abs. 4).

Neben den Produzenten nach Artikel 7, 7a, 7b und 28a sind noch die übrigen Produzenten zu erwähnen, für die keine Regelung der Anschlussbedingungen bzw. der Lieferungen von Elektrizität besteht, wie die Kernkraftwerke sowie die Wasserkraftwerke mit einer Leistung über 10 MW (Umkehrschluss aus Art. 7 Abs. 1 EnG).

Es wurde darauf verzichtet, den Begriff der Bruttowertschöpfung nach Artikel 15b Absatz 3 Satz 1 EnG in der Verordnung zu definieren. Einzelfragen zum Begriff, der in der Betriebswirtschaftslehre umschrieben ist, sind im Anwendungsfall zu prüfen. Zudem ist nicht vorgesehen, von der Härtefallklausel nach Artikel 15b Absatz 3 Satz 2 EnG Gebrauch zu machen. Insbesondere hat sich herausgestellt, dass es sehr schwierig ist, generell-abstrakte Kriterien für die Verordnung zu finden, die in der Praxis handhabbar wären.

Aus technischen Gründen kommt für die Umsetzung der neuen Bestimmungen des EnG praktisch nur eine Inkraftsetzung auf den 1. Oktober, den Beginn des hydrologischen Jahres, in Frage. Bei der StromVV ist für mehrere Bereiche die Inkraftsetzung aus Dringlichkeitsgründen vorzuziehen. Aus heutiger Sicht müssen daher diese Bestimmungen voraussichtlich auf den 1. Januar 2008, die übrigen Bestimmungen auf den 1. Oktober 2008 in Kraft gesetzt werden.

Die einzelnen Bestimmungen werden nur insoweit erläutert, als dies für das Verständnis erforderlich ist.

Art. 1 Begriffe

Buchstabe a ist deckungsgleich mit Artikel 4 Buchstabe b StromVG. Buchstabe f deckt den Begriff der erneuerbaren Energien in Artikel 7, 7a, 7b und 28a EnG ab. Buchstabe h beschreibt Anlagen, die neben der Umwandlung eines (fossilen oder erneuerbaren) Energieträgers in Elektrizität auch eine Wärmenutzung erlauben – entweder durch direkte Nutzung der Abwärme aus dem Umwandlungsprozess oder durch Auskopplung von nutzbarer Wärme aus einem thermodynamischen Kreisprozess. Sie fallen entweder unter Artikel 7 Absatz 1 EnG (fossile betriebene Anlagen) oder unter Artikel 7a Absatz 2 (mit erneuerbaren Energien betriebene Anlagen der effizientesten Technologie). Hybridanlagen (Bst. o), die aus zwei oder mehreren erneuerbaren Energiequellen Strom erzeugen, werden von der Verordnung ebenfalls erfasst, um betrieblich interessante Kombinationen von erneuerbaren Energien (zum Beispiel Geothermie und Holz) nicht auszuschliessen.

Art. 1d**Pflicht und Inhalt des Herkunftsnachweises**

Die Bestimmung entspricht weitgehend bisherigem Recht. Neu ist insbesondere die Pflicht des Herkunftsnachweises, die sich auf die neue Kompetenz in Artikel 5a EnG abstützt. Absatz 1 wurde Artikel 2 Absatz 1 der entsprechenden UVEK-Verordnung (SR 730.010.1) entnommen, die im Nachgang anzupassen sein wird. Absätze 3 und 4 dienen dazu, den Missbrauch im Umgang mit dem Nachweis zu verhindern.

2. Kapitel:**Anschlussbedingungen für fossile und erneuerbare Energien nach Artikel 7 des Gesetzes****Art. 2****Allgemeine Anforderungen**

Diese Bestimmung entspricht im Wesentlichen dem geltenden Artikel 2 EnV (Allgemeine Anforderungen an die Anschlussbedingungen für unabhängige Produzenten). Die Vergütung nach Absatz 1 entspricht einem Jahresmittelpreis. Vereinbarungen zwischen Produzenten und der Bilanzgruppe für erneuerbare Energien, z. B. über Spitzen- und Bandstrom oder über jahreszeitliche Lieferungen (Sommer/Winter), können davon abweichen. Zu Absatz 5 ist zu bemerken, dass die Einspeisung von Strom als solche nicht als störende Einwirkung auf das Netz gilt. In Absatz 6 wird die Verteilung der Kosten etwa für die Erstellung der Erschliessungsleitungen klarer formuliert; die Bestimmung fordert einerseits ein finanzielles Engagement der Produzenten, andererseits verhindert sie eine Diskriminierung der Produzenten.

Art. 2a**Regelmässig produzierte Energie und Nutzung der erzeugten Wärme**

Die im Wesentlichen aus dem bisherigen Artikel 3 Absatz 2 EnV übernommene Beschreibung, was als regelmässig produzierte Energie gilt, ist für fossil erzeugte Elektrizität nötig, weil bei dieser nur für regelmässig produzierte Energie eine Abnahme- und Vergütungspflicht besteht. Damit soll dem Netzbetreiber die Möglichkeit geboten werden, sein Netz sicher zu bewirtschaften.

Bei der Stromproduktion durch Verbrennung erneuerbarer Energien (Biomasse und Abfall aus Biomasse) oder mit Geothermie wird technologieabhängig eine minimale Wärmenutzung vorgeschrieben, um eine gute Gesamtausnutzung des Brennstoffs resp. der Geothermie zu gewährleisten. Somit haben auch Anlagen Anrecht auf kostenbasierte Vergütung des Stroms, die wegen kleiner Leistungsgrösse und einsetzbarer Technologie nur einen relativ geringen elektrischen Nutzungsgrad erreichen können.

Art. 2b, 2c, 2e**Marktorientierte Bezugspreise, Wasserkraftwerke, Kommission**

Diese Bestimmungen entsprechen den Artikeln 4, 5 Absatz 1 und Artikel 6 der geltenden EnV. Artikel 5 Absatz 2 der geltenden EnV findet sich nun in der Übergangsbestimmung von Artikel 28b Absatz 2 EnV.

Art. 2d**Gaskraftwerke**

Grundlage dazu ist Artikel 7 Absatz 1 EnG am Ende.

2a. Kapitel: Anschlussbedingungen für Elektrizität aus erneuerbaren Energien nach Artikel 7a des Gesetzes**1. Abschnitt: Allgemeine Bestimmungen, Neuanlagen****Art. 3 Allgemeine Bestimmungen**

Wo möglich wird in diesem Artikel auf die für Artikel 7 EnG geltenden Ausführungsbestimmungen verwiesen.

Art. 3a Neuanlagen

Nach Artikel 7a Absatz 1 können für nach dem 1. Januar 2006 neu gebaute Anlagen die Gestehungskosten geltend gemacht werden. Damit sich auch die Erneuerung oder Erweiterung bereits früher in Betrieb genommener Anlagen lohnt resp. deren Stilllegung vermieden werden kann, sollen auch sie in den Genuss der Vergütung kommen, wenn sie wesentlich erweitert oder erneuert werden. Als solche können nur Anlagen gelten, bei denen im Jahre 2006 oder später entweder grosse Investitionen getätigt wurden oder die eine markant gesteigerte Produktion aufweisen. Um zu verhindern, dass bestehende Anlagen mit einer Alibi-Investition und allenfalls gar ohne Mehrproduktion in den Genuss der kostenbasierten Vergütung gelangen, wurde in Buchstabe a die Mindestinvestition auf 50% des für eine neue Anlage gleicher Leistung erforderlichen Kapitals festgelegt. Zudem werden Mindestanforderungen an das Lebensalter der bestehenden Anlage gestellt. Anrechenbar sind sämtliche für den Betrieb zwingend erforderlichen Investitionen, die in den fünf Jahren vor Inbetriebnahme der letzten Erweiterung bzw. Erneuerung getätigt wurden. Wenn eine Anlage nach Buchstabe b mit geringeren Investitionen eine Zusatzproduktion erreicht, trägt sie ebenfalls zum Gesamtziel (zusätzlich 5'400 GWh/a) bei, ist deshalb förderungswürdig und soll daher die kostenbasierte Vergütung auch beanspruchen können. Die minimalen jährlichen Zusatzproduktionen werden technologiespezifisch in den Anhängen zur EnV festgelegt. Damit wird den unterschiedlichen Rahmenbedingungen Rechnung getragen.

2. Abschnitt: Vergütung, ökologischer Mehrwert, Zubaumengen, Verfahren**Art. 3b Gestehungskosten von Referenzanlagen**

Zu Absatz 1: Um die Vielfalt der in der Praxis vorkommenden Anlagen möglichst gut abzubilden, müssen Referenzanlagen nach Technologie, Einsatzgebiet und Leistungsklasse unterschiedlich definiert werden. Damit wird unter anderem verhindert, dass bei einem zu groben Referenz-Raster Anlagen nicht gebaut oder stillgelegt werden, andere aber übermässige Gewinne realisieren. Die Vergütungen richten sich nach den Gestehungskosten dieser Referenzanlagen. Bei der Berechnung

Entwicklung der Marktpreise von Brennstoffen (vor allem von Biomasse), der Zinssätze, bei grossem Einfluss der tatsächlichen Wetterverhältnisse (Wind-Vollbetriebsstunden, Wasserführung).

Damit wird die Gefahr gemindert, dass bereits im System laufende Anlagen mit der Zeit entweder übermässig Gewinne realisieren oder wegen zunehmender Unwirtschaftlichkeit vorzeitig stillgelegt werden.

Art. 3f **Periodische Zubaumengen für die Photovoltaikanlagen**

Die periodischen Zubaumengen richten sich nach den ungedeckten Kosten (Gestehungskosten der Referenzanlagen minus den Marktpreis). Da die Gestehungskosten je nach Kategorie sehr stark divergieren und der zu erwartende Mix der Anlagen nicht bekannt ist, können die anfallenden ungedeckten Kosten pro kWh der realisierten Anlagen nicht präzise vorausgesagt werden. Bis zum Erreichen der 5% Grenze (über 50 Rp/kWh Mehrkosten; Art. 7a Abs. 4 Bst. b Ziff.1 EnG) können mit den fixierten Gestehungskosten etwa Anlagen im Umfange von 25MW vergütet werden. Mit der festgelegten Degression von 5% ist je nach Zusammensetzung des Anlagenmixes diese erste Preisgrenze innert einem bis fünf Jahren unterschritten. Mit der Freigabe eines Erstjahreskontingentes von 12 MW und weiteren Jahreskontingenten (rund 4 bis 12 MW pro Jahr), welche dem eingehenden Anlagenmix angepasst werden müssen, soll eine kontinuierliche jährliche Entwicklung erreicht werden.

Art. 3g **Anmelde- und Bescheidverfahren**

Der Netzgesellschaft kommt die Aufgabe zu, die Projekte zu prüfen. Dies ist im Sinne einer Vereinfachung der Prozesse und nicht zuletzt Folge davon, dass sie nach Artikel 15b Absatz 1 EnG die Zuschläge erhebt.

Das Anmelde- und Bescheidverfahren hat zum Zwecke, die Planungssicherheit zu gewährleisten. Nur in Kenntnis der sich in Planung und Realisation befindenden Anlagen ist es möglich zu wissen, ob ein Projekt noch innerhalb der Technologie- oder der Gesamtkostendeckelung des Gesetzes eine Vergütung erhalten kann. Ohne diese Kenntnis werden vor allem Anlagen mit langen Realisationszeiträumen keine genügende Investitionssicherheit haben. Dies wäre insbesondere darum fatal, weil die günstigen Technologien eher lange Planungs- und Bauzeiten benötigen. Ohne diese Anlagen aber wären die gesetzlich vorgegebenen Ziele kaum zu erreichen.

3. Abschnitt: Zuschlag für die Übernahme von Elektrizität

Art. 3h **Festlegung, Erhebung und Auszahlung des Zuschlags**

Die Rollen sind hier folgendermassen aufgeteilt: Das BFE legt jährlich und zum voraus den Zuschlag fest. Die Netzgesellschaft erhebt den Zuschlag vierteljährlich bei den Netzbetreibern; diese Periodizität gewährleistet, dass der Fonds zur Äufnung aus den Zuschlägen nach Artikel 3i regelmässig mit genügenden finanziellen Mittel gespiesen wird. Die Bilanzgruppe für erneuerbare Energien zahlt die volle Vergütung an die Produzenten, und zwar ebenfalls vierteljährlich. Damit werden Zinslasten bei den Netzbetreibern vermieden, wie sie nach heutigem System der Kostenvergütung bei diesen anfallen. Der letzte Satz von Absatz 3 stellt sicher, dass die Bilanzgruppe bzw. der Fonds nicht in Liquiditätsprobleme gelangen. Die Kostenüberwälzung von den Netzbetreibern auf die Endverbraucher ist bereits auf Gesetzesstufe geregelt (Art. 15b Abs. 2 EnG).

Der Marktpreis (Abs. 2) sollte auf möglichst transparenten und liquiden Produkten definiert werden. Deshalb bieten sich dazu in erster Linie Börsenprodukte an. Für die Schweiz hat zum heutigen Zeitpunkt die European Energy Exchange (EEX) in Deutschland die grösste Bedeutung. An dieser Börse wird seit Ende 2006 auch Spothandel für das Marktgebiet Schweiz angeboten. Das Marktgebiet Schweiz umfasst die Regelzone swissgrid. Börsentäglich um 10.30 Uhr findet jeweils eine Auktion für jede der 24 Stunden des folgenden Tages statt. Der Swissix („Swiss Electricity Index“) ist der Durchschnittspreis für das Marktgebiet Schweiz. Als Marktpreis gilt nach Absatz 2 der mengengewichtete Durchschnitt des täglich publizierten Swissix-Baseloads. Er soll quartalsweise bestimmt und vom BFE publiziert werden. Als Basis soll der bestgeeignetste Marktplatz für Spotpreise verwendet werden.

Art. 3i Fonds zur Äufnung aus den Zuschlägen

Grundlage dazu ist Artikel 15b Absatz 5 EnG.

4. Abschnitt: Meldepflichten, Berichterstattung

Die Meldepflichten und die Pflicht zur Berichterstattung der Netzgesellschaft an das BFE dienen nicht zuletzt dem Controlling der Finanzströme.

In diesem Zusammenhang ist auf Artikel 20 Absatz 3 EnG zu verweisen, wonach der Bundesrat alle fünf Jahre die Wirkung der Massnahmen des EnG zu beurteilen und der Bundesversammlung Bericht zu erstatten hat. Der Bundesrat wird gegebenenfalls ausserhalb dieser Periodizität Bericht erstatten, dann nämlich, wenn sich die Zuschläge den gesetzlichen Kostendeckeln nähern und Entscheide über das weitere Vorgehen zu treffen sind.

5. Abschnitt: Wettbewerbliche Ausschreibungen

Art. 4 und 5

Wettbewerbliche Ausschreibungen für Effizienzprogramme werden in vielen Ländern erfolgreich angewendet und tragen dazu bei, neueste Technologien und effizienteste Energieanwendungen in der praktischen Anwendung zu beschleunigen bzw. den Konsumentinnen und Konsumenten einen direkten Anreiz zu geben. Grundsätzlich sind Effizienzprogramme in vielen Anwendungsbereichen möglich. Projektträgerschaften können sowohl durch öffentliche als auch private Organisationen und Unternehmen gebildet werden. Der Gesetzgeber lässt es offen, in welchen Bereichen die Effizienzprogramme ansetzen sollen, legt jedoch einen Schwerpunkt auf den Gebäudesektor. In diesem Sinne sollen die spezifischen Effizienzprogramme im Rahmen dieses Ausschreibemodells die kantonalen Massnahmen im Gebäudebereich gezielt mit inhaltlich und zeitlich klar umgrenzten Projekten ergänzen. Die Koordination mit dem bereits bestehenden Globalbeitragssystem der Kantone sowie mit dem Klimarappen ist dabei zu gewährleisten.

Die Vergabe der Mittel an die berücksichtigten Effizienzprojekte hat zentral zu erfolgen. Entweder wird das BFE dies selber erledigen, oder es erteilt einer speziell zu bildenden Agentur einen Auftrag. Im Rahmen des Programms EnergieSchweiz, mit welchem gleichzeitig die Kantone, die Wirtschaft und die Umwelt- und Konsumentenverbände angesprochen werden, erscheint eine solche Regelung aus Sicht der Praxis und im Sinne der Koordination der verschiedenen Aktivitäten sinnvoll. Die Durchführung der Ausschreibungen durch eine spezielle Stelle (BFE oder Agentur), welche aus den bereits bestehenden Effizienzagenturen und unter Beizug der Energiewirtschaft und der Kantone

gebildet werden soll, erscheint als effektivste Lösung. Insbesondere die Kantone, aber auch weitere wichtige Akteure der Energiewirtschaft sind so in die direkte Entscheidungsfindung über eingereichte Projekte eingebunden. In Analogie zu ähnlichen Projektbeiträgen im Rahmen des Energiegesetzes könnte der maximale Beitrag an Projektkosten 40 Prozent betragen, 60 % der Projektmittel müssten Drittmittel sein.

2b. Kapitel: Eintritt in das und Austritt aus dem Einspeisemodell nach Artikel 7a des Gesetzes

Art. 6

Entsprechend dem Willen des Gesetzgebers, der sich in den Diskussionen in den parlamentarischen Kommissionen und im Plenum der Räte äusserte, soll vom Einspeisemodell nach Artikel 7a in das Ökostrommodell nach Artikel 7b EnG und umgekehrt gewechselt werden können. Da der Wechsel insbesondere bei der Bilanzgruppe für erneuerbare Energien und bei der Netzgesellschaft erheblichen Aufwand verursacht, soll er jeweils auf Ende Kalenderjahr erfolgen können. Absatz 3 stellt klar, dass die entsprechende Bestimmung von Artikel 7a Absatz 2 EnG auch in diesem Fall gilt.

3a. Kapitel: Gebäudebereich

Art. 11a

Absatz 1 soll dazu beitragen, dass die Umsetzung der Vorschriften gemäss Artikel 9 Absatz 3 EnG in den Kantonen möglichst harmonisiert erfolgt. Gleichzeitig werden so die Harmonisierungsanstrengungen der Kantone unterstützt, und es besteht die Gewähr, dass die Definition der Detailvorschriften in der Kompetenz der Kantone verbleibt.

In Absatz 2 werden Grossverbraucher angesprochen, die gemäss dem Modul 8 der Mustervorschriften der Kantone im Energiebereich (MuKE) zumutbare Massnahmen zur Verbrauchsoptimierung realisieren müssen. Sie können sich durch eine Zielvereinbarung von weiteren Auflagen befreien. Andererseits können Unternehmen nach Artikel 17 EnG bzw. Artikel 3 und 4 CO2G mit dem Bund bzw. mit der vom Bund beauftragten Agentur freiwillige Zielvereinbarungen abschliessen bzw. sich nach Artikel 9 CO2G zur Reduktion der CO2-Emissionen verpflichten.

Absatz 3 verweist auf die Anforderungen für die Ausgestaltung der Zielvereinbarungen, die in der erwähnten Richtlinie bzw. ergänzend in einer Vollzugsweisung des BAFU und des BFE umschrieben sind. Falls diese Bedingungen eingehalten werden, führt das Bundesamt die Audits durch, mit dem Ziel, dass die Zielvereinbarungen von allen beteiligten Kantonen anerkannt werden können (sog. Universalzielvereinbarungen).

Absatz 4: Bei einer Totalsanierung des Heizungs- und des Warmwassersystems handelt es sich um eine umfassende bauliche Erneuerung der Bausubstanz, welche etwa alle 50 Jahre erforderlich ist. Im Rahmen einer solchen Gesamterneuerung der Haustechnik kann die VHKA mit gleichem Aufwand wie bei Neubauten verwirklicht werden, da die Installation der Geräte immer mit anderen, wesentlich tieferen Eingriffen in die Wohnungen verbunden werden kann. Um die energetischen Sanierungen einzelner Gebäude in einem Nahwärmenetz nicht zu behindern, sollen die betroffenen EigentümerInnen die Abrechnung aufgrund einer Gruppenmessung pro Gebäude verlangen können.

Würden die Heizkosten auch nach einer energetischen Sanierung einzelner Gebäude mit dem gleichen festen Schlüssel (bspw. nach der beheizten Fläche) wie vor der Sanierung verteilt, so hätten die betroffenen EigentümerInnen zwar die Sanierungskosten zu tragen, müssten aber den Gewinn in Form tieferer Energieverbrauchskosten mit allen andern teilen, die am Wärmeverbund mitbeteiligt sind.

4. Kapitel: Förderung und Risikoabsicherung

3a. Abschnitt: Risikoabsicherung

Art. 17a - c

Nach Artikel 15a EnG können Netzbetreiber Bürgschaften zur Risikoabsicherung von Anlagen zur Nutzung von Geothermie eingehen für Anlagen, die zur Erreichung der Ziele nach Artikel 1 Absätze 3 und 4 EnG bzw. zu einer zusätzlichen Stromproduktion aus erneuerbarer Energie beitragen.

Diese Bürgschaft dient der Absicherung der Realisierung der Anlage. An Geothermieranlagen, für die eine Risikoabsicherung erwirkt werden soll, werden Mindestanforderungen an den Gesamtnutzungsgrad gestellt. Einzelheiten dazu, zu den mit der Bürgschaft zur Risikoabsicherung abgesicherten Kosten und zum Verfahren betreffend Gewährung einer Bürgschaft sind in Anhang 1.6 geregelt.

Die Mindestanforderungen an die Gesamtenergienutzung von Geothermieranlagen, für welche eine kostendeckende Einspeisevergütung erwirkt werden soll, sind im Anhang 1.4 geregelt.

Aufhebung von Artikel 26 Absatz 1

Diese Bestimmung erübrigt sich wegen des neuen Artikels 20 Absatz 3 EnG.

Art. 28b Übergangsbestimmung

Diese Bestimmung setzt Artikel 28a EnG betreffend die unabhängigen Produzenten nach dem bisherigen Artikel 7 EnG um. Damit nicht verschiedene Systeme insbesondere bezüglich der Erstattung der Kosten und der Überwälzung der Mehrkosten nebeneinander geführt werden müssen, werden in Absatz 1 neben bisheriger Bestimmungen der EnV auch entsprechende neue als verbindlich erklärt. Absatz 2 entspricht dem bisherigen Artikel 5 Absatz 2 EnV. Absatz 3 nimmt den Stichtag für die Anerkennung von Neuanlagen nach Artikel 7a Absatz 1 EnG auf.

Anhänge

Erläuterungen zu Anhang 1.1 (Anschlussbedingungen für Kleinwasserkraft)

zu 3 Berechnung der Vergütung

Die Berechnung erfolgt nach der Amortisationsmethode mit der unter Ziffer 4.2 genannten Amortisationszeit und einem Zinssatz von 5%.

zu Ziff. 3.2: Als Basis für die Festlegung der Höhe der Grundvergütung dient die äquivalente Leistung, die aus der effektiven Brutto-Stromproduktion pro Kalenderjahr und den Jahresstunden berechnet wird. Damit wird dem Umstand Rechnung getragen, dass Fixkosten bei etwas geringerer Produktion (z.B. aufgrund von Schwankungen im Wasserdargebot) anteilmässig höher sind.

zu Ziff. 3.3: Der Eigenverbrauch der Energieanlage beispielsweise für Steuerung, Hydraulik, Beleuchtung, Heizung etc. wird als Durchschnittswert pro Anlagentyp in die Berechnung einbezogen. Der Vergütungsansatz ist entsprechend tiefer angesetzt.

zu Ziff. 3.4 und 3.5: Der Druckstufen-Bonus trägt dem Umstand Rechnung, dass Niederdruckkraftwerke, d.h. Kraftwerke mit geringen Fallhöhen, in der Regel höhere Gestehungskosten aufweisen als Hochdruckkraftwerke. Damit bei der Vergütung keine Sprünge entstehen, wird dieser Bonus auch anteilig nach der Brutto-Fallhöhe berechnet, analog der Grundvergütung.

zu Ziff. 3.6 und 3.7: Die Gestehungskosten von Kleinwasserkraftwerken (für Neuanlagen und Erweiterungen/Erneuerungen) sind massgeblich abhängig vom Umfang des erforderlichen Wasserbaus (inkl. Druckleitung). Diesem Umstand wird mit dem Wasserbau-Bonus Rechnung getragen. Betragen also die Investitionskosten für den Wasserbau (inkl. Druckleitung) mindestens 30% der Gesamtinvestitionskosten des Projekts (Neubau oder Erweiterung/Erneuerung), so wird der Wasserbau-Bonus abgestuft nach Leistungsklasse gewährt. Der Wasserbau-Bonus wird nicht interpoliert oder anteilig berechnet.

zu 4 Jährliche Absenkung, Dauer der Vergütung

Bei der Kleinwasserkraft ist das technische Kostensenkungspotenzial weit gehend ausgeschöpft. Es ist im Gegenteil zu erwarten, dass die Gestehungskosten eher steigen werden, da die besten Standorte heute bereits genutzt sind oder als erste genutzt werden. Die Degression wird deshalb auf 0% gesetzt.

zu 5 Voranmelde- und Bescheidverfahren

Die Möglichkeit einer Verlängerung der Fristen ist nicht vorgesehen. Kann eine Frist nicht eingehalten werden, fällt das Projekt aus dem System. Es kann gemäss Ziff. 5.1 später erneut vorangemeldet werden.

zu Ziff. 5.1, Buchst. g: Die Investitionskostenrechnung muss einerseits detailliert die geplante Investition enthalten (insbesondere muss der Wasserbau inkl. Druckleitung separat ausgewiesen

werden), andererseits müssen die Kosten für eine Neuanlage am betreffenden Standort abgeschätzt werden.

zu Ziff. 5.1, Buchst. h: Anlagen, die vor dem 1. Januar 2006 still gelegt wurden, gelten bei einer Wiederinbetriebnahme als Neuanlagen, sofern sie mindestens 10% Mehrproduktion bezogen auf die letzten fünf vollen Betriebsjahre erreichen.

Erläuterungen zu Anhang 1.2 (Anschlussbedingungen für Photovoltaik)

zu 1 Anlagendefinition

Photovoltaikanlagen können sehr modular aufgebaut werden. Die Definition soll verhindern, dass eine Grossanlage in viele kleine Anlagen aufgeteilt werden kann. Zwei verschiedene Anlagen (z.B. eine Flachdachanlage und eine Fassadenanlage) sollen jedoch klar als Einzelanlagen betrachtet werden können.

Mindestgrenzen für die Anlagenleistung werden keine gesetzt, da die Rentabilität gegenüber der Referenzanlage zu schlecht ist und solche Anlagen damit kaum realisiert werden.

zu 2 Kategorien

Gemäss anerkannter Praxis sollen Photovoltaikanlagen aus raumplanerischen Überlegungen primär im schon überbauten Raum gebaut werden. Mit der Schaffung einer Kategorie der freistehenden Anlagen kann die Referenzanlage so gestaltet werden, dass nur sehr gut erschlossene Standorte wirtschaftlich nutzbar sind. Um die erwünschten Anlagen zu favorisieren, werden die Annahmen für die Kategorien so gewählt, dass auch teurere, integrierte Anlagen mit ihren erhöhten Planungsleistungen etc. auf ihre Kosten kommen können. Damit kann auch die priorisierte Kategorie der integrierten Anlagen längerfristig ihr Optimierungspotenzial ausschöpfen. Zentrales Element der integrierten Anlagen ist die Doppelfunktion von Stromproduktion und einer Schutzfunktion (Witterung, Lärm, Sicherheit).

zu 3 Berechnung der Vergütung

Die Berechnung erfolgt nach Amortisationsmethode mit der unter Ziffer 4.2 genannten Amortisationszeit und einem Zinssatz von 5%.

zu 4 Jährliche Absenkung, Dauer der Vergütung

In verschiedenen Studien wird aufgezeigt, dass eine jährliche Absenkung der Gestehungskosten um 5% realistisch ist. Einzelne neuere Arbeiten postulieren für die Zukunft eine noch stärkere Absenkung. Diese gehen jedoch von einem höheren Preisniveau aus. Eine Betriebs- und somit Amortisationsdauer von 20 Jahren ist unter Einbezug eines Wechselrichtertausches in der Halbzeit als realistisch zu erachten, stehen doch heute mehrere Anlagen dieses Alters noch in vollem Betrieb.

Erläuterungen zu Anhang 1.3 (Anschlussbedingungen für Windenergie)

Die **Höhe der Einspeisevergütung** richtet sich nach dem Referenzertrags-Modell und basiert auf dem Schweizer Referenzstandort (siehe unten).

Die Berechnung erfolgt im Übrigen nach der Amortisationsmethode mit der unter Ziffer 4.2 genannten Amortisationszeit und einem Zinssatz von 5 %.

Der **Referenzstandort Schweiz** ist durch folgende vier Merkmale charakterisiert:

1. Mittlere Windgeschwindigkeit=4.5m/s auf 50m über Grund
2. logarithmisches Höhenprofil
3. Weibull-Verteilung mit $k=2$
4. Rauigkeitslänge=0.1m

Berechnung der Einspeisevergütung:

1. Berechnung des Referenzertrags auf Grund der Leistungskennlinie und der Nabenhöhe der gewählten Windenergieanlage und der Merkmale des Referenzstandorts Schweiz. Für diese Berechnung wird das BFE eine Richtlinie erlassen.
2. Die Vergütung beträgt in den ersten 5 Jahren nach Inbetriebnahme 23 Rp/kWh.
3. Fünf Jahre nach Inbetriebnahme wird der effektive Ertrag ermittelt. Der effektive Ertrag berechnet sich aus dem arithmetischen Mittel der Stromproduktion der ersten 5 Jahre nach Inbetriebnahme.
4. Ist der effektive Ertrag $\geq 150\%$ des Referenzertrags, so wird die Einspeisevergütung sofort bis zum Ende der Vergütungsdauer auf 12 Rp/kWh gesenkt.
5. Ist der effektive Ertrag $< 150\%$ des Referenzertrags, so verlängert sich die Vergütung von 23 Rp./kWh um 2 Monate pro 0.75%, welche der effektive Ertrag 150% des Referenzertrags unterschreitet. Danach wird die Vergütung bis zum Ende der Vergütungsdauer auf 15 Rp/kWh gesenkt.

Berechnungsbeispiele:

Anlage 1 erzielt nach 5 Jahren mehr als 150% des Referenzertrags. Der Betreiber hat 5 Jahre lang 23 Rp/kWh erhalten und wird für die restlichen 15 Jahre der Vergütungsdauer 15 Rp/kWh erhalten. Die durchschnittliche Vergütung über die gesamte Vergütungsdauer beträgt $5/20 \times 23 + 15/20 \times 15 = 17$ Rp/kWh.

Anlage 2 erzielt nach 5 Jahren 100% des Referenzertrags. Der Betreiber erhält für weitere $50/0.75 \times 2 = 133$ Monate die Vergütung von 23 Rp/kWh. Die durchschnittliche Vergütung über die gesamte Vergütungsdauer beträgt $193/240 \times 23 + 47/240 \times 15 = 21.43$ Rp/kWh.

Anlage 3 erzielt nach 5 Jahren 80% des Referenzertrags. Der Betreiber erhält für die gesamte verbleibende Vergütungsdauer von 180 Monaten die Vergütung von 23 Rp/kWh. Die durchschnittliche Vergütung über die gesamte Vergütungsdauer beträgt 23 Rp/kWh.

Bonus für Anlagen kleiner Leistung:

Alle Windenergieanlagen erhalten einen Bonus auf die oben beschriebene Einspeisevergütung. Der Bonus beträgt 6 Rp/kWh für Anlagen mit einer Nennleistung bis und mit 500 kW. Anlagen mit einer Nennleistung P grösser als 500 kW erhalten einen um den Faktor $500/P$ [kW] reduzierten Bonus. Damit werden die höheren Gestehungskosten von Anlagen mit kleiner Leistung kompensiert.

Berechnungsbeispiele:

Anlage 1 mit einer Nennleistung von 330 kW erhält den vollen Bonus von 6 Rp/kWh.

Anlage 2 mit einer Nennleistung von 850 kW erhält einen reduzierten Bonus von $500/850 \times 6 = 3.53$ Rp/kWh.

Anlage 3 mit einer Nennleistung von 2'000 kW erhält einen reduzierten Bonus von $500/2000 \times 6 = 1.5$ Rp/kWh.

Bonus für Höhenlagen:

Windenergieanlagen an Standorten über 1'700 Meter über Meer erhalten einen Bonus von 2 Rp/kWh auf die oben beschriebene Einspeisevergütung. Damit werden die höheren Gestehungskosten in Höhenlagen auf Grund der Ertragseinbussen durch Vereisung und geringere Luftdichte kompensiert.

Die Boni für Anlagen kleiner Leistung und für Höhenlagen sind kumulativ.

Erläuterungen zu Anhang 1.4 (Anschlussbedingungen für Geothermieranlagen)

Artikel 7a Absatz 2 EnG fordert, dass die für die Vergütung massgebenden Referenzanlagen der jeweils effizientesten Technologie entsprechen. Daraus wird abgeleitet, dass Geothermieranlagen die **Mindestanforderungen** betreffend Energienutzungsgrad nach Anhang 1.4 erfüllen müssen

Der Gesamtnutzungsgrad bezieht sich auf die jährlich zur Verfügung stehende Energie am Bohrlochkopf. Der jährliche Energienutzungsgrad muss für eine Geothermieranlage über oder auf der roten Linie in der Grafik liegen.

Die Berechnung der Vergütung erfolgt nach der Amortisationsmethode mit der unter Ziffer 3.2 genannten Amortisationszeit und einem Zinssatz von 5 %.

Amortisationsdauer: Für die einzelnen Anlagekomponenten werden die folgenden Abschreibedauern verwendet:

- Bohrungen inklusive Verrohrung und Zementation: 30 Jahre
- Energiekonversionsanlage: 15 Jahre
- Thermalwasserkreislauf: 25 Jahre
- Förder und Injektionspumpen: 5 Jahre.

Daraus ergibt sich für die Gesamtanlage eine durchschnittliche Abschreibedauer von 20 Jahren.

Erläuterungen zu Anhang 1.5 (Anschlussbedingungen für Biomasseenergieanlagen)

Anschlussbedingungen für Kehrlichtverbrennungsanlagen (KVA)

Erneuerbarer Anteil

Von der produzierten Energie wird 50% als erneuerbar angerechnet. Erhebungen der Zusammensetzung von Siedlungsabfällen haben gezeigt, dass 50% des Energieinhaltes aus erneuerbaren Stoffen stammen.

Berechnung der Vergütung

Die Berechnung erfolgt nach der Amortisationsmethode mit der unter Ziffer 3.2 genannten Amortisationszeit und einem Zinssatz von 5%.

Da nur 50% der Energie als erneuerbar gilt, wird die kostendeckende Vergütung auch nur für die Hälfte der Energieproduktion erstattet. Die restliche Energiemenge muss zum Marktpreis verkauft werden.

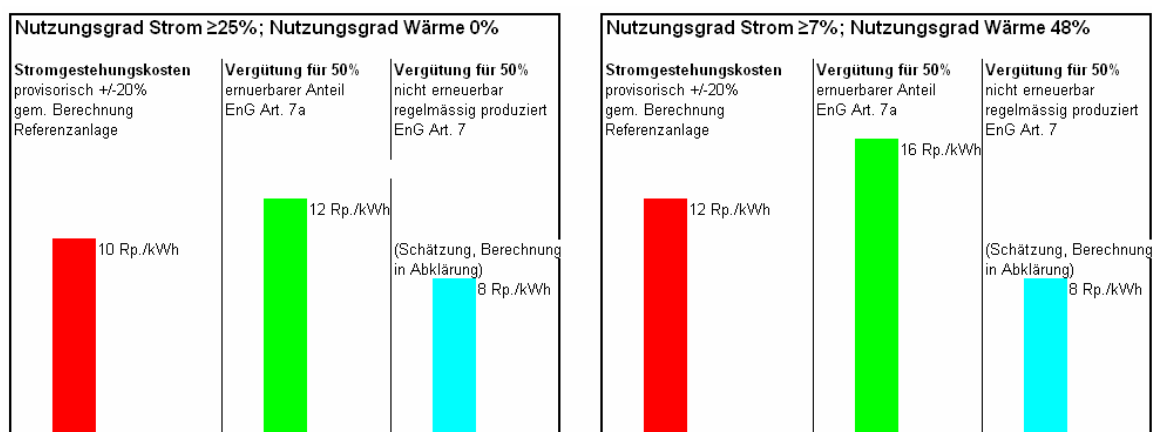
Die Vergütung wird nach der folgenden Formel bestimmt:

$$\text{Vergütung} = \text{Stromgestehungskosten} + (\text{Stromgestehungskosten} - \text{Marktpreis})$$

Die Gestehungskosten mit allen dazugehörenden Annahmen sind im Bericht des BFE „Berechnung der Referenzanlagen KVA für die kostendeckende Einspeisevergütung“ zu finden.

Die Vergütung wird jährlich anhand der Jahresmittelwerte des Vorjahres festgelegt.

Beispiele der Berechnung der Vergütung:



Anforderung an den Gesamtnutzungsgrad

Damit Anlagen von der Vergütung profitieren können, müssen sie einen minimalen Gesamtenergienutzungsgrad erreichen. Es sind dabei alle proportionalen Anteile von Strom und Wärme möglich, die oberhalb der Geraden zwischen einer reinen Wärmanlage mit 65% Nutzungsgrad und einer reinen Stromanlage mit 25% Nutzungsgrad liegen. Damit wird auf die unterschiedlichen Anlagenstandorte und damit vor allem unterschiedlichen Wärmeabsatzmöglichkeiten Rücksicht genommen.

Anschlussbedingungen für Schlammverbrennungsanlagen

Damit entwässerte Schlämme verbrennt werden können, braucht es entweder einen Zusatzbrennstoff, der das Wasser im Schlamm zu verdampfen hilft, oder der Schlamm muss vorgängig getrocknet werden.

Anforderung an den Schlamm

Es darf nur entwässerter Schlamm oder Schlamm, der mit erneuerbaren Energien getrocknet wurde, eingesetzt werden. Andernfalls besteht kein Anrecht auf die kostendeckende Einspeisevergütung.

Energetische Anforderungen

Es gelten dieselben Anforderungen wie bei den KVA.

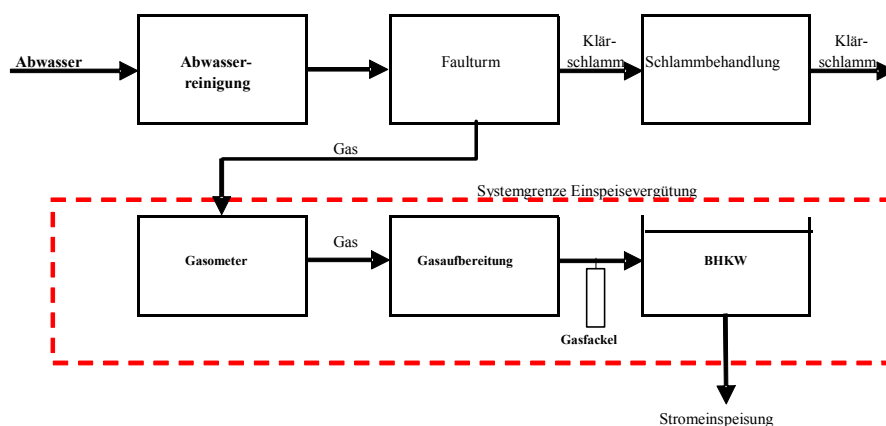
Vergütung

Es gelten dieselben Stromgestehungskosten wie bei den KVA.

Anschlussbedingungen für Klär- und Deponiegasanlagen

1. Klärgasanlagen

Systemgrenzen der Referenzanlage



Energetische Anforderungen:

Die Heizung des Faulturmes muss im Normalbetrieb mit Abwärme erfolgen. Eine externe Wärmenutzung kann nicht gefordert werden, da die Anlagen meist ausserhalb des Siedlungsgebietes stehen.

Das BHKW muss einen minimalen elektrischen Wirkungsgrad von 37 % aufweisen. Die Werte müssen gemäss Herstellerangaben für Klärgas und unter Einhaltung der LRV-Grenzwerte erreicht werden.

Stromgestehungskosten

Die Gestehungskosten mit allen dazugehörenden Annahmen sind im Bericht des BFE „Berechnung der Referenzanlagen ARA für die kostendeckende Einspeisevergütung“ zu finden.

Die Vergütung wird in Abhängigkeit der Anlagengrösse (Einwohnerwerte) definiert. Dadurch ist keine nachträgliche Tarifierung notwendig, und es besteht ein Anreiz, mit der bestehenden Biomasse möglichst viel Energie zu produzieren.

2. Deponiegasanlagen

Das anfallende Gas auf Deponien muss in jedem Fall gesammelt und verbrannt werden. Wenn die Gasausbeute genügend gross ist, lohnt es sich, mit dem Gas ein Blockheizkraftwerk zur Stromproduktion zu betreiben. In den meisten Fällen werden keine geeigneten Wärmeverbraucher in der Nähe der Deponie vorhanden sein. Deshalb werden keine Anforderungen an die Wärmenutzung gestellt.

Zur Bestimmung der Stromgestehungskosten werden dieselben Anlagen wie beim Klärgas betrachtet, jedoch ohne die Kosten für den Gasometer zu berücksichtigen. Es gelten auch dieselben minimalen Anforderungen an den Stromnutzungsgrad des BHKW.

Anschlussbedingungen für übrige Biomasse-Anlagen**zu 1.2 Energiepflanzen**

Mähgut von Ökoausgleichsflächen beispielsweise gilt nicht als Energiepflanzen, da primärer Zweck dieser Kultur der ökologische Ausgleich ist. Massgebend für die Beurteilung ist der wirtschaftliche Nutzen einer Kultur.

zu 2.4 Anlagendefinition

In einer Bioenergieanlage läuft in der Regel ein mehrstufiger Prozess ab. In einer ersten Konversionsstufe wird die Primärbiomasse beispielsweise mittels Vergärung, Vergasung oder Verbrennung in ein Zwischenprodukt umgewandelt. Zwischenprodukte sind Sekundärenergieträger und können sein: Biogas aus der anaeroben Vergärung, Bioethanol aus der alkoholischen Fermentation, Holzgas aus der Holzvergasung, Pyrolyseöl aus der Pyrolyse oder Dampf aus der Verbrennung. Für die Stromproduktion werden in einer zweiten Konversionsstufe die Zwischenprodukte bzw. Sekundärenergieträger mittels Wärmekraftkopplungsanlagen (WKK-Anlagen) in Strom und Wärme umgewandelt. Dies kann einerseits über konventionelle Dampfprozesse, Organic-Rankine-Cycle, Dampfmotoren etc. geschehen oder mittels übriger WKK-Anlagen wie beispielsweise Blockheizkraftwerken mit Verbrennungsmotoren, Gasturbinen bzw. Mikrogasturbinen, Brennstoffzellen, Stirlingmotoren.

zu 6.1 Neuanlagen

Bei den Mindestanforderungen für die Mehrproduktion wird unterschieden zwischen a. Dampfprozesse und b. übrige WKK-Anlagen. Es wird auch hier dem Umstand Rechnung getragen, dass bei Dampfprozessen die Stromkennzahl variabel sein kann. Es wurde deshalb mindestens ein gleich bleibender Wärmenutzungsgrad und eine Steigerung des Stromnutzungsgrads von 25% gefordert. Bei den übrigen WKK-Anlagen wird eine Steigerung der Stromproduktion von mindestens 30% gefordert. Dabei müssen die Mindestanforderungen bezüglich externer Wärmenutzung weiterhin auch eingehalten werden.

zu 6.2 Allgemeine Mindestanforderungen

Grundsätzlich müssen die Anlagen alle geltenden gesetzlichen Vorschriften einhalten. In Abgrenzung zu den anderen Kategorien von Biomasseenergieanlagen wird hier die zugelassene bzw. nicht zugelassene Biomasse definiert. Gemäss Buchstabe b sind fossile Brennstoffe und daraus hergestellte Neben- und Folgeprodukte ausgeschlossen. Damit sind auch Hybridanlagen, wie beispielsweise mit fossilen Energieträgern befeuerte thermische Kraftwerke mit Zufeuerung von Biomasse von der Einspeisevergütung ausgeschlossen. Das gleiche gilt für Anlagen mit Zünd- und Stützfeuerung, die dafür nicht ausschliesslich Biomasse verwenden.

Zwischenprodukte bzw. Sekundärenergieträger aus Biomasse dürfen analog zu Art. 35 Abs. 2 der Mineralölsteuerverordnung (SR 641.611) nur einen sehr geringen Anteil an Energieträgern aus nicht erneuerbaren Quellen enthalten, und zwar nur dann, wenn dies für die Herstellung des Energieträgers unbedingt notwendig ist.

zu 6.3 Energetische Mindestanforderungen

Die Mindestanforderungen müssen stets erfüllt sein. Werden sie um mehr als 20% unterschritten, besteht umgehend kein Anrecht mehr auf die kostendeckende Vergütung. Handelt es sich um eine Unterschreitung der Mindestanforderungen um kleiner 20%, besteht im Folgejahr noch Anrecht auf die kostendeckende Vergütung. Werden die Mindestanforderungen jedoch auch im Folgejahr nicht erfüllt, entfällt die Vergütungspflicht. Die Einhaltung der Mindestanforderungen wird jeweils Ende Kalenderjahr überprüft.

Es werden zwei Typen von WKK-Anlagen unterschieden: Dampfprozesse und übrige WKK-Anlagen. Da mit Dampfprozessen die Stromkennzahl (Verhältnis Strom- zu Wärmeproduktion) je nach Wärmeauskopplung variieren kann, gelten für solche Anlagen Mindestanforderungen an den Jahresnutzungsgrad. Für alle übrigen WKK-Anlagen gelten Mindestanforderungen an den elektrischen Wirkungsgrad und an den Anteil extern, d.h. ausserhalb der Energieanlage, genutzten Wärme. Sparsame und rationelle Energienutzung im Sinne von Art. 3 Abs. 2 EnG will heissen, dass keine Alibi-Wärmenutzungen zugelassen sind.

Bei den übrigen WKK-Anlagen wird unterschieden zwischen Anlagen, die mehrheitlich biogene Abfälle, Reststoffe, Hofdünger sowie Ernterückstände verwerten und solchen, die mehrheitlich Energiepflanzen einsetzen. Im Sinne der Ressourcenökonomie gelten für letztere höhere Anforderungen an den Anteil extern genutzter Wärme.

zu 6.4 Ökologische Mindestanforderungen

In einer ersten Phase wird auf die Selbstkontrolle der Produzenten bzw. auf Branchen spezifische Qualitätssicherung gesetzt. Sollten Entwicklungen einsetzen, die den Grundsätzen der Nachhaltigkeit

widersprechen, wird das BFE insbesondere für Energiepflanzen Mindestanforderungen an die ökologische Gesamtbilanz analog der Mineralölsteuergesetzgebung in einer Richtlinie stellen.

zu 6.5 Berechnung der Vergütung

Die Berechnung erfolgt nach der Amortisationsmethode mit der unter Ziffer 6.6b genannten Amortisationszeit und einem Zinssatz von 5 %.

zu Buchst. a: Als Basis für die Festlegung der Höhe der Grundvergütung dient die äquivalente Leistung, die aus der effektiven Brutto-Stromproduktion pro Kalenderjahr und den Jahresstunden berechnet werden. Damit wird dem Umstand Rechnung getragen, dass Fixkosten bei etwas geringerer Produktion (z.B. aufgrund von Schwankungen im Energieinhalt von Schwachgasen) anteilmässig höher sind.

zu Buchst. b: Der Eigenverbrauch der Energieanlage beispielsweise für Pumpen, Rührwerke, Fördereinrichtungen, Gebläse, Steuerung, Beleuchtung, Heizung oder Vortrocknung des Brennstoffes etc. wird als Durchschnittswert pro Anlagentyp in die Berechnung einbezogen. Der Vergütungsansatz ist entsprechend tiefer angesetzt.

zu Buchst. e: Den Bonus erhalten nur die in Buchstaben e aufgeführten Sortimente, nicht aber naturbelassenes Holz aus erster oder zweiter Holzverarbeitung wie z.B. aus einer Sägerei oder Schreinerei.

zu Buchst. g: Landwirtschaftliche Biomasse darf auch aus anderen Landwirtschaftsbetrieben stammen. Dies können beispielsweise benachbarte Betriebe oder Betriebsgemeinschaften sein. Allfällige Regelungen über maximale Fahrdistanzen sind jedoch einzuhalten. Übrige auf dem Landwirtschaftsbetrieb anfallende Biomasse wie beispielsweise Rüstabfälle gilt als landwirtschaftliche Biomasse. Sofern diese jedoch aus Industriebetrieben zugeführt werden, gelten sie als nicht landwirtschaftliche Biomasse. Nicht landwirtschaftliche Biomasse und Energiepflanzen dürfen zusammen 20% (bezogen auf die Frischmasse) der gesamten in der Energieanlage eingesetzten Substrate nicht überschreiten. Der Anteil an Energiepflanzen darf jedoch nicht mehr als 10% der Gesamtmenge betragen.

zu Buchst. j: Damit soll ein Anreiz geschaffen werden, die Mindestanforderungen für übrige WKK-Anlagen zu übertreffen. Diese müssen mindestens um 10%, bezogen auf die Bruttowärmeproduktion, übertroffen werden.

zu 6.6 Jährliche Absenkung, Dauer der Vergütung

Das technische Kostensenkungspotenzial bei den spezifischen Investitionskosten ist bei der Biomasse noch nicht vollständig ausgeschöpft. Es ist aber keine Degression vorgesehen, da mit zunehmender Anzahl Anlagen zu erwarten ist, dass die Substrat- oder Brennstoffkosten ansteigen und damit den erzielten „Lerneffekt“ kompensieren oder gar überkompensieren werden.

zu 6.7 Voranmelde- und Bescheidverfahren

zu Ziff. 1: In der Voranmeldung muss klar ersichtlich sein, wie insbesondere die Wärme extern genutzt werden kann. Die Möglichkeit einer Verlängerung der Fristen ist nicht vorgesehen. Kann eine Frist

nicht eingehalten werden, fällt das Projekt aus dem System. Es kann gemäss Ziff. 5.1 später erneut vorangemeldet werden.

zu Ziff. 1, Buchst. h: Elektrischer und thermischer Wirkungsgrad, gemessen mit typischer Gaszusammensetzung (z.B. Biogas aus landwirtschaftlichen Biogasanlagen oder Holzgas aus der Holzvergasung).

Erläuterungen zu Anhang 1.6 (Risikoabsicherung für Geothermieranlagen)

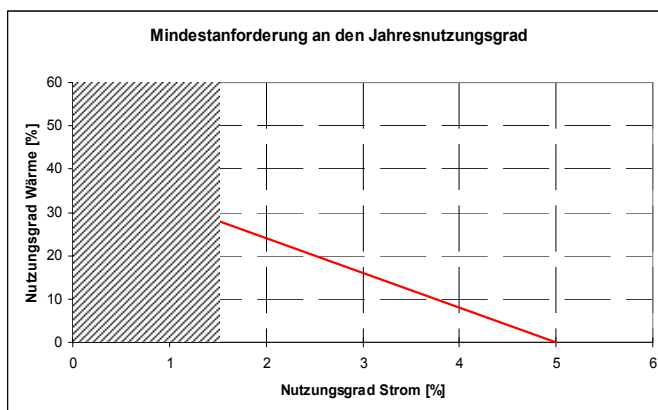
Zielsetzung:

Der Bau von Anlagen zur Stromproduktion aus geothermischer Energie birgt geologische Risiken (Fündigkeit, Förderrate, Fluidtemperatur, Fluidchemismus). Die Risikoabsicherung für Geothermieranlagen hat zum Ziel:

- Den Bau von Geothermieranlagen zur Stromproduktion zu fördern.
- Im Misserfolgs- und Teilerfolgsfall eine angepasste energetische Nutzung der Geothermieranlage sicherzustellen.

Mindestanforderungen:

Artikel 15a Absatz 1 EnG verknüpft die Risikoabsicherung für Geothermieranlagen mit den Stromzielen nach Artikel 1 EnG. Aus diesem Grund wird zusätzlich zu den Mindestanforderungen wie sie unter dem Stichwort „effizienteste Technologie“ für die Einspeisevergütung gelten, eine Mindestanforderung an den Stromnutzungsgrad der Anlage gestellt: Es werden nur Anlagen zur Risikodeckung zugelassen, welche im Jahresmittel einen Stromnutzungsgrad von mindestens 1.5% aufweisen. Gesamtnutzungsgrad und Stromnutzungsgrad beziehen sich auf die jährlich zur Verfügung stehende Energie am Bohrlochkopf.



Abgesicherte Kosten:

Die Risikodeckung erstreckt sich ausschliesslich auf diejenigen Projektteile, welche mit einem geologischen Risiko behaftet sind. Es handelt sich dabei um die Bohr- und Testarbeiten und die damit in direktem Zusammenhang stehenden Arbeiten und Anlagenteile. Die anrechenbaren Arbeiten und Anlagenteile sind im Anhang 1.6 aufgelistet. Die Risikodeckung deckt maximal 50% der Kosten dieser Projektteile.

Verfahren:

Das Verfahren orientiert sich an den Abläufen, welche in den Jahren 1987-1998 bei der Risikodeckung des Bundes für Geothermiebohrungen angewendet wurde. Im Verfahren treten vier Akteure auf:

1. Projektant: Er reicht ein Gesuch um Risikoabsicherung ein. Wird diese gewährt, schliesst er mit der Netzgesellschaft einen Vertrag ab und führt danach die geplanten Projektarbeiten durch.

2. Bundesamt für Energie (BFE): Das BFE bezeichnet ein Expertengremium.
3. Expertengremium: Das Gremium beurteilt das Gesuch, begleitet die Projektarbeiten und evaluiert die Resultate. Es gibt zuhanden der nationalen Netzgesellschaft Empfehlungen ab.
4. Nationale Netzgesellschaft: Diese nimmt Gesuche entgegen. Sie schliesst auf Empfehlung der Experten mit dem Projektanten einen Vertrag zur Risikoabsicherung ab. Die Netzgesellschaft ist dem BFE meldepflichtig.

Expertengremium:

Das Expertengremium besteht aus drei bis fünf vom Projekt unabhängigen Personen, welche das BFE bezeichnet. Ein Mitglied des Gremiums wird als Projektbegleiter bezeichnet.

Erläuterungen zu Anhang 2.3 (Anforderungen an das Inverkehrbringen von netzbetriebenen elektrischen Haushaltslampen (Lichtquellen))

Zur Erzeugung künstlichen Lichts wird in der Schweiz rund 14 Prozent der elektrischen Energie aufgewendet. Die Ausbeute, respektive die Energieeffizienz der verschiedenen Typen von Lampen ist sehr unterschiedlich. Die Bandbreite der Effizienz ist dabei wesentlich grösser als bei anderen elektrischen Geräten für den Haushalt.

Auf das Jahr 2002 hin hatte der Bundesrat die Pflicht zur Deklaration des Energieverbrauchs von Haushaltslampen mittels der Energieetikette beschlossen. Damit haben die Käuferinnen und Käufer von Lampen die Möglichkeit, sich vor dem Kauf zu informieren.

Die Aufmerksamkeit von Politik, Medien und Öffentlichkeit für Fragen des Energieverbrauchs und der Energieeffizienz hat einerseits dazu geführt, dass der Absatzanteil von effizienten Lampen etwas gesteigert werden konnte. Andererseits hat aber auch ein verstärkter Preiswettbewerb dazu geführt, dass vermehrt auch die billigsten Glühlampen der schlechtesten Effizienzklassen angeboten werden. Den Käufern ist dabei oft nicht bewusst, dass sie anschliessend an den Lampenkauf ein Vielfaches des Kaufpreises für die Stromrechnung aufzuwenden haben.

Um die schlechtesten Lampen vom Schweizer Markt abzuhalten, wird eine Mindestanforderung entsprechend der Energieeffizienzklasse E der Energieetikette eingeführt. Die Glühlampentechnologie bleibt damit weiter möglich. Verschiedene Staaten haben bereits wesentlich strengere Mindestanforderungen angekündigt. Die kleine Einschränkung des Handels wird dadurch zusätzlich gerechtfertigt.