

Ökostromgesetz

Basisdaten und Bewertungen für die Einspeise-Tarifverordnungen

Kleinwasserkraft und „Sonstige Ökoanlagen“

Zusammenfassung des Gutachten-Entwurfs der E-Control GmbH,
zusammengefasst vom BMWA

30. September 2002

1 Allgemeines

Mit dem Ökostromgesetz BGBl. I Nr. 149/2002 wurden die Voraussetzungen geschaffen, ab dem Jahr 2003 bundesweit die Ökostromerzeugung dort vorzunehmen und zu unterstützen, wo die besten Voraussetzungen dafür gegeben sind.

Die konkrete Umsetzung der neuen Rahmenbedingungen in Tarifverordnungen erfordert eine sehr sorgfältige Bewertung der Ist-Situation, der Entwicklungsszenarien und der finanziellen Auswirkungen. Aufgrund der Komplexität der sich beeinflussenden Parameter ist jedoch zum gegenwärtigen Zeitpunkt nicht möglich, exakte Prognosen zu erstellen. Umso bedeutender ist die Bewertung der Risiken bei möglichen Fehlentwicklungen bzw. die Vorkehrung von Maßnahmen, um diesen Risiken vorzubeugen.

2 Basisdaten

Das Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit hat die Energie Control GmbH Mitte August 2002 beauftragt, die für die Vorbereitung der Tarifverordnungen für die Förderung von Ökostromanlagen und die Festsetzung der Zuschläge erforderlichen Basisdaten für Kleinwasserkraft mit einer Nennleistung < 10 MW und sonstige zu vergütende Ökoanlagen wie Windkraftherzeugung und Biomasse zu erheben, aufzubereiten und zu bewerten.

3 Datenquellen

- Altanlagenenerhebung Kleinwasserkraft:
 - o die von der Energie-Control GmbH. geführte Registerdatenbank für das Zertifikatsystem und
 - o Bestandsstatistiken der vergangenen Jahre
- Altanlagenenerhebung Ökoanlagen:
 - o Vorliegende Kopien der Anerkennungsbescheide der Bundesländer (Vorarlberg wurde mit etwa 1 % seines Verbrauchs angenommen, da die Bescheide nicht vorlagen)
 - o Mitteilungen der Bundesländer über zu erwartende weitere Genehmigungen von Ökoanlagen bis Jahresende 2002
- Produktionskostenermittlung für Ökostromerzeugung:

- Kostenermittlungen der Technischen Universität Wien / Institut für Energiewirtschaft, im Rahmen des von der Europäischen Union geförderten EIGREEN Projektes ergänzt um Detailanalysen für Österreich
- Evaluierungsbericht des Instituts für Ökologische Wirtschaftsforschung (IÖW) gemeinsam mit dem ISET zur Evaluierung der Entwicklungen nach dem deutschen Erneuerbaren Energie Gesetz (EEG)
- Fachveranstaltungen, wie das World Energy Council Symposium an der Technischen Universität Wien am 26. September 2002
- Informationen aus Expertengesprächen
- Eigene Berechnungen der Energie-Control GmbH in standardisierter Form über spezifische Investitionskosten pro kWel und Betriebskosten/Brennstoffkosten pro kWel

4 Ziel

Das Ökostromgesetz definiert in § 4 Zielsetzungen, die maßgebend für die Festlegung der Einspeisetarife sind. Diese Ziele sind (Auszug):

- Anteil der Stromerzeugung bzw. des Stromverbrauchs aus erneuerbaren Energieträgern
- Effizienter Einsatz der Fördermittel
- Technologische Schwerpunktsetzung dort, wo eine Entwicklung zur Marktreife unterstützt werden kann

5 Grundlagen, Daten

Die Einnahmen zur Finanzierung der Ökoanlagen werden durch den vom Stromhändler zu bezahlenden Verrechnungspreis, der über dem Marktpreis liegt, finanziert, und zusätzlich durch einen von allen Endverbrauchern zu bezahlenden Zuschlag zum Systemnutzungstarif („Ökozuschlag zum Netztarif“).

Der Förderungsanteil des Verrechnungspreises sowie der Einspeisetarifhöhen ist vom Marktpreis abhängig („Verrechnungspreis minus Marktpreis“ bzw. „Einspeisetarif minus Marktpreis“).

Basis:

Abgabemenge 2001 nach Abzug ÖBB 16 2/3 Hz und Kraftwerkseigenverbrauch	47.848 GWh
Abgabemenge 2003 bei 2 % Zuwachs p.a. (Zuschlagsbasis 2003)	49.781 GWh
Abgabemenge 2008 bei 2 % Zuwachs p.a. (Zuschlagsbasis 2008 und Basis für 4 % Quote)	54.962 GWh

Tabelle 1: Abgabe an Endverbraucher aus öffentlichen Netzen

Tabelle 2: Ökoenergiemengen mit Abnahme- und Vergütungspflicht

Bestehende "Altanlagen" Stand Sep. 2002 (Rechtsanspruch auf Abnahme- und Vergütung nach Landes-VOs)	727 GWh	entspräche 1,5 % in 2003
2 % Zielquote für 2004 (indikativ) "Sonstige Ökoanlagen"	1.016 GWh	
4 % Zielquote für 2008 "Sonstige Ökoanlagen"	2.198 GWh	
8,2 % Zielquote 2003 KWKW (indikativ) mit 56.100 GWh Bemessungsbasis (Var. 3 "EU-RL")	4.600 GWh	
9 % Zielquote 2008 KWKW mit 56.100 GWh Bemessungsbasis (Var. 3 "EU-RL")	5.049 GWh	

Tabelle 3: Bezugsgröße für 9 % Kleinwasserkraft – Varianten

Bezugsbasis für 9 % KWKW Quote 2008 - Var 1 (ident 4 % Bezugsbasis / Abgabemenge)	54.962 GWh
Bezugsbasis für 9 % KWKW Quote 2008 - Var 2 ("Gesamterzeugung in Österreich" - Schätzwert)	60.724 GWh
Bezugsbasis für 9 % KWKW Quote 2008 - Var 3 (wie Basis für EU-RL Ziel 78,1 %)	56.100 GWh

Tabelle 4: Marktpreisermittlung über Forwardnotierungen der nächsten vier Quartale (Stand 2002-09-24)

	Platts German Forward Baseload Assessment (€/MWh)									
	17.Sep 2002		18.Sep 2002		19.Sep 2002		20.Sep 2002		23.Sep 2002	
Q4 2002	26,85	27,20	27,30	27,60	27,80	28,10	28,00	28,20	28,05	28,25
Q1 2003	26,60	26,75	26,60	26,70	26,65	26,75	26,75	26,85	26,70	26,85
Q2 2003	21,55	21,75	21,50	21,60	21,50	21,60	21,55	21,75	21,50	21,70
Q3 2003	21,60	21,80	21,85	21,95	21,85	21,95	21,85	22,00	21,75	22,00
Mittelwert über den jeweiligen Tag	24,26		24,39		24,53		24,62		24,60	
Mittelwert über die fünf Tage - Marktpreis	24,48									

Die dargestellte Berechnung des Marktpreises über die Forwardnotierungen der nächsten vier Quartale ergibt mit Stand 24. September 2002 einen Marktpreis von 24,48 EUR/MWh bzw. 2,448 Cent/kWh. Die Marktpreisermittlung nach derselben Methode mit Stand Ende Juni 2002 hätte zu dem Ergebnis 23,77 EUR/MWh, also zu einem um 3 % geringeren Wert geführt.

6 Einnahmen

Das Ökostromgesetz sieht eine Budgetbegrenzung in Form einer maximalen Kostenbelastung pro kWh Endverbrauch vor. Für Kleinwasserkraft darf diese Kostenbelastung den Wert von 0,16 Cent/kWh Endverbrauch (aus öffentlichen Netzen) nicht übersteigen, für „sonstige Ökoanlagen“ darf der Wert von 0,22 Cent/kWh nicht überschritten werden. Die Begrenzung für „sonstige Ökoanlagen“ darf, frühestens ab 2005, angehoben werden.

Tabelle 5: Einnahmen zur Unterstützung von Ökoenergie

bei Ausschöpfung der Kostenbegrenzung für "Sonstige Ökoanlagen" im Jahr 2008	120,917 Mio. EUR
bei Ausschöpfung der Kostenbegrenzung für Kleinwasserkraft im Jahr 2003	79,650 Mio. EUR
bei Ausschöpfung der Kostenbegrenzung für Kleinwasserkraft im Jahr 2008	87,940 Mio. EUR

7 Ausgaben

Mit den genannten Einnahmen müssen folgende Ausgaben finanziert werden:

- die im Vergleich zum Marktpreis höheren Einspeisetarife („Preise“) für die „sonstige Ökoenergie“ mit Abnahme- und Vergütungspflicht
- die im Vergleich zum Marktpreis höheren Einspeisetarife („Preise“) für Strom aus Kleinwasserkraft mit Abnahme- und Vergütungspflicht
- der gemäß Ökostromgesetz den Ländern zur Verfügung zu stellende Anteil, nämlich EUR 25 Mio. im Jahr 2003, EUR 15 Mio. im Jahr 2004 und jeweils EUR 7 Mio. ab dem Jahr 2005

- die Aufwendungen des (der) Ökobilanzgruppenverantwortlichen, nämlich
 - o administrative Aufwendungen
 - o finanzielle Aufwendungen und
 - o Aufwendungen für die Ausgleichsenergie

Für die Regelzonenführer bedeutet die Übernahme der Abwicklung des Ökostromkaufs und der Zuweisung an die Stromhändler etwa eine Verdoppelung des Umsatzes. Damit verbunden sind entsprechende wirtschaftliche Risiken.

Die Aufwendungen der Ökobilanzgruppenverantwortlichen (Regelzonenführer) können gegenwärtig nur grob abgeschätzt werden (vor allem Finanzierungskosten bei „schlechter Zahlungsmoral der Stromhändler“). Erste Abschätzungen für die Aufwendungen ergeben etwa EUR 11 Mio. für Ausgleichsenergie, etwa EUR 5 Mio. für Verwaltung und (mit großen Unsicherheiten betreffend der tatsächlich zu übernehmenden Risiken) etwa EUR 16 Mio. für Einnahmenausfälle.

Zwei Varianten werden betrachtet:

- Variante 1: Verwaltungskosten und Ausgleichsenergiekosten gemäß Angaben der Ökobilanzgruppenverantwortlichen (ungeprüft), keine Kostenansätze für Einnahmenausfälle und Zwischenfinanzierungen
- Variante 2: wie Variante 1, zusätzlich Kosten für Einnahmenausfälle gemäß Angaben der Ökobilanzgruppenverantwortlichen (ungeprüft)

8 Unsicherheiten in der Einnahmen-Ausgaben Kalkulation

Zu den Unsicherheiten betreffend der Ökobilanzgruppenverantwortlichen sind zu berücksichtigen:

- Tatsächliche Abgabemenge an Endverbraucher aus öffentlichen Netzen (Zuschlagsbasis)
- Tatsächliche Ökostrommengen mit einem Rechtsanspruch auf Abnahme und Vergütung
 - o gerade in den Anfangsjahren nach Einführung neuer Einspeisetarife können Marktteilnehmer reagieren und zu sprunghaften Entwicklungen führen
 - o die Strommengen aus Kleinwasserkraft unterliegen witterungsbedingt großen Schwankungen Abweichungen vom Regeljahr; dadurch wird es ebenfalls zu Abweichungen vom „Soll-Budget“ kommen

Das Ökostromgesetz beinhaltet keine Flexibilität betreffend der Begrenzung der Belastungen der Endverbraucher. Bei höheren Aufwendungen läge ein substantielles Problem vor. In den Kalkulationen ist ein Sicherheitspolster von 5 % zu berücksichtigen.

9 „Sonstige Ökoanlagen“ (Windkraft, Biomasse, etc.)

Die größten Potenziale in Österreich sind gegeben durch:

- Windkraft (Ausbaupläne über 800 MW in Vorbereitung)
- Biomasse inklusive Abfall mit hohem biogenen Anteil

9.1 Bestehende Anlagen („Altanlagen“)

Gemäß Ökostromgesetz ist für die bereits bestehenden bzw. bis zum Jahresende 2002 genehmigten Ökoanlagen die Abnahme- und Vergütungspflicht fortzuführen

und im Rahmen der Budgetgrenzen zukünftig aus den bundeseinheitlichen Verrechnungspreisen und Förderbeiträgen zu finanzieren.

Nach Erhebungsstand September 2002 sind davon 1.081 Ökoanlagen betroffen, die mit einer Ökostromeinspeisemenge von etwa 725 GWh einem Anteil von etwa 1,45 % an der gesamten Abgabemenge aus öffentlichen Netzen im Jahr 2003 entsprechen.

Die Anlagen sind zum Teil noch nicht in Betrieb (z.B. feste Biomasse-Zufuierung), aufgrund des Genehmigungsstandes ist aber voraussichtlich ein Rechtsanspruch auf Vergütung gemäß Einspeisetarifregelungen der Bundesländer gegeben. Daher sind die Anlagen bei den folgenden Kalkulationen zu berücksichtigen.

Tabelle 6: "Altanlagen" lt. Benennungsbescheiden und Ländermitteilungen, Stand 2002-09-26

Energieträger	Anzahl	kW	Voll h	Einspeisung kWh/Jahr	%-Anteil Ö per 2003	cent/kWh	Aufw. in €/a
Biogas	73	9.854	4.619	45.521.500	0,091%	10,83	3.835.602
Biomasse fest 1)	22	66.287	4.452	295.141.500	0,590%	8,25	17.275.189
Biomasse flüssig	5	994	5.000	4.970.000	0,010%	13,49	551.171
Deponiegas	10	5.511	2.837	15.633.000	0,031%	4,83	380.084
Geothermie	2	1.250	7.000	8.750.000	0,018%	6,17	330.050
Klärgas	9	2.915	2.900	8.452.500	0,017%	7,02	390.329
Photovoltaik	880	4.918	1.000	4.917.770	0,010%	50,10	2.345.599
Windkraft	80	175.854	1.953	343.505.550	0,687%	7,65	18.027.254
Summe	1.081	267.583	29.762	726.891.820	1,454%	8,33	43.135.276

ad 1) v.a. Zufuierung Mellach 15 MW, St. Andrä 12 MW, Timelkam 15 MW, Linz (KWK) 7 MW

9.2 Szenarien für Neuanlagen

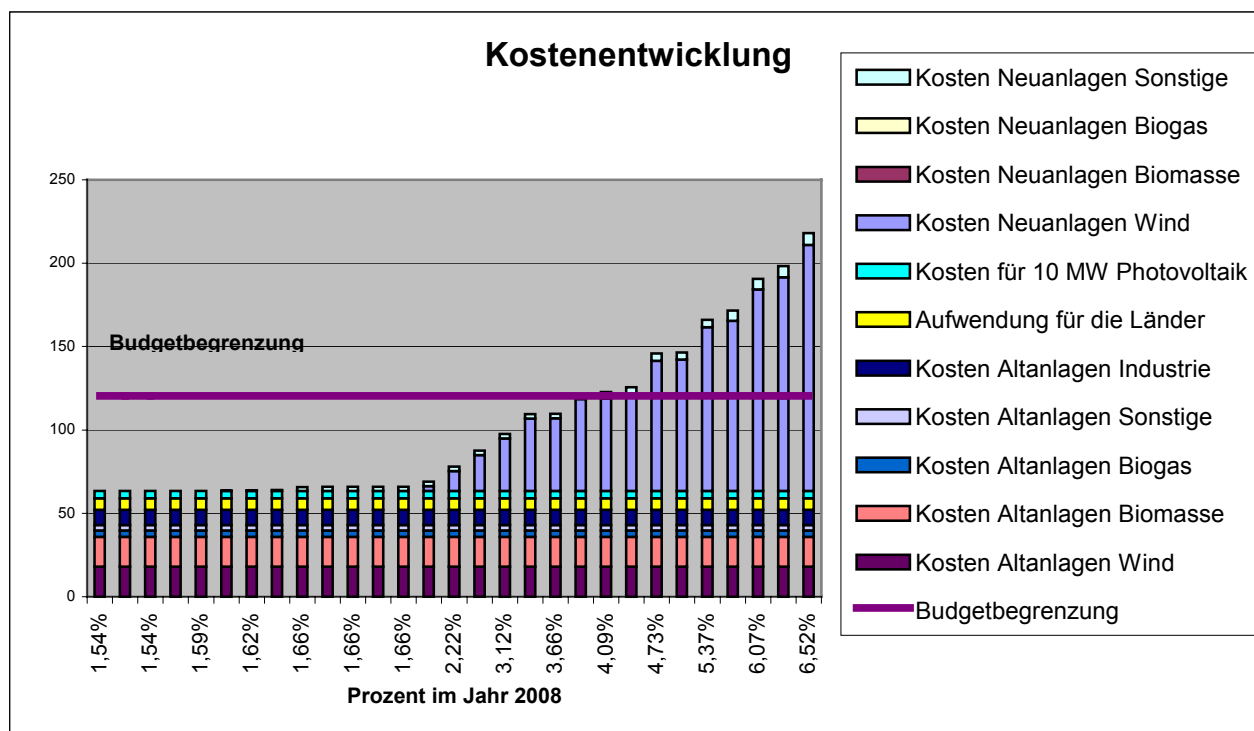
Um im Jahr 2008 das Ziel von 4% zu erreichen, sind zusätzlich zu den bereits bestehenden bzw. anerkannten „Altanlagen“, die etwa 727 GWh erzeugen, noch weitere „Neuanlagen“ zu errichten, die zumindest 1.416 GWh erzeugen müssten. Die Stromerzeugungsmengen mittels Photovoltaik (PV) betragen bei Ausschöpfen der Deckelung gemäß Ökostromgesetz (15 MW) etwa 0,7 %. Allerdings sind dafür wesentliche höhere Anteile des Förderungsbudgets erforderlich, ca. EUR 7,5 Mio. jährlich (etwa 6 %).

Tabelle 7: Bedarf an Neuanlagen zur 4 % Erreichung

Soll 4 % im Jahr 2008	2.155 GWh
minus bestehende "Altanlagen" lt. Anerkennungsbescheiden Stand Sept. 2002	727 GWh
minus zusätzliche 10 MW PV bei 1.200 Vollaststunden (auf 15 MW Deckelung, "Altanlagen" 5 MW)	12 GWh
Neuanlagen für 4 % Erreichung	1.416 GWh

In der folgenden Abbildung ist die Erreichbarkeit des 4 % Zieles mittels eines Kostenminimierungsszenarios für die noch erforderlichen Neuanlagen dargestellt. Die bereits bestehenden „Altanlagen“ mit ihrem Rechtsanspruch auf Abnahme und Vergütung entsprechend den Einspeisetarifen der Bundesländer sind entsprechend den vorliegenden Daten mitübernommen.

Abbildung 3: Szenario der 4 % Zielerreichung mit minimalen Förderungsvolumina (Einspeisetarifvolumina), Kosten in Mio. EUR pro Jahr



Die Abbildung zeigt, dass die mit im Vergleich zu anderen Ökoanlagen verhältnismäßig niedrigen Einspeisetarifen realisierbaren Windkraftpotenziale gemeinsam mit den bereits anerkannten „Altanlagen“ weit über 4 % ergeben.

Zu erklären ist das mit folgenden Planungsansätzen für Windkraftnutzung, dargestellt nur für die beiden Bundesländer Burgenland und Niederösterreich:

Tabelle 8: Windenergie - Ausbauplanung Burgenland und Niederösterreich, Stand September 2002

Bundesland	Ausbauleistung	bereits in Betrieb	Neuanlagen geplant	Volllaststunden	Stromertrag p.a.	in % 2008
	MW	MW	MW	h	GWh/Jahr	
Burgenland	350	19	331	2.200	728,2	1,35
Niederösterreich	450	64	386	2.200	849,2	1,58
Summe beider Bundesländer	800	83	717	2.200	1577,4	2,93

Diese 2,93 % zusätzliche Windkraftherzeugung in Burgenland und Niederösterreich würden somit gemeinsam mit den bereits bestehenden „Altanlagen“ mehr als das Mindestziel von 4 % ergeben. Dabei sind weitere Windkraftnutzungen in anderen Bundesländern und zusätzliche Ökostromezeugungen aus anderen erneuerbaren Energieträgern, wie Biomasse, nicht eingerechnet.

Daraus folgt:

- Werden Einspeisetarife gemessen an den durchschnittlichen Produktionskosten von Windkraft und ohne Begrenzung, so wird das 4 % Ziel in wenigen Jahren übererfüllt sein, zu erwarten wären bei einem forcierten Ausbau auch der weiteren erneuerbaren Energieträger zumindest 7 % bis 8 %.
- Gemeinsam mit dem für Windkraft erforderlichen Ausgleichsenergiebedarf und den in der Sitzung im BMWA am 17.9.2002 seitens einiger Teilnehmer vorgeschlagenen Einspeisetarife würden bei einem solchen Szenario die erforderlichen Fördervolumina etwa verdoppelt werden, nämlich von etwa EUR

120 Mio. jährlich auf etwa EUR 240 Mio. jährlich, mit entsprechenden Auswirkungen auf die Zuschläge.

Tabelle 9: Ökostromerzeugung – mögliche Anteile der Biomasse (Abschätzung/Richtwerte)

	Leistung MW	Volllaststunden h	Stromerzeugung GWh/Jahr	Zielanteil 2008 von 53.886 GWh/Jahr %	Erforderlicher Einspeisetarif Cent/kWh
KWK in Papier-/Zellstoffindustrie	30	8000	240	0,45	< 7,5
KWK Sonstige Industrie	25	8000	200	0,37	etwa 6 bis 10
KWK-Heizkraftwerk/Fernwärme	40	3800	152	0,28	
Zufeuerungen kalorische Kraftwerke	30	3800	114	0,21	
Biomasse-Kraftwerke	30	3800	114	0,21	
Sonstige feste Biomasse und Abfall m.b.A.			nicht bewertet		
flüssige Biomasse	< 1		nicht bewertet		
gasförmige Biomasse <small>theoretisches Potenzial wesentlich höher</small>	4	7000	28	0,05	

SUMME

1,57

Diese Abschätzung ist mit erheblichen Unsicherheiten verbunden, für die Bewertung von möglichen Entwicklungen aber erforderlich. Stromerzeugungen aus Biomasse in diesem Ausmaß hätten erhebliche Auswirkungen auf den gesamten Biomassemarkt. Je höhere Einspeisetarife für die Verstromung von Biomasse angeboten werden, desto größer wäre die Auswirkung auf das Mengen- und Preisgefüge der Biomasse.

Es von entscheidender Bedeutung, ob zukünftig ein hoher Anteil der bisher für die Eigenerzeugung von Industriebetrieben erzeugter Strom zukünftig mit Abnahme- und Vergütungsrecht in das öffentliche Netz eingespeist werden wird. Es könnten etwa 0,8 %, also fast ein Fünftel des 4 % Zieles aufgebracht werden, allerdings ohne dass de facto eine höhere Stromerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern stattfinden würde. Wirtschaftlich kalkulierende Industriebetriebe werden dann in das öffentliche Netz einspeisen, wenn die Systemnutzungskosten für Fremdstrombezug in Summe niedriger sind als die Erlöse aus dem Einspeisetarif.

9.3 Einspeisetarife – Basisberechnungen / Produktionskosten

Im folgenden werden die Anwendungsmöglichkeiten und Einspeisetarife anhand der Produktionskosten der wirtschaftlicheren Anlagen für jeden erneuerbaren Energieträger nach einer einheitlichen Struktur berechnet.

9.3.1 Windkraft

Günstige Standorte für Windkraft sind in Österreich im Bereich Parndorfer Platte / Bruck a.d. Leitha und auch in einigen Gebieten Niederösterreichs (Weinviertel) und Oberösterreichs gegeben.

Kostendeckenden Tarif für Windkraftanlagen:

Windenergie	
Nutzungsdauer:	10 Jahre
Zinssatz:	6 %
Investitionskosten:	900 €/kW
Betriebskosten:	27 €/kW/a
Betriebskosten in % der Investitionskosten:	3,00 %
Volllaststunden	2.200 h
Kostendeckender Tarif	6,79 cent/kWh

Die guten Standorte haben ausreichend Potenzial für die Übererfüllung des 4 % Zieles. Das Referenzanlagenmodells, das die Windkraftnutzung auch bei „schlechteren“ Standorten mit weniger Ertrag (weniger Volllaststunden) ermöglicht, würde eine weitere Erhöhung der Erzeugung aus Windkraft nach sich ziehen.

9.3.2 Feste Biomasse und Abfall mit hohem biogenen Anteil

Die Wirtschaftlichkeit der Stromerzeugung aus Biomasse ist von folgenden Parametern abhängig:

- Erforderliche (Zusatz-) Investitionskosten / kWel
- (zusätzlicher) Brennstoffpreis für eine kWhel
- Volllaststunden pro Jahr

Die erforderliche Investitionskosten können zwischen EUR 150 /kWel (Anpassungen bestehender Kraftwerke) und EUR 3.000/kWel (vollständig neue Investitionen) liegen. Die Volllaststunden können zwischen 3.800 Stunden (und weniger) bei saisonalem Winterbetrieb und 8.000 Stunden bei Ganzjahresbetrieb variieren.

Die Bemessung der Einspeisetarife erfolgt auf Basis folgender Parameter:

- Bevorzugung von kostengünstigerer Erzeugung
- Keine höheren Brennstoffkosten als 4,8 cent/kWhel
- Keine Kombination der teuersten Technologien mit den teuersten Brennstoffkosten

Neuinvestition für Biomasse und Abfall m.h.b.A.	
Nutzungsdauer:	15 Jahre
Zinssatz:	6,00 %
Investitionskosten bei Neubau:	3.000,00 €/kW
Betriebskosten exkl. Brennstoffkosten:	80,00 €/kW/a
Brennstoffkosten	3,40 cent/kWhel
Volllaststunden	7.000,00 h
Kostendeckender Tarif bei 7000 Volllaststunden:	8,96 cent/kWh

KWK in Industriebetrieben - Biomasse und Abfall m.h.b.A.	
Nutzungsdauer:	15 Jahre
Zinssatz:	6,00 %
Investitionskosten	1.200,00 €/kW
Betriebskosten exkl. Brennstoffkosten:	50,00 €/kW/a
Brennstoffkosten	4,00 cent/kWhel
Volllaststunden	7.000,00 h
Kostendeckender Tarif bei 7000 Volllaststunden:	6,48 cent/kWh

Zufeuerung in kalorischen Kraftwerken - Biomasse	
Nutzungsdauer:	15,00 Jahre
Zinssatz:	6,00 %
Investitionskosten bei Zufeuerung in kalorischen Kraftwerken:	200,00 €/kWel
Betriebskosten exkl. Brennstoffkosten:	40,00 €/kW/a
Brennstoffkosten	4,80 cent/kWhel
Volllaststunden	3.800,00 h
Kostendeckender Tarif bei 3800 Volllaststunden:	6,39 cent/kWh

Zufeuerung in kalorischen Kraftwerken - Biomasse und Abfall m.h.b.A.	
Nutzungsdauer:	15,00 Jahre
Zinssatz:	6,00 %
Investitionskosten bei Zufeuerung in kalorischen Kraftwerken:	200,00 €/kWel
Betriebskosten exkl. Brennstoffkosten:	40,00 €/kW/a
Brennstoffkosten	3,40 cent/kWhel
Volllaststunden	3.800,00 h
Kostendeckender Tarif bei 3800 Volllaststunden:	4,99 cent/kWh

9.3.3 Flüssige Biomasse, Biogas, Geothermie, Deponie- und Klärgas, Photovoltaik

Die Kostenerwertungen von Stromerzeugungen aus flüssiger Biomasse, Biogas, Geothermie und Photovoltaik sind mit größeren Unsicherheiten verbunden, da sich die Entwicklungen der Technologien noch im Anfangsstadium befinden bzw. noch keine repräsentativ hohen Stückzahlen erzeugt worden sind.

Nachfolgende Berechnungen sollen Richtwerte für die Kostenbewertungen darstellen:

Flüssige Biomasse	
Nutzungsdauer:	15 Jahre
Zinssatz:	6,00 %
Investitionskosten	3.800,00 €/kW
Betriebskosten:	50,00 €/kW/a
Brennstoffkosten	3,80 cent/kWhel
Kostendeckender Tarif bei 7000 Volllaststunden:	10,10 cent/kWh

Biogas mit Kofermentation - Kleinanlagen (< 200 kW)	
Nutzungsdauer:	15 Jahre
Zinssatz:	6,00 %
Investitionskosten:	3.500,00 €/kW
Betriebskosten:	60,00 €/kW/a
Betriebskosten in % der Investitionskosten:	1,71 %
Volllaststunden	4.900,00 h
Kostendeckender Tarif bei 4900 Volllaststunden:	8,58 cent/kWh

Biogas ohne Kofermentation - Kleinanlagen (< 200 kW)	
Nutzungsdauer:	15 Jahre
Zinssatz:	6,00 %
Investitionskosten:	4.000,00 €/kW
Betriebskosten:	135,00 €/kW/a
Betriebskosten in % der Investitionskosten:	3,38 %
Volllaststunden	4.900,00 h
Kostendeckender Tarif bei 4900 Volllaststunden:	11,16 cent/kWh

Biogas ohne Kofermentation - Großanlagen (> 200 kW)	
Nutzungsdauer:	15 Jahre
Zinssatz:	6,00 %
Investitionskosten:	3.000,00 €/kW
Betriebskosten:	135,00 €/kW/a
Betriebskosten in % der Investitionskosten:	4,50 %
Volllaststunden	4.900,00 h
Kostendeckender Tarif bei 4900 Volllaststunden:	9,06 cent/kWh

Geothermie (Entwurf)	
Nutzungsdauer:	15,00 Jahre
Zinssatz:	6,00 %
Investitionskosten:	2.544,00 €/kW
Betriebskosten:	230,00 €/kW/a
Betriebskosten in % der Investitionskosten:	9,04 %
Kostendeckender Tarif bei 7000 Volllaststunden:	7,03 cent/kWh

Deponiegas, Klärgas (Entwurf Variante 2)	
Nutzungsdauer:	15 Jahre
Zinssatz:	6,00 %
Investitionskosten:	2.200,00 €/kW
Betriebskosten:	44,00 €/kW/a
Betriebskosten in % der Investitionskosten:	2,00 %
Kostendeckender Tarif bei 6800 Volllaststunden:	3,98 cent/kWh

Photovoltaik	
Nutzungsdauer:	20,00 Jahre
Zinssatz:	6,00 %
Investitionskosten:	5.000,00 €/kWp
Betriebskosten:	40,00 €/kWp/a
Betriebskosten in % der Investitionskosten:	0,80 %
Kostendeckender Tarif bei 1100 Volllaststunden:	43,27 cent/kWh

9.4 Struktur der Einspeisetarife „Sonstige Ökoanlagen“

Struktur für die Einspeisetarife:

- nach erneuerbaren Energieträgern:
 - Windkraft (einheitlicher Tarif)
 - Feste Biomasse nach Gliederung im obigen Abschnitt
 - Abfall mit hohem biogenen Anteil ident mit Mischfeuerungen aus fester Biomasse und Abfall mit hohem biogenen Anteil, nach Gliederung in obigen Abschnitt
 - Sonstige erneuerbare Energieträger nach obiger Gliederung
 - Abstufung nach Leistung für Biogas (< 200 kW und > 200 kW)

10 Kleinwasserkraft

10.1 Grundlagen

Die meisten Kleinwasserkraftwerke sind bereits in Betrieb (bestehende „Altanlagen“), der Ausbau ist limitiert.

Tabelle 11: Kleinwasserkraft – bestehende „Altanlagen“ (Hochrechnung aus Kleinwasserkraft-Registerdatenbank) und 9% Zielquote für 2008, „Variante 3: 56,1 TWh“

Gesamt-Abgabemenge 2003 aus öffentlichen Netzen bei 2 % Zuwachs p.a. (Zuschlagst)	49.781 GWh
Bezugsbasis für 9 % KWKW Quote 2008 - Var 3 (wie Basis für EU-RL Ziel 78,1 %)	56.100 GWh
9 % Zielquote 2008 KWKW mit 56.100 GWh Bemessungsbasis (Var. 3 "EU-RL")	5.049 GWh
Erzeugte KWKW 2002	3.870 GWh
Zusätzlicher KWKW-Bedarf bis 2008	1.179 GWh
entspricht bei 5.000 Volllaststunden	236 MW

Im Jahr 2008 stehen, bei Einhaltung der gesetzlichen Budgetbegrenzung mit einer Kostenbelastung von maximal 0,16 Cent/kWh Endverbrauch, folgende Einnahmen zur Verfügung:

Tabelle 12: Einnahmen für die Unterstützung von Kleinwasserkraft im Jahr 2008

Abgabemenge 2008 bei 2 % Zuwachs p.a. (Kostenbegrenzungsbasis für 2008)	54.962 GWh
Einnahmen bei Einhaltung der Begrenzung von 0,16 cent/kWh Endverbrauch	87,9 Mio. EUR

Die Einspeisetarifstruktur ist auf diese prognostizierte Situation im Jahr 2008 hin zu berechnen.

Tabelle 13: Aufwandsstruktur aus den Einnahmen für Kleinwasserkraft – Prognose für das Jahr 2008

maximale Gesamteinnahmen zufolge Kostenbegrenzung	87,9 Mio. EUR	
abzüglich 5 % Sicherheitspuffer (Abweichungen Regeljahr, uam)	4,4 Mio. EUR	
abzüglich Aufwendungen für Öko-BGV (grobe Schätzung) - Teil 1 (Ausgleichsenergie und Verwaltung)	5,5 Mio. EUR	50 % für KWKW
abzüglich Aufwendungen für Öko-BGV (grobe Schätzung) - Teil 2 (Ausfallshaftung, Finanzierungsrisiko)	8,0 Mio. EUR	50 % für KWKW
ergibt maximal für unmittelbare Unterstützung von Kleinwasserkraft Variante 1 (kein Abzug Ausfallshaftung)	78,0 Mio. EUR	
ergibt maximal für unmittelbare Unterstützung von Kleinwasserkraft Variante 2 (Abzug Ausfallshaftung)	70,0 Mio. EUR	

Als Tarifstruktur wäre ein „Zonenmodell“ am vorzuziehen, die ersten in das öffentliche Netz eingespeisten Strommengen werden mit einer höheren Förderung pro kWh unterstützt als die nächste Mengenkategorie, und zwar über mehrere definierte Mengenklassen. Das Zonenmodell kann sinnvoll nur für „Volleinspeiser“ angewendet werden.

Tabelle 14: Zonenmodell – Muster für die Mengenklassen für Volleinspeiser

Einspeise- menge von kWh	Einspeise- menge bis kWh
0	1.000.000
1.000.001	5.000.000
5.000.001	15.000.000
15.000.001	25.000.000
25.000.001	50.000.000

Die nachfolgende Tabelle zeigt das durchschnittliche Anlagenalter der österreichischen Kleinwasserkraftwerke < 5 MW. Das durchschnittliche Anlagenalter liegt bei etwa 40 Jahren, wenn Revitalisierungen mitbewertet werden.

Tabelle 15: Bestehende Kleinwasserkraftwerke – Anlagenalter seit erster Inbetriebnahme für die Anlagen < 5 MW

Jahr der Inbetrieb- nahme		Regelarbeits- vermögen in %	Durchschnittliche Lebensdauer im Jahr 2003	Lebensdauer gewichtet mit RAV
von	bis			
unbekannt		3,7	50	185
	1900	2,8	105	291
1901	1905	6,4	100	639
1906	1910	8,6	95	818
1911	1915	3,2	90	286
1916	1920	2,1	85	176
1921	1925	7,6	80	607
1926	1930	4,7	75	349
1931	1935	1,7	70	122
1936	1940	1,7	65	113
1941	1945	0,6	60	35
1946	1950	3,2	55	174
1951	1955	2,2	50	108
1956	1960	3,2	45	142
1961	1965	3,2	40	128
1966	1970	4,4	35	154
1971	1975	2,4	30	71
1976	1980	2,6	25	66
1981	1985	11,8	20	236
1986	1990	15,9	15	239
1991	1995	4,8	10	48
1996	1998	3,4	5	17
Summe		100,0		5.003

Durchschnittliche Lebensdauer = $5003/100$: **50,03 Jahre**

Tabelle 16: Mittel für die Unterstützung von Kleinwasserkraft: Bestehende Anlagen bzw. Optimierungen und Neuerrichtung – Prognose 2008 – VARIANTE 1 (kein Budgetabzug für Zahlungsausfälle und Zwischenfinanzierung Öko-BGV)

Basisunterstützung für bestehende "Altanlagen" und Zubau (Annahme: 90 %)	70,2 Mio. EUR
zusätzliche Anreize für Optimierungen und Neubau (Annahme: 10%)	7,8 Mio. EUR
Gesamt (Maximalbetrag zufolge Kostenbelastungsgrenze, Prognose Jahr 2008)	78,0 Mio. EUR

Tabelle 17: Mittel für die Unterstützung von Kleinwasserkraft: Bestehende Anlagen bzw. Optimierungen und Neuerrichtung – Prognose 2008 – VARIANTE 2 (Budgetabzug auch für Zahlungsausfälle und Zwischenfinanzierung Öko-BGV)

Basisunterstützung für bestehende "Altanlagen" und Zubau (Annahme: 90 %)	63,0 Mio. EUR
zusätzliche Anreize für Optimierungen und Neubau (Annahme: 10%)	7,0 Mio. EUR
Gesamt (Maximalbetrag zufolge Kostenbelastungsgrenze, Prognose Jahr 2008)	70,0 Mio. EUR

10.2 Basis-Unterstützungstarife

Werden die Mittel der „Basisunterstützung“ nach dem Zonenmodell und einer bestimmten Gewichtung der Größenzonen auf die für die 9 % Zielquote erforderlichen Kleinwasserkraftstrommengen im Jahr 2008 aufgeteilt, so ergeben sich folgende Unterstützungstarife bzw. inklusive Marktpreis Einspeisetarife für Variante 1:

Tabelle 18: Basis-Unterstützungstarife und Einspeisetarife bei 9 % Zielerfüllung (Annahme: Bemessungsbasis 56,1 TWh, 10 % zweckgewidmet für Optimierungen und Neubau, daher nicht im Basis-Unterstützungstarif enthalten) – Variante 1

Anzahl der Anlagen	Einspeisemenge von kWh	Einspeisemenge bis kWh	geschätzte Ausbauleistung bis ca.	prod.Menge in dieser Kategorie kWh	Marktpreis je kWh in Cent _€	Staffelung der var. Förderung	Förderbeitrag je kWh in Cent _€	Erlös je kWh in Cent _€	Erlös je kWh in Groschen	Kosten Förderung gesamt
1.287	0	1.000.000	200 kW	1.213.661.265	2,448	1,000	2,610	5,058	69,6	31.674.066
452	1.000.001	5.000.000	1.000 kW	1.760.425.667	2,448	0,650	1,696	4,144	57,0	29.863.271
144	5.000.001	15.000.000	3.000 kW	1.231.429.529	2,448	0,250	0,652	3,100	42,7	8.034.445
31	15.000.001	25.000.000	5.000 kW	481.430.881	2,448	0,050	0,130	2,578	35,5	628.218
34	25.000.001	50.000.000	10.000 kW	362.216.039	2,448	0,000	0,000	2,448	33,7	0
1.948				5.049.163.381						70.200.000

Die durchschnittliche Basis-Unterstützung bezogen auf die gesamte erzeugte Strommenge für Variante 1 ist in der folgenden Tabelle dargestellt:

Tabelle 19: Durchschnittliche Basis-Unterstützung pro kWh – Variante 1

	g/kWh	cent/kWh
bis 200 kW	69,6	5,1
1 MW	59,5	4,3
3 MW	48,3	3,5
5 MW	43,2	3,1
10 MW	38,4	2,8

Für Variante 2 ergeben sich folgende Unterstützungstarife bzw. inklusive Marktpreis die Einspeisetarife:

Tabelle 20: Basis-Unterstützungstarife und Einspeisetarife bei 9 % Zielerfüllung (Annahme: Bemessungsbasis 56,1 TWh, 10 % zweckgewidmet für Optimierungen und Neubau, daher nicht im Basis-Unterstützungstarif enthalten) – Variante 2

Anzahl der Anlagen	Einspeisemenge von kWh	Einspeisemenge bis kWh	geschätzte Ausbauleistung bis ca.	prod.Menge in dieser Kategorie kWh	Marktpreis je kWh in Cent _€	Staffelung der var. Förderung	Förderbeitrag je kWh in Cent _€	Erlös je kWh in Cent _€	Erlös je kWh in Groschen	Kosten Förderung gesamt
1.287	0	1.000.000	200 kW	1.213.661.265	2,448	1,000	2,342	4,790	65,9	28.425.444
452	1.000.001	5.000.000	1.000 kW	1.760.425.667	2,448	0,650	1,522	3,970	54,6	26.800.371
144	5.000.001	15.000.000	3.000 kW	1.231.429.529	2,448	0,250	0,586	3,034	41,7	7.210.400
31	15.000.001	25.000.000	5.000 kW	481.430.881	2,448	0,050	0,117	2,565	35,3	563.785
34	25.000.001	50.000.000	10.000 kW	362.216.039	2,448	0,000	0,000	2,448	33,7	0
1.948				5.049.163.381						63.000.000

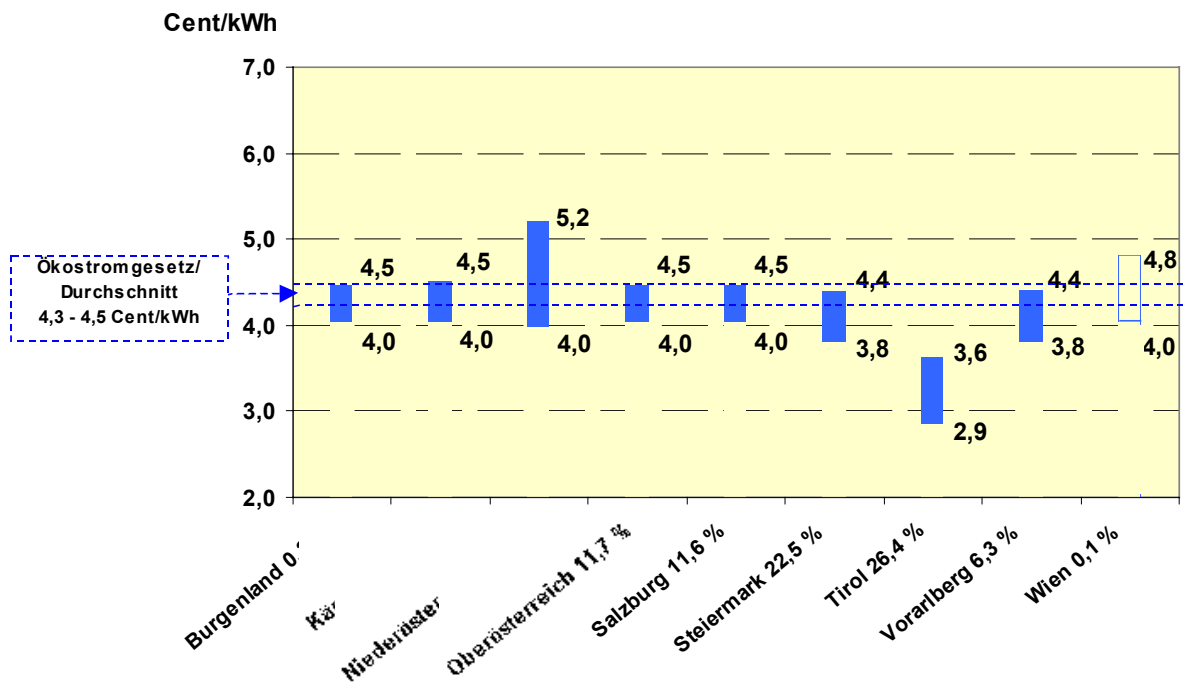
Die durchschnittliche Basis-Unterstützung bezogen auf die gesamte erzeugte Strommenge für Variante 2 ist in der folgenden Tabelle dargestellt:

Tabelle 21: Durchschnittliche Basis-Unterstützung pro kWh – Variante 2

	g/kWh	cent/kWh
bis 200 kW	65,9	4,8
1 MW	56,9	4,1
3 MW	46,8	3,4
5 MW	42,2	3,1
10 MW	37,9	2,8

Diese durchschnittlichen Basiswerte, mit denen bestehende Kleinwasserkraftwerke, die keine wesentlichen Optimierungsmaßnahmen ab dem Jahr 2003 setzen, auskommen müssten, können mit den Abnahmepreisen der Landesenergieversorger vor der Liberalisierung verglichen werden, die in nachfolgender Abbildung vereinfacht dargestellt sind (Zielgruppe dieser Vereinbarungen waren vor allem die kleineren Kleinwasserkraftwerke, kaum Anlagen über 3 MW):

Abbildung 4: Tarife für „kleine Kleinwasserkraft“ in den Bundesländern vor der Liberalisierung 1998



10.3 Produktionskosten bestehender „Altanlagen“

Es ist nur bedingt möglich, die Produktionskosten aller bestehender etwa 2.000 Kleinwasserkraftwerke gleich zu bewerten. Eine Differenzierung der Tarife ist aber sinnvollerweise nur über das Zonenmodell praktikabel. Es werden in der Folge einige Beispiele für die Kostenstrukturen der wirtschaftlicheren Altanlagen gezeigt:

Bestehende Kleinwasserkraft - aufwendigere Anlage (Entwurf)		
Durchschn. Nutzungsdauer lt. Statistik	40	Jahre
Zinssatz:	5,50	%
Investitionskosten (nach Abzug gewährter Förderungen)	2.500,00	€/kW
Betriebskosten	1,80	cent/kWhel
Kostendeckender Tarif bei 5000 Volllaststunden:	4,92	cent/kWh

Bestehende Kleinwasserkraft - kostengünstige Anlagen / Niederdruck (Entwurf)		
Durchschn. Nutzungsdauer lt. Statistik	40	Jahre
Zinssatz:	5,50	%
Investitionskosten (nach Abzug gewährter Förderungen)	1.500,00	€/kW
Betriebskosten	1,20	cent/kWhel
Kostendeckender Tarif bei 5000 Volllaststunden:	3,07	cent/kWh

10.4 Anreize für Optimierungsmaßnahmen und Neuanlagen

Optimierungsmaßnahmen und Neuanlagen müssen gemäß Ökostromgesetz dann zusätzlich unterstützt werden, wenn es die Kostenstrukturen erfordern. Bei einem mittleren Anlagenalter von 40 Jahren (gewichtet) sind die Kostenstrukturen bei Anlagen mit neuen Investitionen und entsprechendem Abschreibungsanteil sicher anders als bei den bestehenden Anlagen.

Es könnten Zusatztarife für

- a) Optimierungsmaßnahmen mit mindestens 15 %iger Stromertragssteigerung (Gesamterzeugungssteigerung UND Einspeisemengensteigerung in das öffentliche Netz)
- b) Neuanlagen

realisiert werden.

10.5 Struktur der Einspeisetarife Kleinwasserkraft

- „Zonenmodell“ für die bestehenden „Altanlagen“, wenn sie Volleinspeiser sind („Basisunterstützung“)
- geringerer Standardtarif für Teileinspeiser
- Zusatztarif bei Unterstützungsmaßnahmen mit Stromertragssteigerungen über 15 %
- Zusatztarif bei Neuanlagen – gemessen an den kostengünstigsten Anlagen