

EVALUIERUNG

der

**Ökostromentwicklung
und
Ökostrompotenziale**

im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Arbeit

durch die
Energie-Control GmbH
Rudolfsplatz 13a, 1010 Wien
www.e-control.at

Wien, 23.10.2007

Inhaltsverzeichnis

1	Vorwort	8
2	Zusammenfassung und Empfehlungen	9
2.1	Effektives Management und laufendes Controlling zur Stromverbrauchsentwicklung	9
2.2	Ökostrom-Ausbauziele	10
2.3	Wasserkraftausbau – plus 700 MW bis 2015	11
2.4	Windkraftausbau – plus 700 MW bis 2015	12
2.5	Tarifstrukturen	13
2.5.1	Begrenzter Rohstoffpreiszuschlag für konkursgefährdete bestehende Biogasanlagen	14
2.5.2	Begrenzter Rohstoffpreiszuschlag für konkursgefährdete bestehende Biomasse-flüssig Anlagen	17
2.6	Option Unterstützungstarif und Ökostrom-Selbstvermarktung statt Einspeisetarif	18
2.7	Ablage	19
2.8	Finanzierungsstruktur	20
2.8.1	Derzeitige Finanzierungsstruktur	20
2.8.2	Optionen für eine zukünftige Finanzierungsstruktur	22
2.8.3	Förderungsbedarf für zusätzlich 700 MW Windkraft	25
2.8.4	Förderungen weiterer Ökostromanlagen	26
2.8.5	Förderungsbedarf für zusätzlich 700 MW Wasserkraft	26
2.8.6	Neue Technologien: Photovoltaik Forschungszentren	27
2.9	Administrative Verbesserungen	27
3	Stromverbrauchsentwicklung	29
4	Ökostromentwicklung national und international	32
4.1	Ökostromentwicklung in Österreich	32
4.2	Erneuerbare Energie und Ökostrom in der EU	43
4.3	Unterstützungssysteme und Ansätze der Europäischen Kommission	48
4.4	Das EEG – Förderung von Ökostrom in Deutschland	51
5	Ressourcen sowie Energie- und Fördereffizienz Ministerratsbeschluss, Punkt 1	53
5.1	Österreichische Ressourcen für erneuerbare Energie und für einen weiteren Ökostrom-Ausbau	53
5.2	Entwicklung der Rohstoffpreise	57

5.3	CO ₂ -Vermeidungskosten und CO ₂ -Preisentwicklung	59
5.4	Volkswirtschaftliche Auswirkung einer Ökostrom-Förderung	63
6	Ökostromausbau Ministerratsbeschluss Punkt 2	68
6.1	Ökostrom-Ausbauziele	68
6.2	Wasserkraftausbau – plus 700 MW bis 2015	69
6.3	Windkraftausbau – plus 700 MW bis 2015	70
6.4	Neue Technologien.....	71
7	Tarifgestaltung Ministerratsbeschluss Punkt 3.....	72
8	Eintrittshürden Ministerratsbeschluss Punkt 4.....	77
9	Nettoproduktionswertdeckelung, Ablage Ministerratsbeschluss Punkt 5	86
9.1	Nettoproduktionswertdeckelung	86
9.1.1	Derzeitige Finanzierungsstruktur	86
9.1.2	Optionen für eine zukünftige Finanzierungsstruktur.....	88
9.2	Ablage.....	91
10	Förderbudget, Zählpunktpauschale-Regelungen Ministerratsbeschluss Punkt 6	93
11	Neue Technologien Ministerratsbeschluss Punkt 8.....	95
Anhang:	Ergebnisse der Umfrage „Hemmnisse des Ökostromausbau“ von AC Nielsen Ges.m.b.H.	96

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Unterstützte Ökostrommengen 2002 bis 2008 (2007 und 2008: Prognosewerte)	33
Tabelle 2: Unterstützte Ökostrommengen und Vergütungen 1. Halbjahr 2007 im Vergleich zum 1. Halbjahr 2006.....	34
Tabelle 3: Leistung der Ökostromtechnologien in Betrieb 2003 bis 2007 sowie genehmigt per 31.3.2007	35
Tabelle 4: Unterstützungsvolumina 2003 bis 2008 nach Technologie	41
Tabelle 5: Einspeisetarif-Kontingentbewirtschaftung 1.10.2006 bis 15.10.2007	41
Tabelle 6: Einspeisetarifvergleich in den EU-Ländern	46
Tabelle 7: Windkraftausbau Ende 2006 (im Vergleich zu 2005) in der EU	48
Tabelle 8: Anteil des geförderten sonstigen Ökostroms in Deutschland (2006), Österreich (2006 bzw. 1.HJ 2007) und in der EU-25 (2005)	52
Tabelle 9: Richtwerte für zusätzliche Nutzung erneuerbarer Energieträger aus heimischen Ressourcen	53
Tabelle 10: Richtwerte für zusätzliche Stromerzeugung aus erneuerbaren Energieträger bis 2015	54
Tabelle 11: Subvention je Vollzeitäquivalent bei einem Strommarktpreis von 6,5 Cent/kWh	65
Tabelle 12: Kostenrechnungen einiger Fallbeispiele von Biomasse-fest - Anlagen.....	74
Tabelle 13: Kostenrechnungen einiger Fallbeispiele von Biogas-Anlagen	75
Tabelle 14: Kostenrechnung einer Windkraft - Anlage	76
Tabelle 15: Struktur der Interviews "Hemmnisse des Ökostromausbau"	78
Tabelle 16: Ökostromerzeugung mit „17 Mio. Budget“ – Richtwerte bei gegebener Technologieaufteilung 30/30/30/10.....	93
Tabelle 17: Ökostromerzeugung mit „17 Mio. Budget“ – Richtwerte bei alternativer Technologieaufteilung 60/15/15/10.....	94

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Finanzierungsstruktur bestehendes Ökostromgesetz	20
Abbildung 2: Gesamtenergie- und Stromverbrauch 1990 - 2020	29
Abbildung 3: Stromverbrauch und BIP 1976 – 2005 in Österreich.....	30
Abbildung 4: Energieverbrauch und BIP-Entwicklung, Beispiel Dänemark.....	31
Abbildung 5: Unterstützte Ökostrommengen 2004 bis 2007 (Prognose), exklusive Wasserkraft.....	32
Abbildung 6: Unterstützte Ökostrommengen 2002 bis 2007 (Prognose) nach Technologie, exklusive Wasserkraft	33
Abbildung 7: Leistung der Ökostromtechnologien in Betrieb 2003 bis 2007 sowie genehmigt per 31.3.2007	36
Abbildung 8: Genehmigungen und Inbetriebnahmen von Biomasse- und Biogasanlagen 2002 bis 2007	37
Abbildung 9: Durchschnittliche Einspeisetarife im Vergleich zum Marktpreis 2003 bis 2007.....	38
Abbildung 10: Unterstützungsvolumina für sonstigen Ökostrom 2004 bis 2008 (2007 und 2008: Prognosewerte)	39
Abbildung 11: Unterstützungsvolumina 2003 bis 2008 nach Technologie	40
Abbildung 12: Ökostromerzeugung 2005 in der EU und in Österreich	43
Abbildung 13: Anteil erneuerbarer Energien am Gesamtenergieverbrauch 2005 in der EU und in Österreich	44
Abbildung 14: Bereits 2004 erreichtes sowie zusätzliches Potenzial von Ökostrom 2020 in den EU-15 (links) sowie nach Ökostrom-Technologie (rechts).....	47
Abbildung 15: Mögliche Windfall-Profits aus einem von der Technologie unabhängigen Herkunftsnachweishandel.....	49
Abbildung 16: Holznutzung der Jahre 2000-2005, 2006 und prognostizierte mögliche Holznutzung 2020.....	56
Abbildung 17: Entwicklung der Preise von Energieholz und Mais von 2000 (2005) bis 2007.....	57
Abbildung 18: Pelletspreisindex Jänner 2006 bis Oktober 2007	58
Abbildung 19: CO ₂ -Reduktionskosten von erneuerbaren Technologien und CO ₂ - Sequestration.....	60
Abbildung 20: CO ₂ -Vermeidungskosten verschiedener Maßnahmen (Quelle: McKinsey).....	61

Abbildung 21: CO ₂ (EU-ETS 2007) - Preisentwicklung 07.11.2003 - 21.09.2007	62
Abbildung 22: CO ₂ (EU-ETS 2005 bis 2012) - Preisentwicklung 07.03.2003 - 21.09.2007 ...	62
Abbildung 23: Arbeitsplatzeffekte der Ökostromförderung bei 0 % Import von Biomasse und Biogas in geschaffenen Arbeitsplatzjahren bei 2 GWh jährlicher Ökostromerzeugung (Quelle: IHS Kärnten, September 2007)	64
Abbildung 24: Arbeitsplatzeffekte der Ökostromförderung bei 100 % Import von Biomasse und Biogas in geschaffenen Arbeitsplatzjahren bei 2 GWh jährlicher Ökostromerzeugung (Quelle: IHS Kärnten, September 2007)	65
Abbildung 25: Gründe für die Verschlechterung der wirtschaftlichen Situation aus Sicht der Anlagenbetreiber	79
Abbildung 26: Rohstoffversorgung der befragten Biogas-Anlagen	80
Abbildung 27: Eigen- und Fremdbezug der befragten Anlagen bezogen auf die Leistung	81
Abbildung 28: Brennstoffversorgung der befragten Biomasse-fest Anlagen.....	82
Abbildung 29: Hemmnisse eines weiteren Ausbau von Ökostromanlagen aus Sicht von Biogas-Anlagenbetreibern	83
Abbildung 30: Hemmnisse für einen weiteren Ausbau von Ökostrom aus Sicht der Kleinwasserkraftwerksbetreiber	84
Abbildung 31: geplanter Ökostrom-Ausbau bestehender Anlagen	85
Abbildung 32: Finanzierungsstruktur bestehendes Ökostromgesetz	86

1 Vorwort

Das Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit hat die Energie-Control GmbH mit Schreiben vom 20. Juli 2007 beauftragt, eine Evaluierung des Ökostromgesetzes auf Basis des Ministerratsbeschlusses vom 11. Juli 2007 durchzuführen.

Es werden in der Evaluierung die bisherigen Ökostromentwicklungen mengenmäßig und kostenmäßig dargestellt, weitere Ausbaupotenziale angeführt und Hemmnisse für den Betrieb bestehender Ökostromanlagen und einen weiteren Ausbau analysiert. Zur Umsetzung der Ergebnisse werden Empfehlungen für eine Anpassung des Ökostromgesetzes gegeben.

Der vorliegende Evaluierungsbericht baut auf den Ergebnissen des Ökostromberichtes 2007 der Energie-Control GmbH vom August 2007 auf, der die Ökostromentwicklung bis Jahresmitte 2007 dargestellt hat. Dieser Bericht ist unter www.e-control.at abrufbar.

Um die Hemmnisse eines weiteren Ökostromausbaus aus der Sicht der Ökostromanlagenbetreiber darstellen zu können, wurden im September 2007 im Auftrag der Energie-Control GmbH vom Meinungsforschungsinstitut A.C. Nielsen 221 Ökostromanlagenbetreiber befragt. Die Ergebnisse sind in die vorliegende Evaluierung maßgeblich berücksichtigt worden.

Zur Bewertung der volkswirtschaftlichen Auswirkungen der Ökostrom-Förderungsprogramme wurde das Institut für Höhere Studien (IHS Klagenfurt) beauftragt. Die Ergebnisse sind ebenfalls in der vorliegenden Evaluierung dargestellt.

2 Zusammenfassung und Empfehlungen

2.1 Effektives Management und laufendes Controlling zur Stromverbrauchsentwicklung

Es ist zur Erreichung der Klimaschutzziele und auch von Quotenzielen für Stromerzeugung aus erneuerbarer Energie unerlässlich, dass eine deutliche Verbesserung der Gesamtenergieeffizienz und insbesondere der Effizienz beim Stromverbrauch erreicht wird. Denn nur durch eine Dämpfung des Stromverbrauchswachstums (und natürlich auch generell des Energieverbrauchswachstums) kann Österreich seine Klimaschutzziele erreichen und absichern. Mit Ökostromförderung alleine sind, unabhängig von den dafür aufgewendeten Fördermitteln, diese Ziele nicht nachhaltig erreichbar.

Die Energie-Control GmbH empfiehlt daher die Ausarbeitung von Maßnahmen zur mittelfristigen Reduktion des Stromverbrauchswachstums. Dabei sollten analog zum Ökostrom quantitative Zielvorgaben mit periodischen Zwischenzielen und klaren Verantwortungen definiert werden und periodisch sowie zeitnah der Fortschritt durch umfassende Berichte dargestellt werden, um bei Bedarf Anpassungen vornehmen zu können.

So könnte im jährlichen Ökostrombericht auch der Bezug zum Gesamtstromverbrauch hergestellt werden und die Ursachen für die Verbrauchsentwicklung je Verbrauchergruppe zeitnahe analysiert werden. Da die dafür erforderlichen empirisch-statistischen Daten zur Zeit nicht oder nur mit mehrjähriger Verzögerung verfügbar sind, sollten im Rahmen der Energiestatistik entsprechende Daten zeitnah als Grundlage für politische Entscheidungen auf Bundes- und Länderebene bereitgestellt werden. Eine Mitwirkung aller zuständigen Stellen wäre sicherzustellen.

Konkrete Maßnahmen sind noch im Detail auszuarbeiten. Beispiele anderer Länder zeigen aber, dass es möglich ist, durch intensive Bemühungen den Stromverbrauchszuwachs deutlich zu reduzieren, etwa durch Geräteaustauschprogramme, geförderte energiesparende Beleuchtungseinrichtungen und Beratungsverpflichtungen (insbesondere für Gewerbe aber auch im Haushaltsbereich), Ersatz von Strom bei der Heizung und bei der Warmwasserbereitung, etc.

Da solche oder ähnliche Maßnahmen in Österreich zur Zeit bestenfalls punktuell zum Einsatz kommen, geht die Energie-Control GmbH davon aus, dass es durch einen flächendeckenden Einsatz von effektiven Maßnahmen zur Verbesserung der Energieeffizienz beim Stromverbrauch möglich wäre, das Wachstum des Stromverbrauches über die nächsten 10 Jahre deutlich zu reduzieren.

2.2 Ökostrom-Ausbauziele

Über die bereits genehmigten Ökostromanlagen hinausgehende Ökostrom-Ausbauprogramme haben mehrjährige Vorlaufzeiten weil einerseits die Genehmigungsverfahren für Wasserkraft und vermehrt auch für Windkraftanlagen langwieriger werden und auch wegen der zum Teil mehrjährigen Lieferfristen für die Anlagentechnologie. Alle Regelungen, die im Rahmen einer Ökostromgesetzesnovelle 2008 eingeführt werden, beeinflussen den Ökostromausbau erst ab 2010. Es wird daher empfohlen, in eine Ökostromgesetzesnovelle 2008 anstelle der bisherigen Ziele für 2010 Ziele für das Jahr 2015 aufzunehmen. Die bis 2015 zusätzlich realisierbaren Erzeugungsmengen von Ökostrom sind maßgeblich von der erfolgreichen Nutzung der Potentiale im Bereich Wasserkraft und Windkraft abhängig. Als (realistische aber durchaus ehrgeizige) Zielsetzung wird der mengenmäßig stromerzeugungswirksame Wasserkraftausbau (Neuerrichtung und Anlagenerweiterungen von Laufkraftwerken) in Höhe von 700 MW (entspricht 3,5 TWh) sowie der Windkraftausbau in Höhe von ebenfalls 700 MW (entspricht 1,5 TWh) bis zum Jahr 2015 empfohlen.

Für brennstoffabhängige Ökostromtechnologien (Biomasse, Biogas) wird über die derzeit bereits genehmigten (und zu rund einem Drittel noch nicht errichteten) Ökostromanlagen hinaus keine weitere quantitative Ausbauzielsetzung bis 2015 empfohlen. Deren Entwicklung ist dagegen sorgfältig auf die Rohstoffverfügbarkeit und deren insgesamt optimalen Einsatz abzustimmen. Die insgesamt optimale Rohstoffnutzung ist in den Bereichen Biomasse und landwirtschaftliche Produkte wichtiger als ihre einseitige Nutzung zur Stromerzeugung mit geringeren Gesamtwirkungsgraden.

Für neue Ökostromtechnologien (Photovoltaik, Geothermie) sollten primär Forschungs- und Technologieentwicklungsschwerpunkte gesetzt werden. Ihr Beitrag zur Stromversorgung auf Basis der derzeit verfügbaren Technologie wird bis 2015 noch nicht signifikant sein können.

Da die für Forschung und Entwicklung in Österreich verfügbaren Mittel und Ressourcen naturgemäß begrenzt sind, ist hier eine enge Abstimmung mit EU-Forschungsanstrengungen zu empfehlen.

In beiden Bereichen wäre es aber sinnvoll eine kleinere Anzahl von Pilotanlagen mit begleitender Analyse zu errichten, die Erkenntnisse für die allfällige Förderung der nächsten Generation von Anlagen liefern können.

2.3 Wasserkraftausbau – plus 700 MW bis 2015

Für einen forcierten Wasserkraftausbau im genannten Umfang sowie die Erweiterungen bestehender Wasserkraftanlagen sind nach den Erfahrungen der letzten Jahre Einzelverfahren der Investoren alleine nicht ausreichend. Vielmehr wird empfohlen, in enger Zusammenarbeit der zuständigen Genehmigungsbehörden und der Netzbetreiber, Masterpläne je Bundesland zu erstellen und periodisch zu aktualisieren. Einzelverfahren können dann von Investoren im Rahmen der Masterpläne rascher realisiert werden. Eine Anpassung bestehender gesetzlicher Regelungen wie dem Umweltverträglichkeitsgesetz könnte darüber hinaus einen zügigeren Genehmigungsprozess ermöglichen und dadurch die energetische Nutzbarkeit - insbesondere bei Optimierungen bestehender Wasserkraftanlagen sowie der energetischen Nutzung bereits regulierter Fließgewässer - erleichtern. Ohne eine solche Initiative auf Länderebene wird ein Wasserkraftausbau im genannten Umfang wahrscheinlich nur schwer realisierbar sein. Im jährlichen Ökostrombericht der Energie-Control GmbH sollten auch die Wasserkraft-Projektentwicklungen sowie etwaige Hemmnisse für eine optimale energetische Nutzung dargestellt werden.

2.4 Windkraftausbau – plus 700 MW bis 2015

Für einen forcierten Windkraftausbau ist die Standortauswahl nach Windqualitäten, Regionalplanungen, Flächenwidmungen und Stromnetzausbauten zu koordinieren. Nachdem der Widerstand der Anrainer bei Projekten der jüngsten Vergangenheit deutlich gestiegen ist, wäre eine aktive Unterstützung von Windkraftprojekten an optimalen Standorten (z.B. Weinviertel) durch die jeweiligen Gebietskörperschaften ein wesentlicher Beitrag zur Erreichung der Ausbauziele. Es wird daher angeregt, dass es auf Landesebene (dies betrifft primär Niederösterreich und das Burgenland) in enger Koordination mit den betroffenen Gemeinden, aber auch der jeweiligen Netzbetreiber zu einer Definition von Windkraft-Ausbauregionen kommt, innerhalb derer die Akzeptanz der Bevölkerung verbessert werden müsste. Innerhalb dieser Windkraft-Ausbauregionen könnten Investoren dann unter einfacheren Bedingungen und mit reduzierten Investitionsrisiken Einzelprojekte realisieren.

Da die Lieferfristen für Windkraftanlagen derzeit etwa zwei Jahre betragen, wird die Umsetzung eines forcierten weiteren Windkraftausbaus nicht vor dem Jahr 2010 beginnen können. Von detaillierten jährlichen quantitativen Zielen wird daher abgeraten.

Im jährlichen Ökostrombericht der Energie-Control GmbH sollten die Windkraft-Projektentwicklungen sowie etwaige Hemmnisse für einen forcierten weiteren Windkraftausbau dargestellt werden. Die verschiedenen Gebietskörperschaften, insbesondere die Bundesländer, haben zu dieser Bewertung beizutragen.

2.5 Tarifstrukturen

Im Sinne einer Rechtssicherheit sowohl für die Förderungsempfänger als auch für die Förderungszahler soll für die bereits bestehenden bzw. bereits genehmigten Ökostromanlagen die für sie anzuwendende Tarifregelung unverändert Gültigkeit behalten¹. Für neue Wasserkraftanlagen sollte eine Umstellung der Förderung investiver Maßnahmen (Ausbau und Revitalisierung) auf Investitionszuschüsse anstelle von Einspeisetarifen erfolgen.² Unbeschadet dessen sollte aber eine Abnahmegarantie für den erzeugten Strom zum Marktpreis minus Ausgleichsenergie auch für die durch Investitionsförderung unterstützten Anlagen bis zu einer gewissen Anlagengröße (z.B. 1 MW) beibehalten werden.

Die Tarifstrukturen für neue, zusätzliche Windkraftanlagen sollten sich an den Konditionen der Ökostromverordnung 2002 orientieren, die zu einem Ausbauboom geführt haben (13 Jahre Laufzeit für garantierte Einspeisetarife).

Für neue brennstoffabhängige Ökostromanlagen (Biomasse, Biogas) sollten nach einer ebenfalls 13-jährigen Garantiezeit für eine Folgeperiode von bis zu maximal 12 Jahren Einspeisetarife in einer solchen Höhe festgelegt werden, dass die variablen Kosten des Anlagenbetriebs gedeckt sind, wenn die Anlage energieeffizient betrieben wird (mindestens 60 % Brennstoffnutzungsgrad). Diese Einspeisetarife für die Folgeperiode müssen jedenfalls signifikant niedriger sein als die Tarife während der ersten 13 Jahre. Für Anlagen, die einen Brennstoffnutzungsgrad deutlich unter 60 % aufweisen, sollte ein Weiterbetrieb nicht durch Förderungen gewährleistet werden. Hier ist ein Ersatz dieser Anlagen durch neue, energieeffizientere Anlagen mit höheren Brennstoffnutzungsgraden ökologisch und ökonomisch sinnvoller.

Neue brennstoffabhängige Ökostromanlagen sollen nur dann einen Anspruch auf eine Förderhöhe zur vollen Ausfinanzierung kostendeckender Tarife erhalten, wenn die Brennstoffverfügbarkeit zu vertretbaren Preisen langfristig sichergestellt ist. Dadurch sollten Probleme durch steigende Rohstoffpreise vermieden werden, die im Moment zu Forderungen nach Zusatzförderungen von Biogasanlagen führen. Von neuen Investitionen in Ökostromanlagen, deren wirtschaftlicher Betrieb auch mit den Einspeisetarifen der Ökostromverordnung 2002 (Subventionsquote aller Erzeugungskosten über die gesamte

¹ Ausnahmen für bestimmte Biogas- und Biomasse-flüssig-Anlagen in den folgenden Abschnitten

² Umsetzbarkeit ist vor allem von Liquiditätsplänen abhängig, da damit ein erhöhter Fördermittelbedarf zum Investitionszeitpunkt gegeben ist

garantierte Einspeisetarifdauer von 13 Jahren durchschnittlich rund 60 %) nicht darstellbar und längerfristig gesichert ist, wird daher abgeraten. Solche Investitionen hätten ein erhebliches Risiko, trotz Förderungen bereits nach kurzer Betriebsdauer stillgelegt zu werden. Durch die in den Nachbarländern Österreichs nunmehr anlaufenden Förderungen für Biomasse- und Biogas-Kraftwerke könnte es in der ganzen Region zu einer Verknappung biogener Stoffe für die Energieerzeugung und damit zu einem nachhaltigen Preisauftrieb kommen. Es ist daher nicht auszuschließen, dass es in einigen Jahren nicht nur in Österreich sondern auch im benachbarten Ausland keine kurz- und mittelfristig verfügbaren zusätzlichen Mengen an Bio – Brennstoffen gibt. In einer solchen angespannten Situation würden zusätzliche Anlagen nur zu einer Kostensteigerung aber nicht zu mehr Ökostrom führen.

Als optionale Unterstützungsmöglichkeit anstelle des Einspeisetarifsystems sollte ein vergleichsweise kostenneutrales Unterstützungstarifsystem (Premium) angeboten werden. Ökostromanlagenbetreiber können anstelle des Einspeisetarifs einen Unterstützungstarif in Höhe des Einspeisetarifs abzüglich Marktpreis zuzüglich Ausgleichsenergie und Verwaltungsaufwendungen erhalten und die Verkaufserlöse des von ihnen vermarkteten Ökostroms selber lukrieren.

2.5.1 Begrenzter Rohstoffpreiszuschlag für konkursgefährdete bestehende Biogasanlagen

In den vergangenen ein bis zwei Jahren sind die Preise für manche in Biogasanlagen eingesetzte Rohstoffe (Mais, Getreide) um bis zu 100 % angestiegen (Vergleich Niedrigspreis zu Höchstpreis in dieser Periode). Dies hat die wirtschaftliche Situation eines Teiles der bestehenden Biogasanlagen negativ beeinflusst.

In den Jahren 2003 bis 2007 wurden etwa 250 Biogasanlagen errichtet und in Betrieb genommen. Nach einer im September 2007 vom Meinungsforschungsinstitut A.C. Nielsen unter 63 Biogasbetreibern durchgeführten Umfrage wird in 60 % dieser Anlagen neben anderen Rohstoffen auch der Rohstoff Mais eingesetzt (27 % Getreide, Mehrfachnennung möglich). Etwa ein Viertel der Biogasanlagen verwendet ausschließlich Rohstoffe aus dem eigenen Betrieb, aber nur 13 % ausschließlich zugekaufte Rohstoffe. Bei den übrigen 60 % der Biogasanlagen, die sowohl eigenen als auch zugekauften Rohstoff einsetzen, werden im Durchschnitt 64 % eigene Rohstoffe und 36 % zugekaufte Rohstoffe eingesetzt.

30 % der befragten Biogasanlagenbetreiber geben an, dass die Rohstoffversorgung für ihre Anlage auf Dauer gesichert ist. Weitere 20 % geben an, dass die Rohstoffversorgung für zumindest fünf Jahre gesichert ist. Für weitere 20 % ist die Rohstoffversorgung für 1/2 bis fünf Jahre gesichert. Eine bereits für das nächste halbe Jahr nicht gesicherte Rohstoffversorgung ist nur für 17 % der Anlagen gegeben (13 % haben dazu keine Angabe gegeben).

Ein Förderprogramm, das wie das Ökostrom-Förderregime die Initiative privater Investoren anregen soll und auch eine angemessene, risikoadäquate Verzinsung des eingesetzten Kapitals in die Bemessung der Kosten und damit der Einspeisetarife vorsieht, basiert auf der Annahme, dass der Investor auch ein Risiko trägt. Wäre dies nicht der Fall, so müsste die Bemessung der Einspeisetarife anders erfolgen, was niedrigere Tarife zur Folge hätte und auch eine Abschöpfung von Gewinnern rechtfertigen würde. Daher kann es nicht die Aufgabe des Ökostrom-Einspeisetarif-Fördersystems sein, für jede Investition bei jeder denkbaren Entwicklung der Einflussparameter wie Rohstoffverfügbarkeit und Preise eine uneingeschränkte Wirtschaftlichkeit des Anlagenbetriebs sicher zu stellen und damit das Risiko zu 100 % zu sozialisieren, während gleichzeitig unter Umständen auch gestiegene Gewinne aus dem Anlagenbetrieb selbstverständlich beim Investor verbleiben. Die Verantwortung für die Bewertung der Wirtschaftlichkeit der Investition liegt beim Investor bzw. im Falle einer Fremdfinanzierung auch beim Finanzierer (z.B. Bank oder Leasinggesellschaft). Die Verantwortung für die rechtzeitige vertragliche Absicherung der Rohstoffversorgung (Menge und Preise) liegt beim Betreiber der Anlage, der im Rahmen der kaufmännischen Sorgfaltspflicht auch gegebenenfalls eine Vorsorge gegen negative Preisentwicklungen treffen sollte.

Die auch für nahezu alle Experten aus der Landwirtschaft überraschend massive Steigerung der Rohstoffpreise der vergangenen ein bis zwei Jahre rechtfertigt aber im Einzelfall eine einmalige, zeitlich und betragsmäßig begrenzte Sonderunterstützung mit dem Ziel, den Weiterbetrieb von Biogasanlagen dann zu ermöglichen, wenn trotz kaufmännischer Vorsicht während der Anlagenplanung der Weiterbetrieb dieser Anlage gefährdet ist. Eine Sonderunterstützung für die Abdeckung der gestiegenen Rohstoffkosten in geförderten Ökostromanlagen sollte aber so gewählt werden, dass damit nicht der Rohstoff anderen Nutzungsmöglichkeiten entzogen wird, die gar nicht oder in einem geringeren Ausmaß gefördert werden, und in diesen Bereichen wiederum die Forderung nach finanzieller Unterstützung laut wird. Daher muss eine allfällige Sonderunterstützung nur in geprüften

Einzelfällen und nur in jenem Maße gewährt werden, das für das Überleben der Anlage unbedingt erforderlich ist. Auch sollten, im Sinne der oben dargestellten Argumentation, der Anlagenbetreiber selbst und ggf. auch die betroffenen Geldgeber an der Überbrückung des finanziellen Engpasses mitwirken.

Eine solche Sonderunterstützung im Sinne eines Rohstoffpreiszuschlags sollte daher nur im Einzelfall bei nachweislicher Bestandsgefährdung gewährt werden und keinesfalls pauschal für alle Anlagen.

Die Höhe der Sonderunterstützung sollte daher auch nur einen Teil des Rohstoff-Preissteigerungseffekts kompensieren, der andere Teil sollte als Investitionsrisiko durch den Investor getragen werden.

Da die Zahl der Anlagen, die für den Weiterbetrieb eine besondere Unterstützung benötigen, nicht sehr groß ist, sollte die Höhe und der Bedarf an Sonderunterstützung in Einzelprüfungen festgestellt werden. Sie sollte auf eine maximale Dauer von ein bis zwei Jahren begrenzt sein und höchstens den Ökostrom-Erzeugungskostenerhöhungen durch Rohstoff-Preissteigerungen von 50 % für maximal die Hälfte (energieinhaltsbezogen) der in der Anlage insgesamt eingesetzten Rohstoffe entsprechen dürfen. (Im Sinne eines Risk-Sharing sollte die Kostentragung der zweiten Hälfte der Rohstoffpreissteigerungen durch den Investor selber getragen werden ebenso wie ein Fremdbezug der Rohstoffversorgung über 50 % hinaus ohne entsprechender vertraglicher Preisabsicherung.) Das bedeutet eine maximale, befristete Sonderunterstützung in Höhe von 1,3 Cent/kWh. Eine Sonderunterstützung in dieser Höhe bedeutet eine Anhebung der Subventionsquote für die betroffenen Biogasanlagen von durchschnittlich 62 % auf 66 % für die entsprechende Periode der gewährten Sonderunterstützung.

Sollten sich Anlagenbetreiber trotz dieser Sonderunterstützung (Förderung von 50 % Preissteigerung für die Hälfte des gesamten Rohstoffeinsatzes) dazu entschließen, den Anlagenbetrieb leistungsmäßig zu reduzieren oder die Anlage still zu legen, so sollte dies nicht durch nochmalige Förderungsanhebungen unterbunden werden. Ebenso sollte eine Sonderförderung nicht gewährt werden, um einen Biogasanlagenbetreiber von der Nutzung seines eigenen (nicht zugekauften) Rohstoffes für andere Zwecke mit höherem Ertrag abzuhalten.

Von zu hohen und pauschal an alle Biogas Anlagenbetreiber auszahlenden Zusatzförderungen ist auch in Hinblick auf die nur schwer abschätzbaren Preis- und Verdrängungseffekte im Bereich der Lebensmittelproduktion und der Futtermittelerzeugung abzuraten.

Die Gewährung einer Rohstoffpreis-Sonderunterstützung im Ausmaß von 1,3 Cent/kWh für 20 % der Biogasanlagen (bzw. mit 125 GWh etwa 20 % der Biogas-Stromerzeugungsmenge) erfordert ein Finanzierungsvolumen in Höhe von 3,75 Mio. Euro pro Jahr. Dieses Volumen könnte als Teil eines gemäß Ökostromgesetz-Novelle 2006 jährlich zusätzlich verfügbaren Volumens in Höhe von 5,1 Mio. Euro für neue Biogasanlagen (30 % von 17 Mio. Euro) zur Verfügung gestellt werden. Sollte dagegen keine Begrenzung der Rohstoffpreis-Sonderunterstützung im genannten Ausmaß erfolgen oder sollte es keine Einschränkung auf unmittelbar konkursgefährdete Biogasanlagen geben, so kann das erforderliche Finanzierungsvolumen die verfügbaren Biogas-Budgetmittel deutlich übersteigen.

Die Kosten für eine Erhöhung der Biogas Einspeisetarife für alle Biogasanlagen im genannten Ausmaß würden etwa 6 Mio. Euro pro Jahr betragen.

2.5.2 Begrenzter Rohstoffpreiszuschlag für konkursgefährdete bestehende Biomasse-flüssig Anlagen

Die Preise mancher flüssiger Brennstoffe (zum Beispiel Altspeiseöl), die in geförderten Ökostromanlagen eingesetzt werden, sind ähnlich den in Biogasanlagen eingesetzten landwirtschaftlichen Rohstoffen um bis zu 100 % gestiegen. Analog zu Sonderunterstützungen bei Biogasanlagen sollte, falls es wegen nachweislicher Konkursgefährdung für den Weiterbetrieb der Anlage unumgänglich ist, eine befristete Sonderunterstützung (maximal ein bis zwei Jahre) für einen Teil der Rohstoffpreissteigerungseffekte gewährt werden. Als Richtwert für die Begrenzung gilt analog zu Biogas maximal 1,3 Cent/kWh als Rohstoffpreiszuschlag. Ökostromanlagen mit flüssiger Biomasse als Energieträger haben allerdings anders als bei Biogasanlagen manchmal nicht die Möglichkeit, mit Rohstoffen des eigenen Betriebes versorgt zu werden. Sollte die Rohstoffversorgung nachweislich zu mehr als 50 % aus Fremdbezug (von Unternehmen, die nicht an der Biomasse-flüssig Anlage direkt oder indirekt beteiligt sind) erfolgen, kann auch ein höherer Rohstoffpreis-Zuschlag gewährt werden (bei 100 % Fremdbezug bis zu 2,6 Cent/kWh).

Die Gewährung einer Rohstoffpreis-Sonderunterstützung im Ausmaß von durchschnittlich 2,0 Cent/kWh für 80 % der Biomasse-flüssig - Anlagen (bzw. mit 72 GWh etwa 80 % der Biomasse-flüssig - Stromerzeugungsmenge) erfordert ein Finanzierungsvolumen in Höhe von 1,4 Mio. Euro in einem Jahr. Dieses Volumen wären 80 % eines gemäß Ökostromgesetz-Novelle 2006 jährlich zusätzlich verfügbaren Volumens in Höhe von 1,7 Mio. Euro für „andere“ Ökostromanlagen³ (10 % von 17 Mio. Euro). Sollte keine Begrenzung der Rohstoffpreis-Sonderunterstützung im genannten Ausmaß erfolgen oder sollte keine Einschränkung auf unmittelbar konkursgefährdete Biomasse-flüssig Anlagen gegeben sein, so übersteigt das erforderliche Finanzierungsvolumen das genannte Jahresbudget.

2.6 Option Unterstützungstarif und Ökostrom-Selbstvermarktung statt Einspeisetarif

Mit dem Einspeisetarifsystem geht der geförderte Ökostrom in das Eigentum der Ökostrom-Förderungsabwicklungsstelle über, die diesen Strom den Stromlieferanten entsprechend den Abgabemengen an Endverbraucher in Österreich zuweisen muss. Die Stromlieferanten haben für den zugewiesenen Ökostrom verordnete Verrechnungspreise zu bezahlen.

Ein alternatives Unterstützungssystem wäre, dass der Ökostromerzeuger keinen Einspeisetarif, sondern einen Unterstützungstarif im Ausmaß von Einspeisetarif minus Marktpreis (plus Ausgleichsenergieaufwendungen und Verwaltungsaufwendungen) erhält und den erzeugten Ökostrom selbst verkaufen kann. Eine solche Unterstützung könnte wahlweise angeboten werden, allerdings nur dann, wenn der Unterstützungstarif nicht höher als Einspeisetarif minus Marktpreis (plus Ausgleichsenergieaufwendungen und Verwaltungsaufwendungen) ist.

Jedenfalls sollte es durch eine solche Option nicht zu einer Mehrbelastung der Stromkunden im Vergleich zum jetzigen System kommen. Bei gegebener Kostenneutralität ist eine solche Ökostrom Selbstvermarktung aber zu begrüßen. Die Finanzierung des Unterstützungstarifs müsste durch die Verrechnungspreise für den im Einspeisetarifsystem verbleibenden Ökostrom (sowie die Zählpunktpauschale) erfolgen.

³ In dieser Technologiegruppe „anderer“ Ökostrom sind neben Biomasse-flüssig Anlagen auch Photovoltaikanlagen, Mischfeuerungen, Geothermie und Deponie- und Klärgas.

2.7 Ablauge

Die energetische Nutzung der bei der Verbrennung von Ablauge (zur Chemikalienrückgewinnung) frei werdenden Energie erfolgt im Regelfall größtenteils für die Energieversorgung der eigenen Produktionsanlagen. Die bei der Produktion anfallenden Reststoffe werden sowohl stofflich (Chemikalienrückgewinnung) als auch energetisch genutzt. Eine Einspeisung des erzeugten Stroms in das öffentliche Netz erfolgt in der Regel nicht. Eine allfällig gewünschte Unterstützung von neuen Ablaugeverbrennungsanlagen sollte daher durch Investitionszuschüsse und nicht durch Einspeisetarife erfolgen. Es wird empfohlen, für Ablaugeverbrennungsanlagen ebenso wie für andere Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen mit erneuerbaren Energieträgern (die keinen Anspruch auf Einspeisetarife haben) einen höheren Investitionszuschuss zu gewähren, als für fossile Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen, wenn dies für die Wirtschaftlichkeit von Ablaugeverbrennungsanlagen erforderlich ist.

2.8 Finanzierungsstruktur

2.8.1 Derzeitige Finanzierungsstruktur

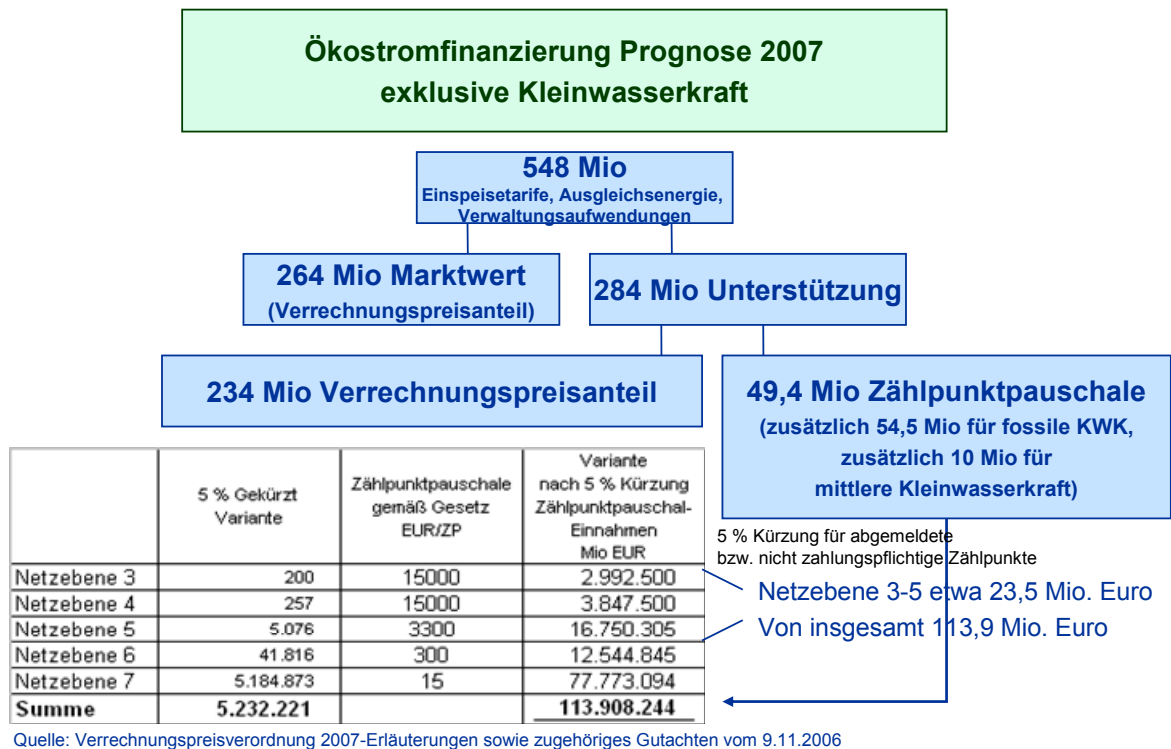


Abbildung 1: Finanzierungsstruktur bestehendes Ökostromgesetz

Das gesamte Finanzierungsvolumen für „sonstigen“ Ökostrom (exklusive Wasserkraft) beträgt im Jahr 2007 nach Prognosewerten 548 Mio. Euro, davon (nach Abzug von 264 Mio. Euro Marktwert, der in den Verrechnungspreiszahlungen der Stromlieferanten an die Ökostromabwicklungsstelle mit enthalten ist) 284 Mio. Euro als Unterstützungsvolumen. Diese 284 Mio. Euro werden zu 235 Mio. Euro aus den Verrechnungspreiseinnahmen (Differenz Verrechnungspreis zu Marktpreis) und zu 49 Mio. Euro aus den Zählpunktpauschale-Einnahmen finanziert.

Das gesamte Finanzierungsvolumen für Kleinwasserkraft wird im Jahr 2007 mit etwa 75 Mio. Euro prognostiziert (unter Berücksichtigung, dass mehr als die Hälfte der Kleinwasserkraftbetreiber aus dem Förderungssystem ausgestiegen ist), das

Unterstützungsvolumen nach Abzug des Marktwertes beträgt wegen der geringen Differenz der Einspeisetarife zum Marktpreis weniger als 15 Mio. Euro.

Zusätzlich sind im Jahr 2007 maximal 54,5 Mio. Euro für die Unterstützung von fossilen Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen und 10 Mio. Euro für Investitionszuschüsse für mittlere Wasserkraft aus den Zählpunktpauschale-Einnahmen vorgesehen.

Von den gesamten Zählpunktpauschale-Einnahmen in Höhe von prognostizierten 114 Mio. Euro⁴ werden 78 Mio. Euro (68 %) von der Netzebene 7 aufgebracht (Haushalte und Kleingewerbe), 13 Mio. Euro (11 %) von der Netzebene 6, 17 Mio. Euro (15 %) von der Netzebene 5, 3,8 Mio. Euro (3 %) von der Netzebene 4 und 3 Mio. Euro (3 %) von der Netzebene 3.

Der Anteil der Zählpunktpauschale-Einnahmen durch Endverbraucher der Netzebene 7 ist mit 78 Mio. Euro um 23 Mio. Euro (20 % bezogen auf Gesamt-Zählpunktpauschale-Einnahmen von 114 Mio. Euro) höher, als dem zugehörigen Stromverbrauchsanteil entspricht: Netzebene 7 ist für 48 % des gesamten Stromverbrauches verantwortlich und trägt zu 68 % der Einnahmen aus der Zählpunktpauschale bei.

Der Anteil der Zählpunktpauschale-Einnahmen durch Endverbraucher der Netzebene 6 ist mit 13 Mio. Euro etwa gleich hoch wie dem Stromverbrauchsanteil auf Netzebene 6 entspricht (jeweils 11 %).

Vergleicht man die Zählpunktpauschale-Einnahmenstruktur mit einer Einnahmenstruktur aliquot zu den Stromabgabemengen auf der jeweiligen Netzebene, so werden mit den bestehenden gesetzlichen Regelungen etwa 23 Mio. Euro mehr durch die Endverbraucher der Netzebene 7 und diese 23 Mio. Euro weniger durch Endverbraucher der Netzebene 3 bis 5 aufgebracht. Diese Netzebenenpreizung entspricht den Auswirkungen der Netzebenenpreizung, wie sie bereits seit 2003 auf Basis des Ökostromgesetzes 2002 durchgeführt wurde.

⁴ Änderungen sind möglich, da bisher noch keine gesicherten Gesamtjahresdaten vorliegen

2.8.2 Optionen für eine zukünftige Finanzierungsstruktur

Gemäß Ministerratsbeschluss vom 11. 7. 2007 ist eine Einbeziehung des Ökostromzuschlags in den 0,5 % Deckel vom Nettoproduktionswert (analog zur Begrenzung der Energieabgabenzahlungen) eingehend zu prüfen.

Im Jahr 2004 haben 4.543 Strombezieher eine Rückvergütung der Energieabgabe aufgrund der Begrenzung mit 0,5 % des Nettoproduktionswertes erhalten (nach 2.268 im Jahr 2003, diese Anzahl ist in den Folgejahren weiter gestiegen). An die Netzebenen 1 bis 5 sind etwa 5.500 Zählpunkte angeschlossen. Von der Netzebene 3 bis 5 werden mit etwa 19 TWh etwa 35 % der gesamten Stromabgabe an Endverbraucher bezogen. Die Zählpunktpauschal-Einnahmen der Endverbraucher der Netzebenen 3-5 betragen mit etwa 23,5 Mio. Euro etwa 20 % der gesamten Zählpunktpauschal-Einnahmen. Der Unterstützungsteil an den Verrechnungspreiszahlungen für die Abgabemengen der Netzebenen 3 bis 5 beträgt etwa 41 % des gesamten Verrechnungspreis-Unterstützungsanteils, somit auf Basis der Prognosedaten 2007 die Höhe von etwa 116 Mio. Euro⁵.

Eine Deckelung der Ökostromfinanzierung⁶ für Stromverbraucher in Bezug auf den 0,5 % Nettoproduktionswert ist in verschiedenen Optionen mit sehr unterschiedlichen Auswirkungen auf die Gesamtfinanzierungsstruktur denkbar:

- Option 1 – Verbraucher, die bereits mit der Energieabgabe die 0,5 % Deckelung erreicht haben, werden von allen Ökostromkosten vollständig befreit.
Auswirkung: Damit wäre ein Großteil aller Endverbraucher von den Netzebenen 3-5 von allen Ökostromkosten vollständig befreit, es wären diese 140 Mio. Euro (auf Basis der Finanzierungsstruktur 2007) dann zusätzlich durch Endverbraucher der Netzebene 7 (und in geringerem Umfang durch der Netzebene 6) aufzubringen.
- Option 2 - Verbraucher, die bereits mit der Energieabgabe die 0,5 % Deckelung erreicht haben, werden zu einem festzulegenden Anteil (also nicht vollständig wie in Option 1) von den Ökostromkosten befreit.
Auswirkung: Umschichtung der Finanzierung zum entsprechenden Anteil des

⁵ Annahme: Unterstützungsteil des Verrechnungspreises (Differenz zu Marktpreis) wird von den Stromlieferanten an alle Netzebenen in selber Höhe pro kWh weiter verrechnet

⁶ In weiterer Folge werden unter „Ökostromkosten“ alle Förderungs-Kosten gemäß Ökostromgesetz verstanden, also inklusive der Kosten für Wasserkraft und für Kraft-Wärme-Kopplung

140 Mio. Euro Volumens. Dieses umzuschichtende Finanzierungsvolumen wäre von den Kunden der Netzebenen 6 und 7 zusätzlich aufzubringen.

- Option 3 – Verbraucher, deren Ökostromkosten die 0,5 % erreicht haben, werden für den darüber hinausgehenden Anteil vollständig oder teilweise befreit.

Auswirkung: Nach einer ersten Abschätzung der Wirtschaftskammer Österreich, basierend auf einer Umfrage von 84 Großabnehmern mit einem gesamten Stromverbrauch von etwa 10 TWh pro Jahr, würde etwa die Hälfte dieser befragten Unternehmen eine Rückvergütung von Ökostromkosten erhalten, und zwar bei einer vollen Rückvergütung des die 0,5 % übersteigenden Ökostromkostenteils insgesamt in einer Höhe von etwa 18 Mio. Euro. Nach einer Hochrechnung der Wirtschaftskammer basierend auf dieser Umfrage (von den 10 TWh bei der Umfrage erfassten Stromverbrauch auf 24 TWh Gesamtverbrauch des produzierenden Bereichs) würde eine Gesamtrückvergütung von bis zu 44 Mio. Euro Ökostromkosten erwartet werden. Diese 44 Mio. Euro stellen eine Obergrenze der Abschätzungen dar, da in den erfassten 10 TWh bereits die stromintensivsten Unternehmen berücksichtigt sind und die anderen Unternehmen dazu vergleichsweise weniger stromintensiv (im Verhältnis zum Nettoproduktionswert) produzieren dürften. Somit wären diese 44 Mio Euro von Verbrauchern der Netzebenen 7 (und 6) zusätzlich aufzubringen.

- Option 4 – Gesamtfinanzierung nur durch (höhere) Verrechnungspreise, Entfall der Zählpunktpauschale

Auswirkung: Entfall der derzeit gegebenen Entlastung der Netzebenen 3 bis 5 durch die Zählpunktpauschale (Entlastungseffekt etwa 23 Mio. Euro), der durch eine Deckelung in einem festzulegenden Ausmaß kompensiert wird.

- Option 5 – Einspeisetarifffinanzierung nur durch (höhere) Verrechnungspreise, Zählpunktpauschale nur für Kraft-Wärme-Kopplung und Investitionszuschüsse

Zusammenfassung der Optionen:

Die beschriebenen Optionen bedeuten eine Umschichtung von Finanzierungsvolumina von Endverbrauchern der Netzebenen 3 bis 5 zu Endverbrauchern der Netzebene 7 (und in geringerem Ausmaß zu Netzebene 6). Bei einer vollen Befreiung der Endverbraucher der Netzebene 3 bis 5, wie sie de facto bei einer Deckelung der Summe aus Energieabgabe plus Ökostromkosten (maximal 0,5 % des Nettoproduktionswertes) gegeben wäre (Option 1), würden bis zu 140 Mio. Euro zu den Netzebenen 6 und 7 umgeschichtet werden. Bei einer

Deckelung nur für die Ökostromkosten, die 0,5 % des Nettoproduktionswertes übersteigen (Option 3), würden bis zu 44 Mio. Euro zu den Netzebenen 6 und 7 umgeschichtet werden. Würde der die 0,5 % des Nettoproduktionswertes übersteigende Anteil der Ökostromkosten nur zu 50 % zu bezahlen sein, würden bis zu 22 Mio. Euro zu den Netzebenen 6 und 7 umgeschichtet werden. Dieser „Netzebenenpreizungseffekt“ im Ausmaß von bis zu 22 Mio. Euro entspricht in etwa dem derzeit gegebenen Effekt der Zählpunktpauschale, durch die rund 23 Mio. Euro von den Netzebenen 3 bis 5 zur Netzebene 7 umgeschichtet werden (im Vergleich zu einer Finanzierung proportional zu den kWh-Stromverbrauchsmengen). Eine Umstellung des Finanzierungssystems mit Entfall des Zählpunktpauschales und einer Zahlungsbegrenzung der Ökostromkosten mit 50 % des die 0,5 % Nettoproduktionswert übersteigenden Ökostromanteils wäre also in etwa aufkommensneutral im Vergleich zur gegenwärtigen Finanzierungsstruktur.

Ein vollständiger Entfall der Zählpunktpauschale würde allerdings bedeuten, dass auch die Investitionszuschüsse (für Wasserkraft und neue Kraft-Wärme-Kopplung) und die Unterstützungstarife (für bestehende und modernisierte Kraft-Wärme-Kopplung und eventuell ein optionales Premium System statt Einspeisetarifen) über angehobene Verrechnungspreise finanziert werden müssten.

Eine administrative Voraussetzung für einen (vollständigen oder teilweisen) Entfall des Zählpunkt-Pauschales und einer Kostenreduktion bei überdurchschnittlichen Stromverbrauchern ist, dass die Stromlieferanten verpflichtend auf den Rechnungen die Ökostromkosten durch die (in einer Verordnung festgelegte) Höhe des Verrechnungspreises sowie die zu diesem Preis bezogenen unterstützten Ökostrommengen angeben müssen. Durch die Differenz zum ebenfalls auf der Stromrechnung auszuweisenden Strombezugspreis für den „normalen“ Strom sind Ökostromkosten berechenbar, die als Grundlage einer teilweisen Rückvergütung herangezogen werden können.⁷

Alternativ könnte ein Modus zur Feststellung der Ökostromkosten (als Basis für eine 0,5 %-Begrenzung) durch Verordnung des Bundesministers für Wirtschaft und Arbeit festgelegt werden.

⁷ Diese Berechnung der Ökostromkosten ist insofern nicht ganz korrekt, als im auf der Rechnung ausgewiesenen „normalen“ Strompreis auch ein Gewinnanteil enthalten ist und die Wertigkeit des zugewiesenen unterstützten Ökostroms auch von der Zeitkurve der Zuweisung (base, peak, off-peak) abhängt. Für eine vereinfachte, transparente Darstellung der Ökostromkosten scheint die Berechnung aber praktikabel.

Es besteht eine gewisse Rechtsunsicherheit, ob und in welcher Form eine Kostenbegrenzung der Ökostromkosten für energieintensive Stromverbraucher mit den Wettbewerbsregeln und dem Beihilfenrahmen der Europäischen Kommission vereinbar ist.

2.8.3 Förderungsbedarf für zusätzlich 700 MW Windkraft

Ein kostendeckender Einspeisetarif für Windkraft ist gegenwärtig etwa 2,5 Cent/kWh über dem Marktpreis. Zusätzlich fallen Ausgleichsenergiekosten in Höhe von etwa 1,2 Cent/kWh an, um die Prognosefehler auszugleichen. In Summe beträgt die Unterstützung für Windkraft somit derzeit etwa 3,7 Cent/kWh.⁸

700 MW Windkraftanlagen erzeugen bei 2.300 Volllaststunden 1.610 GWh Strom. Multipliziert mit 3,7 Cent/kWh bedeutet dies einen jährlichen Unterstützungsbedarf in Höhe von 60 Mio. Euro über die garantierte Einspeisetarifdauer.⁹ Mit der Ökostromgesetz-Novelle 2006 wurde für neue Ökostromanlagen bis 2011 ein zusätzliches Unterstützungsvolumen in Höhe von 83,5 Mio. Euro freigegeben (jeweils 17 Mio. für 2007 bis 2011 zuzüglich 8,5 Mio. Euro für Restjahr 2006).

Aufgrund der Vorlaufzeiten für weiteren Windkraftausbau sowie aufgrund der Rohstoffverknappung (und daher Preissteigerungen) bei brennstoffabhängigen Ökostromanlagen wird ein Teil des freigegebenen Förderungsbudgets nicht kurzfristig ausgeschöpft werden. Es wird empfohlen, nicht genutzte Fördermittel einer Kategorie für Ökostromprojekte der anderen Kategorien frei zu geben. Es kann mit heutigem Wissensstand nicht mit Sicherheit abgeschätzt werden, welcher Anteil der 83,5 Mio. Euro, der bis 2011 für Windkraft verfügbar ist, ausgeschöpft wird und ob die für 700 MW Windkraft erforderlichen jährlichen 60 Mio. Euro ausfinanziert sind. Jedenfalls ist aus heutiger Sicht keine größere Ausweitung der Fördersummen erforderlich, um die angestrebte Windkraftleistung und Windkraftstrommenge zu erreichen. Sollte jedoch nach dem Jahr 2011 eine (geringe) Finanzierungslücke für das Windkraftziel 2015 feststellbar sein, so wird empfohlen, diese Finanzierungslücke in den Jahren 2012 bis 2015 zu schließen.

⁸ Verwaltungsaufwendungen mit 0,028 Cent/kWh (Prognose 2007 Stand 11.09.2006) vernachlässigt

⁹ Marktpreisentwicklungen und Ausgleichsenergie-Preisentwicklungen nicht berücksichtigt

2.8.4 Förderungen weiterer Ökostromanlagen

Eine Anhebung des für neue Ökostromanlagen verfügbaren Unterstützungsvolumen über die bereits in der Ökostromgesetz-Novelle 2006 freigegebenen 17 Mio. Euro hinaus wird daher nicht empfohlen. Die empfohlenen Ausbaumengen für Wasserkraft und Windkraft von je 700 MW sind mit den bereits vorgesehenen Fördermitteln realisierbar. Für ein höheres Unterstützungsvolumen sind nicht ausreichend effiziente Ökostromprojekte darstellbar. Die praktische Nutzung höherer Unterstützungsvolumina könnte kurzfristig nur durch die Unterstützung ineffizienter Ökostromprojekte mit außergewöhnlich hohen Subventionsraten von über 60 % erfolgen.

Um einen allfälligen nach 2011 entstehenden zusätzlichen Finanzierungsbedarf zur Erreichung der für 2015 vorgegebenen Ziele ohne Gesetzesnovellierung flexibel abzudecken, könnte der Bundesminister für Wirtschaft und Arbeit ermächtigt werden, einen Finanzierungsrahmen von bis zu 17 Mio. Euro auch für die Jahre 2012 bis 2015 weiter zu gewähren.

2.8.5 Förderungsbedarf für zusätzlich 700 MW Wasserkraft

Die Erreichung des 700 MW Ausbauziels bis 2015 für Wasserkraft (inklusive Optimierungen bestehender Anlagen) ist vor allem von deren Genehmigungsfähigkeit und weniger von der Förderungshöhe abhängig. Eine Förderung als Investitionszuschuss in Höhe der bereits in der Ökostromgesetz-Novelle 2006 für mittlere Wasserkraft festgelegten Höhe würde bis 2015 einen jährlichen Finanzierungsbedarf von maximal 28 Mio. Euro bedeuten und somit – begrenzt bis 2015 – weniger als 10 % des jährlichen Unterstützungsbedarfs für sonstigen Ökostrom.

2.8.6 Neue Technologien: Photovoltaik Forschungszentren

Es wird empfohlen, für die Unterstützung der Technologieentwicklungen im Bereich Stromerzeugung aus Sonnenenergie und Geothermie Forschungszentren zu entwickeln. Diese Technologien haben langfristig (in den nächsten 30 bis 50 Jahren) ein großes Potenzial, zur Stromversorgung beizutragen.

Der gegenwärtige Stand der Technik erlaubt dagegen nur einen Beitrag von wenigen Promille des Stromverbrauchs aus öffentlichen Netzen durch diese Technologien. Bereits gegenwärtig kann ein Beitrag zur dezentralen Stromversorgung in Insellagen durch Photovoltaik geleistet werden.

2.9 Administrative Verbesserungen

Es wird empfohlen, im Zuge einer Gesetzesnovellierung auch einige administrative Verbesserungen durchzuführen.

- Es sollten Klarstellungen getroffen werden, welcher Tarifanspruch im Falle von Anlagenerweiterungen besteht. Dies kann in der Form festgelegt werden, dass für den ursprünglichen Anlagenteil (für den seiner Engpassleistung entsprechenden Ökostromerzeugungsanteil) die Tarifregelungen (Höhe und Laufzeit) unverändert aufrecht bleiben und für den Erweiterungsteil die Tarifregelungen und Budgetbegrenzungen für Neuanlagen gültig sind, wobei für die Einstufung in die Leistungskategorie die Gesamtleistung nach Erweiterung maßgebend ist.
- Sollte die Zählpunktpauschale weiterhin als Finanzierungsteil wirksam bleiben (und nicht durch alleinige Finanzierung durch Verrechnungspreise ersetzt werden), so wäre aus verfassungsrechtlichen Gründen als Verordnungsgeber ab 2010 der Bundesminister für Wirtschaft und Arbeit festzulegen.
- Klarstellungen zur Begriffsbestimmung „Biomasse“ dahingehend, dass für Einsatzstoffe der Anlagen 1 und 2 des Ökostromgesetzes jedenfalls nicht die Einspeisetarife für Biomasse sondern Einspeisetarife für Abfall mit hohem biogenen Anteil anzuwenden sind.
- Klarstellungen zu Begriffsbestimmungen „Anlage“ (getrennte Netzanschlüsse und getrennte Messeinrichtungen sind nicht ausreichend, um als getrennte Anlagen eingestuft zu werden), „Gesamtwirkungsgrad“ (mechanische Arbeit neben Strom und

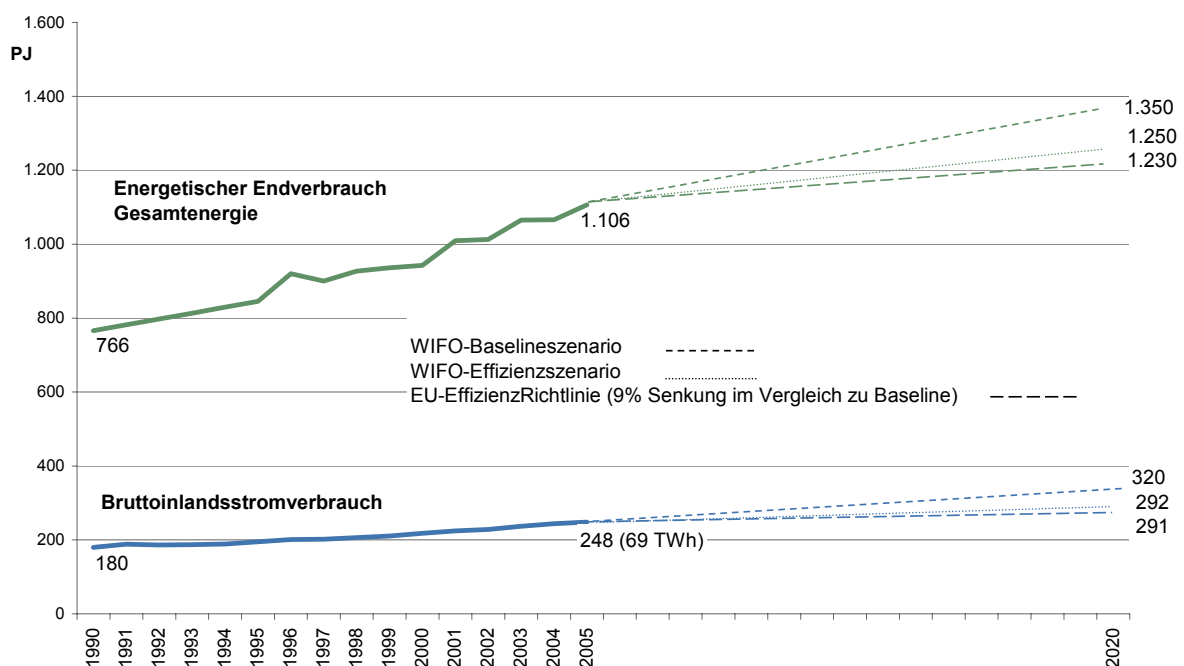
Nutzwärme auch berücksichtigen), „Inbetriebnahme“, „Mischfeuerungsanlage“ und „Ökostromanlage“.

- Klarstellung, dass Ökostromanlagen, die der Abnahme- und Vergütungspflicht unterliegen, kein Investitionszuschuss gemäß Ökostromgesetz gewährt werden darf (Ausschluss einer Doppelförderung als Ökostromanlage und als KWK-Anlage).

3 Stromverbrauchsentwicklung

Der Ersatz von Stromerzeugung aus fossilen Energieträgern durch erneuerbare Energieträger kann nur dann gelingen, wenn das Stromverbrauchswachstum stark reduziert wird. Andernfalls können erneuerbare Energieträger nur einen Teil des Verbrauchszuwachses abdecken, nicht aber fossile Stromerzeugung oder Importe ersetzen.

In den letzten Jahren ist der Energieverbrauch stark gestiegen und scheint es auch weiterhin zu tun. Die hauptsächlichen Ursachen dafür scheinen im allgemeinen Wohlstands- und Wirtschaftswachstum, dem Bevölkerungswachstum, zunehmenden Geräteausstattungen im Haushaltsbereich und einem (energie-)intensiveren Freizeit- und Konsumverhalten zu liegen.



[13.06.2007 | Quellen: Energie Control GmbH, Statistik Austria, WIFO]

Abbildung 2: Gesamtenergie- und Stromverbrauch 1990 - 2020

In Abbildung 2 sind die Entwicklungen des energetischen Endverbrauchs und der Bruttoinlandsverbrauch in Österreich von 1990 bis 2020 abgebildet, wobei die Daten bis 2005 Istwerte darstellen und ab 2005 verschiedene Prognosewerte dargestellt sind:

Von 1990 bis 2005 stiegen der energetische Endverbrauch durchschnittlich um 2,5% (von 766 PJ 1990 auf 1.106 PJ 2005) und der Verbrauch elektrischer Energie um 2,2% pro Jahr (von 180 PJ 1990 auf 248 PJ 2005).

Modellrechnungen des Wirtschaftsforschungsinstitutes (WIFO, Juni 2005) gehen in dem Baseline - Szenario von jährlichen Steigerungsraten von 1,1% beim energetischen Endverbrauch und über 2% beim Stromverbrauch aus, sodass dann der energetische Endverbrauch 2020 bei 1.350 PJ liegt und der Stromverbrauch bei 320 PJ.

Mithilfe von Effizienzscenarien kann laut dieser Studie der prognostizierte Endenergieverbrauch 2020 um 100 PJ gesenkt werden (auf 1.250 PJ). Dann wäre er immer noch um 13% höher als jener 2005. Der Stromverbrauch könnte um fast 30 PJ gesenkt werden, was eine Steigerung um fast 18% ab 2005 bedeuten würde.

Bei der Umsetzung der EU-Effizienzrichtlinie, die eine 9%-ige Senkung des Energieverbrauchs bezogen auf das Baseline - Szenario vorsieht, würde der Gesamtenergieverbrauch 2020 1.230 PJ betragen und der Bruttoinlandsstromverbrauch 291 PJ. Das entspräche einer Steigerung des Gesamtenergieverbrauches um 11% seit 2005 und einer Steigerung des Stromverbrauches um 17% seit 2005.

Die folgende Abbildung zeigt die Stromverbrauchsentwicklung im Vergleich zur BIP-Entwicklung.

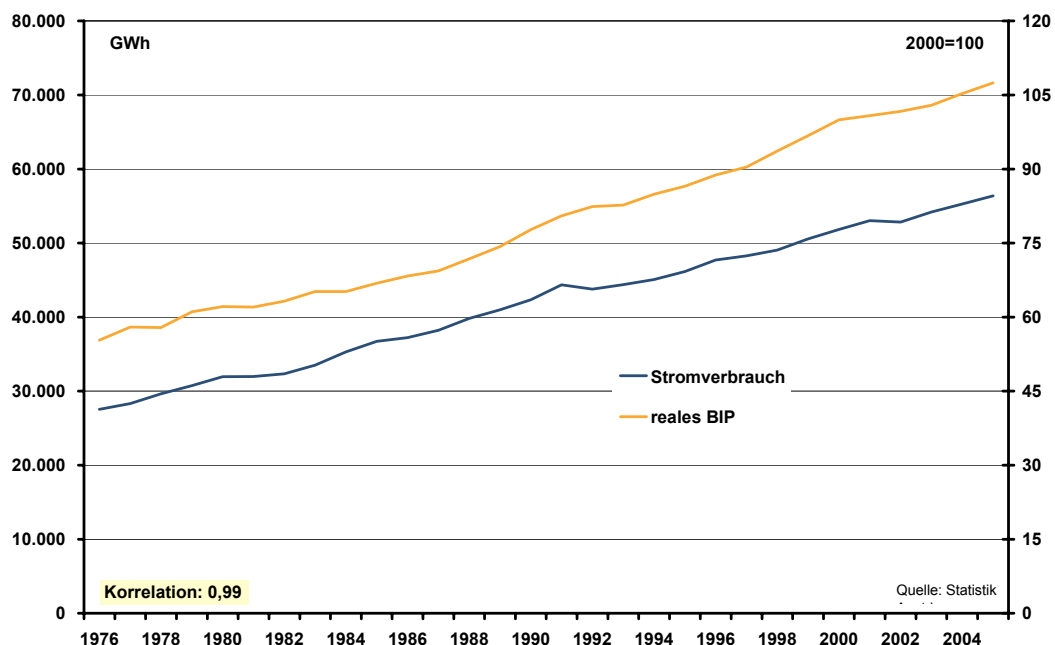


Abbildung 3: Stromverbrauch und BIP 1976 – 2005 in Österreich

Aus dem hohen Korrelationswert von 0,99 ist ableitbar, dass die Strombedarfsentwicklung in Österreich bisher nicht von der BIP-Entwicklung abgekoppelt ist.

Beispiele anderer Länder zeigen meist einen ähnlichen Zusammenhang zwischen Energieverbrauchs- / Stromverbrauchsentwicklung sowie BIP-Entwicklung. Einzelne Beispiele, wie Dänemark, zeigen dagegen bereits eine Entkoppelung des Energieverbrauchs von der Entwicklung des Bruttoinlandsproduktes Abbildung 4. Solche Beispiele bilden allerdings bis heute eher die Ausnahme.

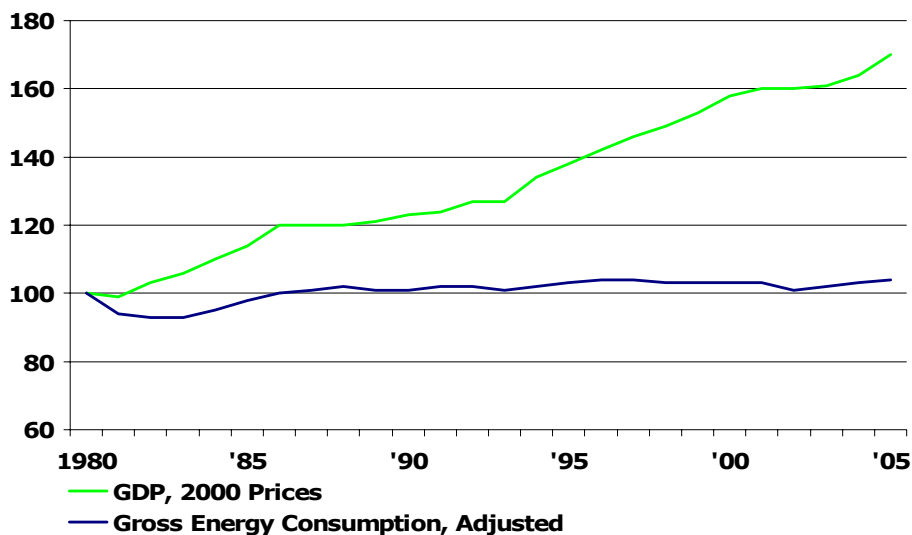


Abbildung 4: Energieverbrauch und BIP-Entwicklung, Beispiel Dänemark

Im Rahmen des vorliegenden Evaluierungsberichtes konnte nur unvollständig recherchiert werden, was die Gründe für den Stromverbrauchsanstieg im Detail sind und durch welche Maßnahmen die Stromverbrauchssteigerung reduziert werden kann. Für eine zukünftige Stromversorgung sollte dieser Entwicklung ein besonderer Stellenwert zukommen, wobei die konkreten Umsetzungsschritte noch im Detail vorzubereiten sind.

4 Ökostromentwicklung national und international

4.1 Ökostromentwicklung in Österreich

Die Ökostromentwicklung in Österreich ist sehr ausführlich im Ökostrombericht der Energie-Control GmbH dargestellt (download: www.e-control.at). An dieser Stelle wird daher nur ein kurzer Auszug des Berichtes wieder gegeben.

Abbildung 5 zeigt die seit dem Ökostromgesetz 2002 mengenmäßig jährlich zunehmende Steigerung von unterstütztem sonstigem Ökostrom von 2004 bis 2007.

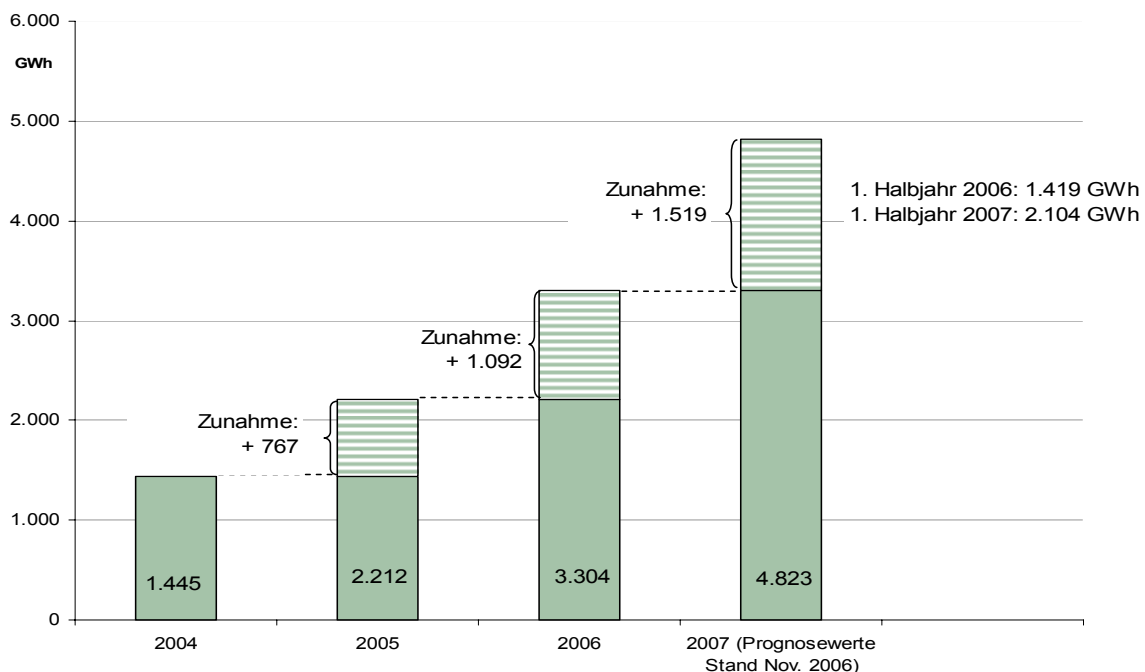
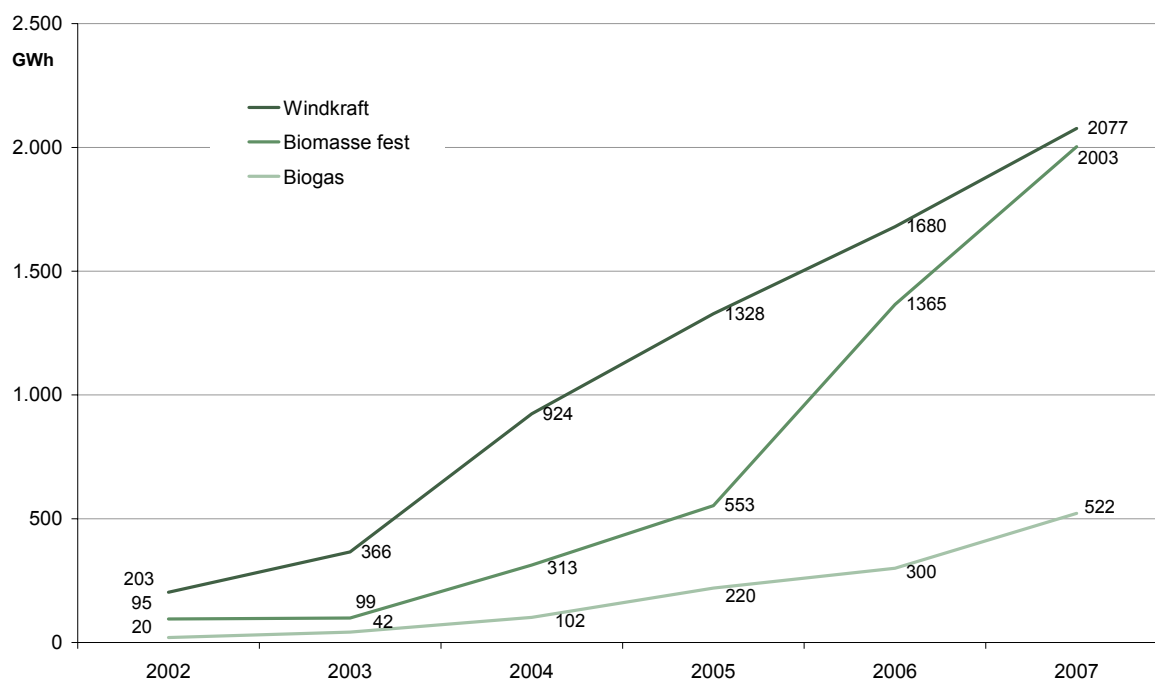


Abbildung 5: Unterstützte Ökostrommengen 2004 bis 2007 (Prognose), exklusive Wasserkraft

Im ersten Halbjahr 2007 wurden 2.100 GWh an sonstigem unterstützten Ökostrom in das öffentliche Netz eingespeist. Das entspricht 7,6 % der Stromversorgung aus öffentlichen Netzen.



[September 2007 | Quelle: OeMAG, Energie-Control GmbH]

Abbildung 6: Unterstützte Ökostrommengen 2002 bis 2007 (Prognose) nach Technologie, exklusive Wasserkraft

In den Jahren 2003 bis 2007 war ein starkes Mengenwachstum aller Ökostromtechnologien gegeben (Abbildung 6). Für 2007 wird mit jeweils etwa 2.000 GWh etwa gleich viel Ökostrom aus Windkraft wie aus fester Biomasse erwartet.

Für die Jahre 2007 und 2008 werden rund 4.800 GWh sonstiger geförderter Ökostrom prognostiziert (Tabelle 1).

Unterstützte Ökostrommengen [in GWh]							
Energieträger	2002	2003	2004	2005	2006	2007 (Prognosewerte Stand Nov. 2006)	2008 (Prognosewerte Stand Aug. 2007)
Windkraft	203	366	924	1.328	1.738	2.077	2.100
Biomasse fest	95	99	313	553	1.086	2.003	2.000
Biogas	20	42	102	220	358	522	500
Biomasse flüssig	3	2	18	33	54	120	90
Photovoltaik	3	11	12	13	13	13	14
Anderer unterstützter Ökostrom	88	78	76	65	55 ¹⁾	88 ¹⁾	51 ¹⁾
Summe "Sonstiger" Ökostrom	412	598	1.445	2.212	3.304	4.823	4.755
Kleinwasserkraft (unterstützt)	4.243	3.386	3.995	3.561	1.806 ¹⁾	2.000 ¹⁾	1.600 ¹⁾
Summe unterstützter Ökostrom	4.655	3.984	5.440	5.773	5.110	6.823	6.355

¹⁾ Ein beträchtlicher Teil der Kleinwasserkraft (und Deponie- und Klärgas) steigt aus dem Fördersystem aus, weil auf dem freien Markt höhere Erlöse erzielbar sind.

[23.07.2007 | Quelle: Energie-Control GmbH, OeMAG]

Tabelle 1: Unterstützte Ökostrommengen 2002 bis 2008 (2007 und 2008: Prognosewerte)

Allerdings könnten die tatsächlichen Erzeugungsmengen von Biomasse-Strom und Biogas-Strom deutlich niedriger als diese Prognosewerte sein, da aufgrund der Rohstoffpreissteigerungen ein größerer Teil von bereits genehmigten Anlagen nicht errichtet werden dürfte.

Es lässt sich gegenwärtig kaum abschätzen, welcher Anteil dieser bereits genehmigten Anlagen in den kommenden Jahren noch errichtet wird, da die Errichtungsgenehmigungen über mehrere Jahre Gültigkeit haben. Das ist z.B. davon abhängig, wie sich die Preise und Verfügbarkeiten für Energieholz sowie für Futtermittel (Einsatzstoffe in Biogasanlagen) weiter entwickeln.

In Tabelle 2 werden die Einspeisemengen und Vergütungen in Österreich im ersten Halbjahr 2007 mit jenen des ersten Halbjahrs 2006 verglichen.

Ökostrom - Einspeisemengen und Vergütungen in Österreich im 1. Halbjahr 2007 sowie Vergleich zum 1. Halbjahr 2006										
Energieträger	Einspeisemenge in GWh 1. HJ 2007	Vergütung netto in Mio Euro 1. HJ 2007	Ökostrom-Einspeiseanteil in % an der Gesamt-abgabemenge ¹⁾	Förderung nach Abzug Markt-wert in Mio Euro 1.HJ2007 ³⁾	Durchschnitts-vergütung in Cent/kWh 1. HJ 2007	Einspeisemenge in GWh 1. HJ 2006	Vergütung netto in Mio Euro 1. HJ 2006	Ökostrom-Einspeiseanteil in % an der Gesamt-abgabemenge ²⁾	Förderung nach Abzug Markt-wert in Mio Euro 1.HJ2006 ⁴⁾	Durchschnitts-vergütung in Cent/kWh 1. HJ 2006
Kleinwasserkraft (unterstützt)	661	36,9	2,4%	5,32	5,58	1.081	57,2	4,0%	-2,6	5,52
Sonstige Ökostromanlagen	2.104	224,1	7,6%	123,72	10,65	1.419	144,0	5,2%	65,5	10,08
Windkraft	1.018	79,0	3,7%	30,39	7,76	811	63,1	3,0%	18,2	7,83
Biomasse fest inkl. Abfall mhbA	804	104,6	2,9%	66,17	13,00	382	48,1	1,4%	27,0	12,59
Biomasse gasförmig	209	28,9	0,8%	18,90	13,80	173	23,8	0,6%	14,2	13,74
Biomasse flüssig	38	5,2	0,1%	3,40	13,78	19	2,6	0,1%	1,6	13,93
Photovoltaik	7	4,5	0,0%	4,19	64,44	7	4,3	0,0%	3,9	63,96
Deponie- und Klärgas	26	1,8	0,1%	0,61	7,13	25	1,9	0,1%	0,5	7,83
Geothermie	1	0,1	0,0%	0,06	9,45	2	0,1	0,0%	0,0	9,60
Gesamt Kleinwasserkraft und Sonstige Ökostromanlagen	2.764	261,0	10,0%	129,04	9,44	2.500	201,2	9,2%	62,8	8,60

¹⁾ bezogen auf die Gesamtabgabemenge aus öffentlichen Netzen an Endverbraucher von 55.468 GWh (Prognosewert) für 2007
²⁾ bezogen auf die Gesamtabgabemenge aus öffentlichen Netzen an Endverbraucher von 54.221 GWh für 2006
³⁾ der Marktpreis für das 1. Halbjahr 2007 beträgt 47,73 EUR/MWh
⁴⁾ der Marktpreis für das 1. Halbjahr 2006 beträgt 55,37 EUR/MWh
[23.08.2007 | Quelle: OeMAG, August 2007 - vorläufige Werte]

Tabelle 2: Unterstützte Ökostrommengen und Vergütungen 1. Halbjahr 2007 im Vergleich zum 1. Halbjahr 2006

Die von der Ökostromabwicklungsstelle ausbezahlten durchschnittlichen Einspeisetarife sind bei Kleinwasserkraft mit 5,58 Cent/kWh im ersten Halbjahr nahe dem Marktpreis, bei Windkraft betragen sie 7,76 Cent/kWh (zuzüglich etwa 1,2 Cent/kWh für Ausgleichsenergieaufwendungen). Bei den rohstoffabhängigen erneuerbaren Ökostromtechnologien sind die Tarife dagegen mit 13 Cent/kWh bis 14 Cent/kWh deutlich höher.

Netzgebundene Photovoltaik wurde mit einem durchschnittlichen Einspeisetarif von 64 Cent/kWh mehr als zehnmal so hoch vergütet wie Kleinwasserkraft.

In Tabelle 3 wird die Entwicklung der Engpasseleistung jener Anlagen, die im Vertragsverhältnis mit den Öko-BGVs stehen, für die einzelnen Technologien von 2003 bis Mitte 2007 dargestellt und dieser Wert wird dann mit dem Stand der anerkannten Anlagen zum 31.3.2007 verglichen.

Entwicklung der Engpasseleistung [in MW] jener Ökostromanlagen im Vertragsverhältnis mit Öko-BGV (bzw OeMAG) zum angegebenen Stichtag sowie Vergleich mit anerkannten Ökostromanlagen						
Energieträger	Vertragsverhältnis mit Öko-BGV per 31.12.2003	Vertragsverhältnis mit Öko-BGV per 31.12.2004	Vertragsverhältnis mit Öko-BGV per 31.12.2005	Vertragsverhältnis mit OeMAG per 31.12.2006	Vertragsverhältnis mit OeMAG per 30.6.2007	Anerkannte Anlagen per 31.03.2007
Biogas	14,97	28,36	50,67	62,48	64,23	86,18
Biomasse fest	41,07	87,54	125,95	257,92	270,42	402,03
Biomasse flüssig	1,97	6,84	12,41	14,69	14,55	26,12
Deponie- und Klärgas	22,73	20,28	21,18	13,67	21,66	30,28
Geothermie	0,92	0,92	0,92	0,92	0,92	0,92
Photovoltaik ¹⁾	14,18	15,07	15,36	15,31	17,34	36,13
Windkraft	395,59	594,56	816,90	953,48	955,38	1.032,62
Summe "Sonstiger" Ökostrom	491,43	753,57	1.043,39	1.318,47	1.344,50	1.614,27
Kleinwasserkraft bis 10 MW (unterstützt) ²⁾	858,10	851,54	709,69	320,86	397,73	1.161,04

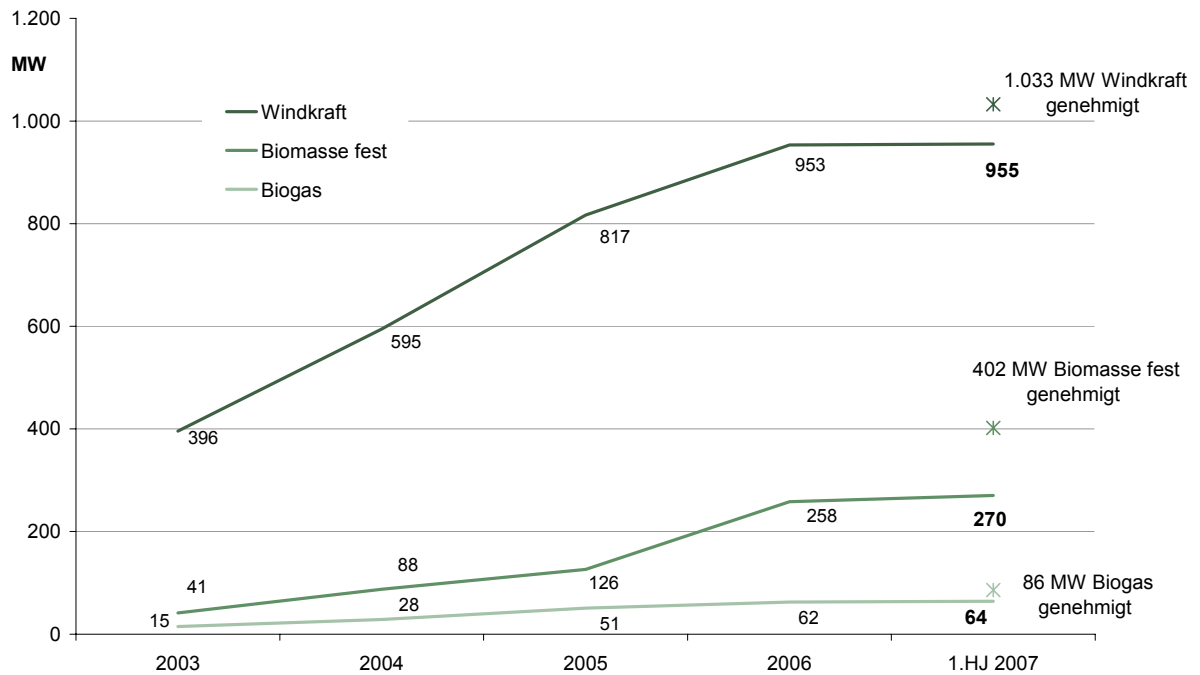
1: bei PV-Anlagen besteht gemäß § 10 Abs 2 Ökostromgesetz eine Abnahmepflicht des Öko-BGV auch dann, wenn das 15 MW-Kontingent bereits erreicht wurde
2: durch den hohen Marktpreis in den Jahren 2005 und 2006 haben viele Kleinwasserkraftwerke die Öko-Bilanzgruppe verlassen, weshalb der angegebene stichtagsbezogene Wert nur bedingt aussagekräftig ist.

[28.08.2007 | Quelle: Energie-Control GmbH, Öko-BGV ,OeMAG]

Tabelle 3: Leistung der Ökostromtechnologien in Betrieb 2003 bis 2007 sowie genehmigt per 31.3.2007

Mitte 2007 wurden 1.345 MW sonstiger Ökostrom und 398 MW Kleinwasserkraft in diesem Ökostromfördersystem unterstützt. Die größten Anteile davon haben Windkraft (955 MW), Biomasse fest (270 MW) und Biogas (64 MW).

Bei Biomasse fest und Biogas gibt es eine große Differenz zwischen der Leistungsmenge der Ende März 2007 anerkannten und der Mitte 2007 mit der OeMAG in Vertrag befindlichen Anlagen (Abbildung 7).



[September 2007 | Quelle: Energie-Control GmbH, OeMAG]

Abbildung 7: Leistung der Ökostromtechnologien in Betrieb 2003 bis 2007 sowie genehmigt per 31.3.2007

Von den genehmigten 402 MW Biomasseanlagen wurden bisher 132 MW (33 %) noch nicht errichtet. Von den genehmigten 86 MW Biogasanlagen wurden bisher 22 MW (25 %) nicht errichtet.

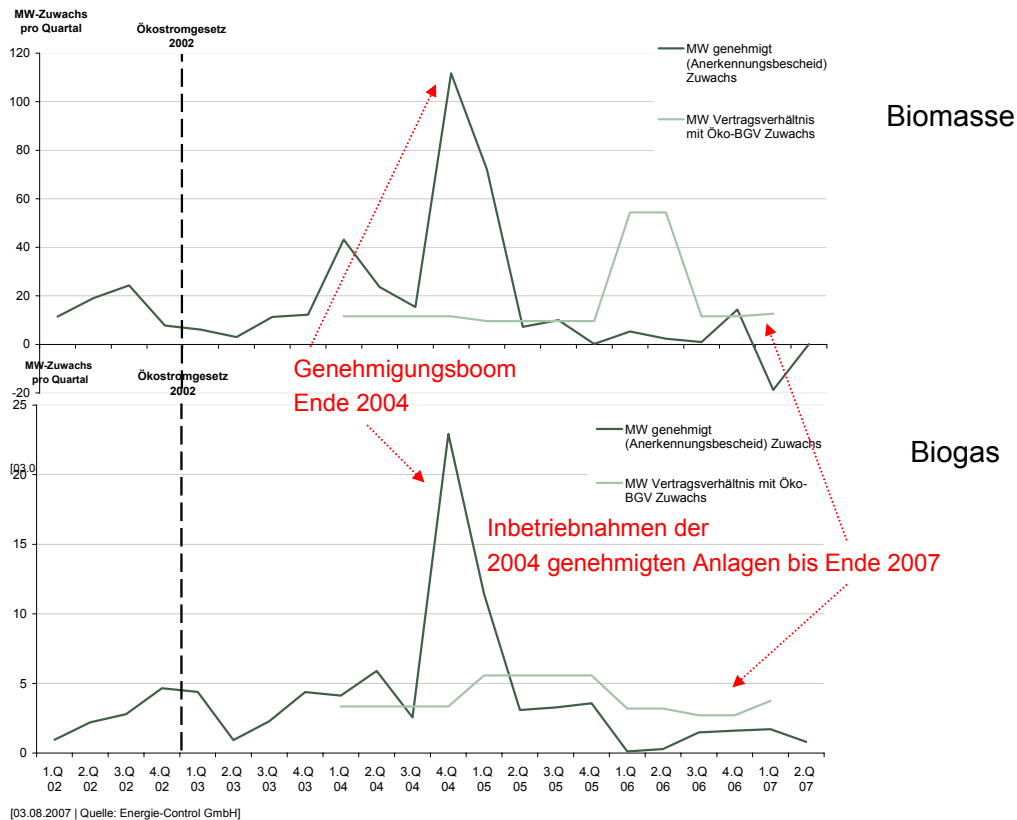
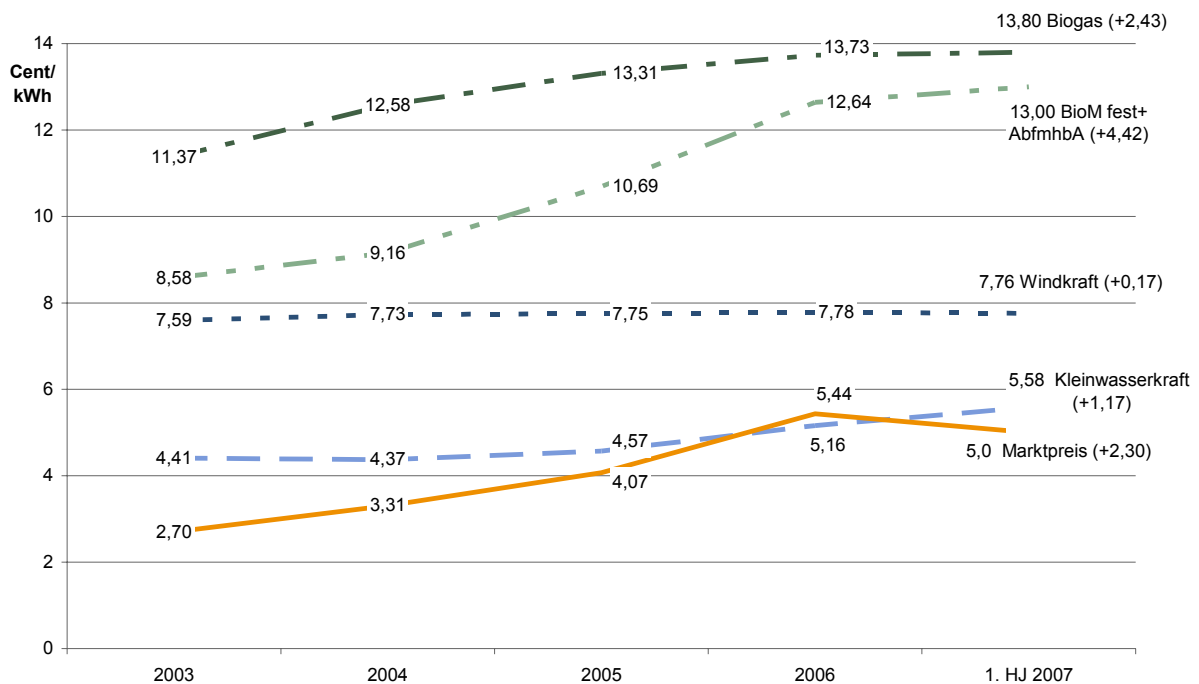


Abbildung 8: Genehmigungen und Inbetriebnahmen von Biomasse- und Biogasanlagen 2002 bis 2007

Im Zeitraum 2002 bis Mitte 2007 haben meist etwa 10 – 15 MW neue Biomasseanlagen pro Quartal einen Vertrag mit den Öko-BGVs geschlossen, nur im ersten und zweiten Quartal 2006 waren es mit über 50 MW pro Quartal deutlich mehr. Im selben Zeitraum schlossen durchgehend 3 – 5 MW Biogasanlagen pro Quartal einen Vertrag ab. Der Genehmigungsboom im letzten Quartal 2004 in Höhe von über 100 MW Biomasse und über 20 MW Biogas wird gegenwärtig durch weitere Anlageninbetriebnahmen abgearbeitet. Allerdings werden voraussichtlich nicht alle genehmigten Anlagen auch errichtet werden.



[24.09.2007 | Quelle: Energie-Control GmbH, Öko-BGV]

Abbildung 9: Durchschnittliche Einspeisetarife im Vergleich zum Marktpreis 2003 bis 2007

Die durchschnittlichen von der Ökostromabwicklungsstelle ausbezahlten Einspeisetarife sind besonders bei den rohstoffabhängigen Ökostromtechnologien Biomasse und Biogas deutlich gestiegen (Abbildung 9).

Das gesamte Unterstützungsvolumen für sonstigen Ökostrom hat sich von 2004 bis 2006 mehr als verdoppelt (Abbildung 10).

Im Jahr 2008 wird der Unterstützungsbedarf vermutlich über 300 Mio € betragen.

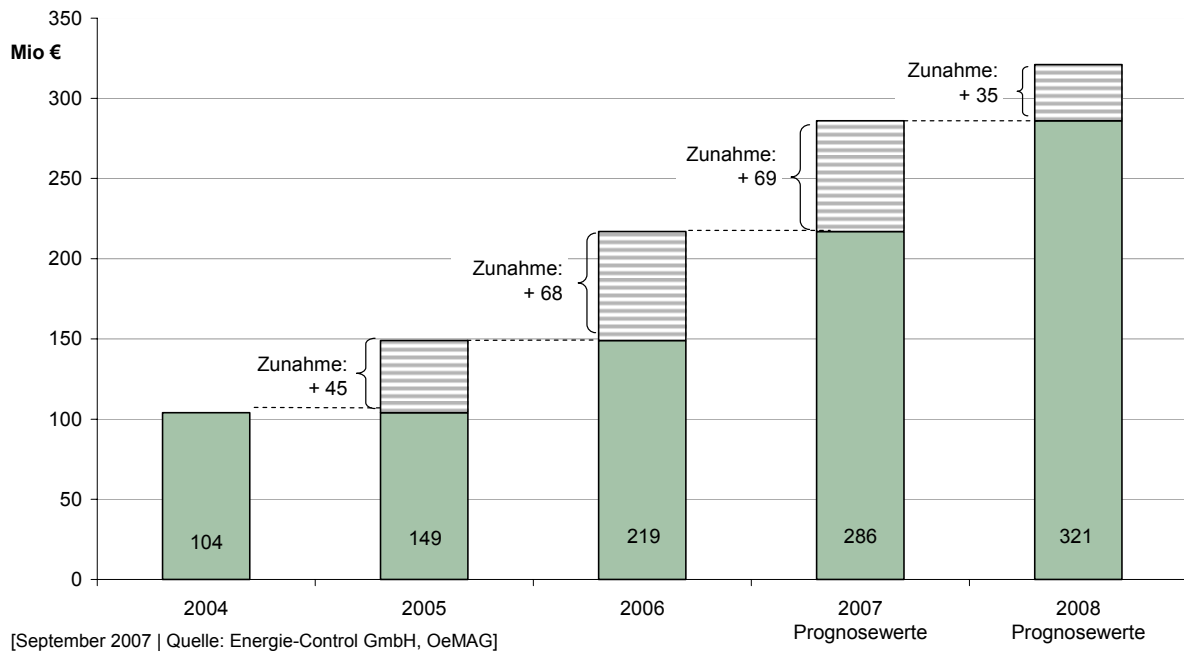
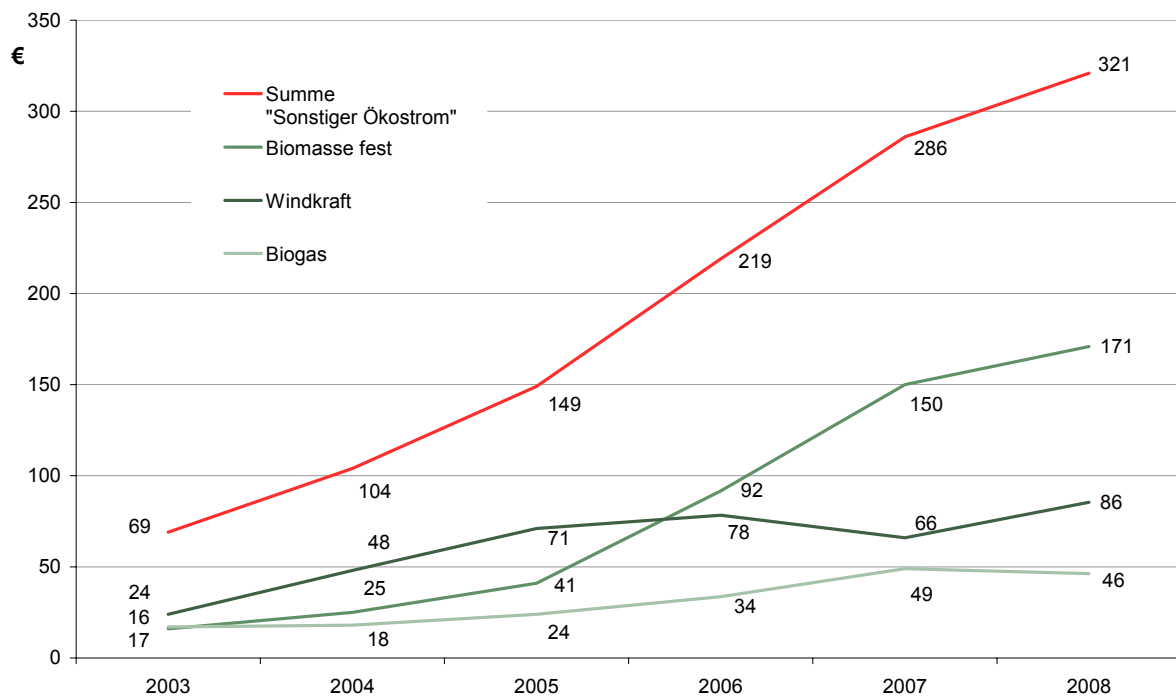


Abbildung 10: Unterstützungsvolumina für sonstigen Ökostrom 2004 bis 2008 (2007 und 2008: Prognosewerte)

Abbildung 11 zeigt die Entwicklung der Unterstützungsvolumina von 2003 bis 2008 für die einzelnen Technologien auf. Am stärksten wächst der Bedarf für Biomasse fest – hier wird mit einem Unterstützungsvolumen von 171 Mio € im Jahr 2008 gerechnet.



[September 2007 | Quelle: OeMAG, Energie-Control GmbH]

Abbildung 11: Unterstützungsvolumina 2003 bis 2008 nach Technologie

Das Unterstützungserfordernis für Kleinwasserkraft ist dagegen mit weniger als 15 Mio € eher gering.

In Tabelle 4 wird die Entwicklung der Unterstützungsvolumina aller Technologien (mit der Ausnahme von Kleinwasserkraft) dargestellt.

Unterstützungsvolumina [in Mio Euro]						
Bereich	2003 (Marktpreis 2,699 Cent/kWh)	2004 (Marktpreis 3,309 Cent/kWh)	2005 (Marktpreis 4,073 Cent/kWh)	2006 (Marktpreis 4,8 Cent/kWh)	2007 (Marktpreis 5,5 Cent/kWh)	2008 (Marktpreis 5,0 Cent/kWh)
Windkraft	24	48	71	78	66	86
Biomasse fest	16	25	41	92	150	171
Biogas	17	18	24	34	49	46
Biomasse flüssig	1	2	3	5	10	8
Photovoltaik	8	8	8	8	8	8
Anderer unterstützter Ökostrom (exkl. Wasserkraft)	3	3	2	2	3	2
Summe	69	104	149	219	286	321

[29.08.2007 | Quelle: Energie-Control GmbH, Öko-BGV]

Anmerkung: Die Stromlieferanten geben die Ökostrom-Verrechnungspreis-Mehraufwendungen auf Basis des Marktpreis-Future-Niveaus der vorangegangenen Jahre (Zeitpunkt der Vertragsabschlüsse für die jeweilige Periode) weiter, weshalb der Bezugsmarktpreis für 2006 den Futures der Vorjahre entspricht. Eine Anwendung dieser Methode auch auf die Jahre 2003 bis 2005 (Bezugsmarktpreis als Durchschnittswert des jeweiligen Jahres) ist unterblieben, da vor dem Jahr 2003 noch keine Marktpreisveröffentlichungen gemäß Ökostromgesetz durch die Energie-Control GmbH stattgefunden haben und der geringere Ökostromanteil in diesen Jahren nur zu geringeren Unterschieden zwischen den beiden Methoden führen würde.

Tabelle 4: Unterstützungsvolumina 2003 bis 2008 nach Technologie

Die mit der Ökostromgesetz-Novelle 2006 beschlossenen zusätzlichen Budgetmittel für weitere, neue Ökostromanlagen wurden für das Jahr 2006 (Halbjahresbudget) weitgehend ausgeschöpft. Im Jahr 2007 wurde es bis zum 22.10.2007 für Photovoltaik zur Hälfte, für Windkraft zu 18 % und für Biomasse und Biogas nur zu 1 % bzw. 3 % ausgeschöpft (Tabelle 5).

Kontingentbewirtschaftung in € restliches verfügbares kontrahierbares Einspeisetarifvolumen				
Stand	Feste Biomasse	Biogas	Wind	PV und sonstige
01.10.2006 gerundet, halbe Zusatz- kontingente 1.1.2007	4.200.000	4.050.000	5.600.000	950.000
29.12.2006	632.368,91	155.980,08	217.675,96	172.710,79
01.01.2007	9.048.197,00	8.373.919,72	11.403.171,00	2.100.328,00
22.10.2007	8.954.297,28	8.110.523,47	9.392.396,40	1.023.259,19

[Quelle: OeMAG-Veröffentlichungen sowie für 1.10.2006 und 1.1.2007: Berechnungen der Energie-Control GmbH auf Grundlage von OeMAG-Daten]

Tabelle 5: Einspeisetarif-Kontingentbewirtschaftung 1.10.2006 bis 15.10.2007

Die Verknappung der Rohstoffversorgung und die damit verbundenen Preissteigerungen lassen auch für die folgenden Jahre eine geringere Inanspruchnahme der Fördermittel bei den rohstoffabhängigen Technologien erwarten.

Diese Effekte der Rohstoffverknappung sollten nicht durch weitere Anhebungen der Förderungen kompensiert werden, da diese Rohstoffe (Biomasse, Futtermittel, etc) auch für anderen Einsatz als für die Stromerzeugung knapper und teurer geworden sind und eine einseitige Förderung ihrer Nutzung für die Stromerzeugung nicht vertretbare Benachteiligungen für die anderen Einsatzgebiete (stoffliche Nutzung, Futtermiteleinsetzung) bewirken würde.

4.2 Erneuerbare Energie und Ökostrom in der EU

Im Jahr 2005 betrug der Ökostromanteil in Österreich 60 % und war damit vor Schweden (56 %) und Lettland (50 %) am höchsten in der EU-25 (Abbildung 12). Der EU – Schnitt in diesem Jahr liegt bei 14 %.

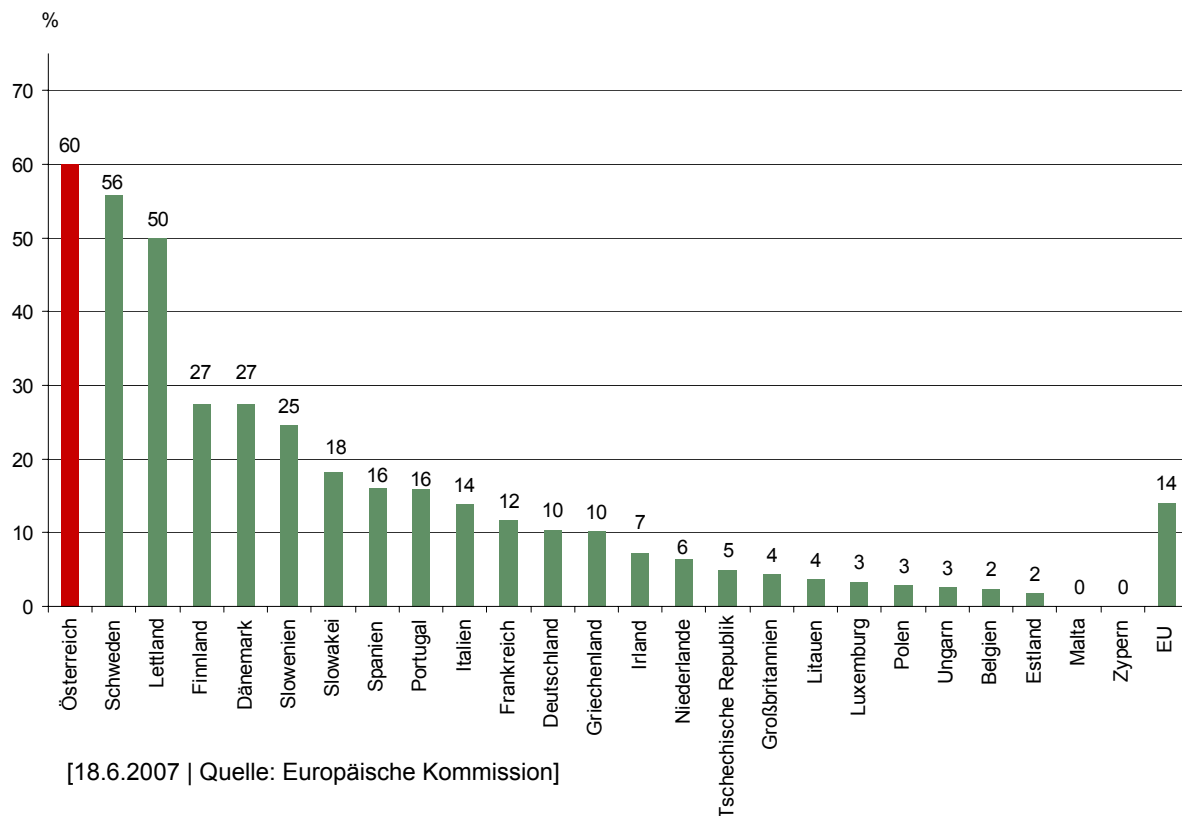


Abbildung 12: Ökostromerzeugung 2005 in der EU und in Österreich

Die folgende Abbildung zeigt die Anteile von erneuerbaren Energien am Gesamtenergieverbrauch: Hier liegt der EU-Schnitt bei 6 %; der Anteil Österreichs ist mit 21 % mehr als dreimal so hoch. Einen höheren Anteil weisen Lettland, Schweden und Finnland auf, die einen sehr hohen Anteil von Biomasse-Heizungen haben.

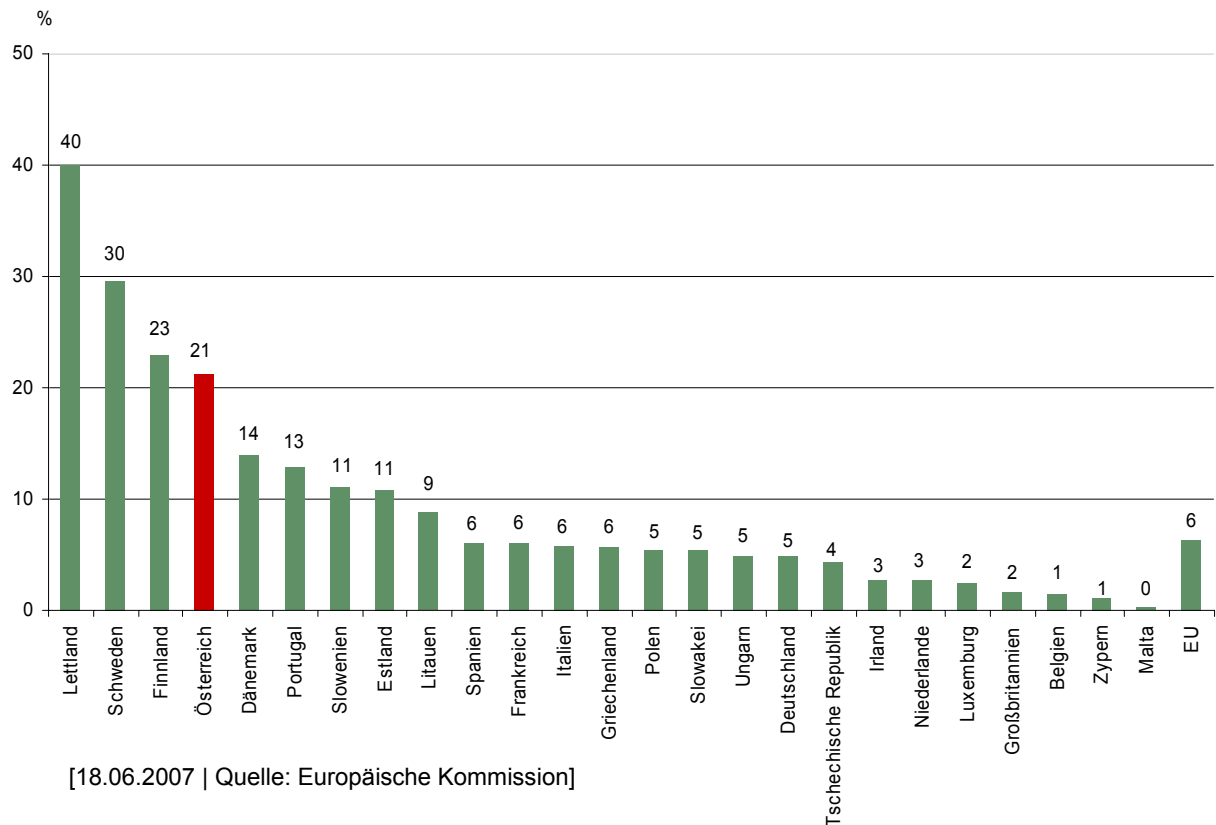


Abbildung 13: Anteil erneuerbarer Energien am Gesamtenergieverbrauch 2005 in der EU und in Österreich

Die folgende Tabelle zeigt einen Überblick über die Einspeisetarife in den Ländern, die Ökostrom mit einem Einspeisetarifsystem unterstützen. Insgesamt sind die Einspeisetarife in Österreich verglichen mit den gesamten EU-Werten überdurchschnittlich hoch.

Tariff level in 2006 [€ Cents/kWh] and duration of support for different technologies ¹⁾								
Country		Small hydro	Wind onshore	Wind offshore	Solid Biomass	Biogas	PV	Geo-thermal
Austria	2002	3.8 - 6.3 13 years	7.8 13 years	-	10.2 - 16.0 13 years	3.0 - 16.5 13 years	47.0 - 60.0 13 years	7.0 13 years
	2007	3.8 – 6.3 13 years	7.55 10 +2 years	-	6.3 – 15.65 10 + 2 years	7.9 – 16.95 10 +2 years	30.0 – 46.0 10 +2 years	7.3 10 +2 years
Cyprus		6.5 no limit	9.5 15 years	9.5 15 years	6.5 no limit	6.5 no limit	21.1 – 39.3 15 years	-
Czech Republic	fix	8.1 15 years	8.5 15 years	-	7.9 – 10.1 15 years	7.7 – 10.3 15 years	45.5 15 years	15.5 15 years
	pre miu m	10.5 15 years	12.5 15 years	-	10.0 – 12.0 15 years	9.9 – 12.5 15 years	49.0 15 years	18.0 15 years
Denmark		-	7.2 20 years	-	8.0 20 years	8.0 20 years	8.0 20 years	6.9 20 years
Estonia		5.2 7 years	5.2 12 years	5.2 12 years	5.2 7 years	5.2 12 years	5.2 12 years	5.2 12 years
France		5.5 – 7.6 20 years	8.2 15 years	13.0 20 years	4.9-6.1 15 years	4.5 – 14.0 15 years	30.0 – 55.0 20 years	12.0 – 15.0 20 years
Germany		6.7 – 9.7 30 years	8.4 20 years	9.1 20 years	3.8 – 21.2 20 years	6.5 – 21.2 ²⁾ 20 years	40.6 – 56.8 20 years	7.2 – 15.0 20 years
Greece		7.3 – 8.5 12 years	7.3 – 8.5 12 years	9.0 12 years	7.3 – 8.5 12 years	7.3 – 8.5 12 years	40.0 – 50.0 12 years	7.3 – 8.5 12 years
Hungary		9.4 no limit	9.4 no limit	-	9.4 no limit	9.4 no limit	9.4 no limit	9.4 no limit
Ireland		7.2 15 years	5.7 – 5.9 15 years	5.7 – 5.9 15 years	7.2 15 years	7.0 – 7.2 15 years	-	-
Italy		-	-	-	-	-	44.5 – 49.0 20 years	-
Lithuania		5.8 10 years	6.4 10 years	6.4 10 years	5.8 10 years	5.8 10 years	-	-
Luxem- bourg		7.9 – 10.3 10 years	7.9 – 10.3 10 years	-	10.4 – 12.8 10 years	10.4 – 12.8 10 years	28.0 – 56.0 10 years	-
Netherlands		14.7 10 years	12.7 10 years	14.7 10 years	12.0 – 14.7 10 years	7.1 – 14.7 10 years	14.7 10 years	-

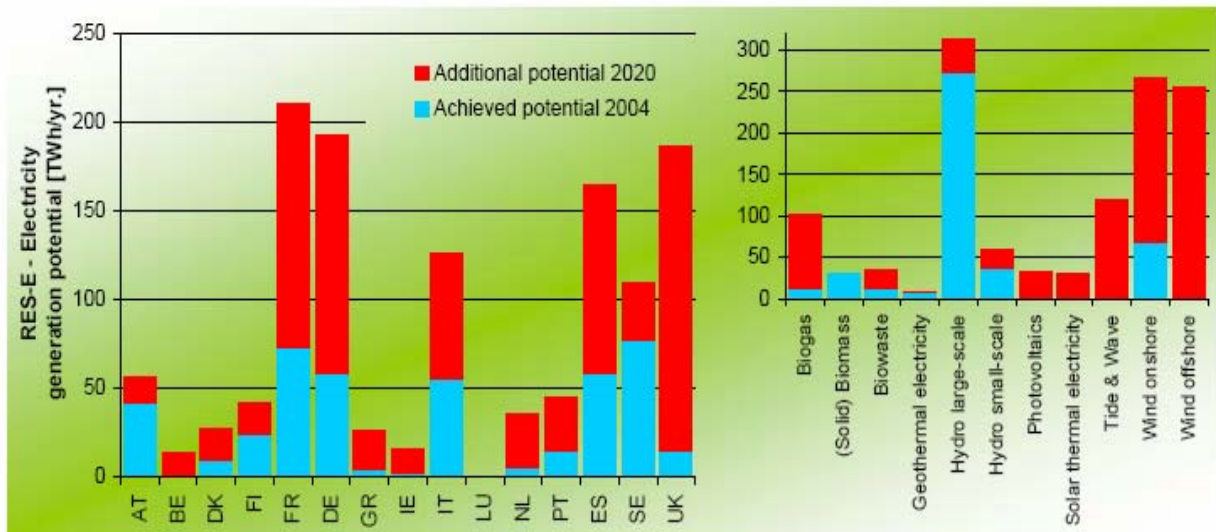
Portugal		7.5 15 years	7.4 15 years	7.4 15 years	11.0 15 years	10.2 15 years	31 – 45 15 years	-
Slovakia		6.1 1 year	7.4 1 year	-	7.2 – 8.0 1 year	6.6 1 year	21.2 1 year	9.3 1 year
Slovenia	fix	6.0 - 6.2 10 years	5.9 – 6.1 10 years	-	6.8 – 7.0 10 years	5.0 – 12.1 10 years	6.5 – 37.5 10 years	5.9 10 years
	pre miu m	8.2 – 8.4 10 years	8.1 – 8.3 10 years	-	9.0 – 9.2 10 years	6.7 – 14.3 10 years	8.7 – 39.7 10 years	8.1 10 years
Spain	fix	6.1 – 6.9 no limit	6.9 no limit	6.1 – 6.9 no limit	6.1 – 6.9 no limit	6.1 – 6.9 no limit	23.0 – 44.0 no limit	6.1 – 6.9 no limit
	pre miu m	8.6 – 9.4 no limit	9.4 no limit	9.4 no limit	8.6 – 9.4 no limit	9.4 no limit	25.5 no limit	9.4 no limit
1) For the countries using a different currency than €, the exchange rate of the 1st of January 2006 is used [OANDA Corporation 2006].								
2) The maximum value given for Germany is only available if all premiums are cumulated. This combines the enhanced use of innovative technologies, CHP generation and sustainable biomass use.								

Quelle: Fraunhofer Institute Systems and Innovation Research [Evaluation of different feed-in tariff design options - Best practice paper for the International Feed-in Cooperation], September 2006

Tabelle 6: Einspeisetarifvergleich in den EU-Ländern

Die folgende Abbildung zeigt das zusätzlich mögliche Ökostrompotenzial der einzelnen EU (15) – Ländern, das 2004 bereits erreicht wurde, sowie jenes, das bis 2020 noch zusätzlich erreichbar ist. Österreich hat sein Potenzial mit ca. 80 % bereits zum höchsten Anteil genutzt. Abgesehen von Österreich, Schweden und Finnland hat kein weiteres Land sein Potenzial zu über 50 % ausgeschöpft.

Das größte noch ausbaufähige Potenzial wird in der Stromerzeugung aus Offshore-Wind gesehen. Großwasserkraft hat insgesamt das größte Potenzial (Summe bereits ausgebaut plus zusätzlich nutzbar), ein Großteil davon ist aber bereits ausgebaut.



[August 2006 | Quellen: Fraunhofer Institut, Ecofys, EEG]

Abbildung 14: Bereits 2004 erreichtes sowie zusätzliches Potenzial von Ökostrom 2020 in den EU-15 (links) sowie nach Ökostrom-Technologie (rechts)

In der folgenden Tabelle ist die Windkraftausbauintensität (bezogen auf Einwohner) in einzelnen Ländern dargestellt. Ende 2006 waren in Europa (EU-25) Windkraftanlagen mit einer gesamten installierten Leistung von 48.027 MW errichtet, was gegenüber dem Jahr 2005 einer Steigerung von 7.527 MW entspricht. Der größte Anteil der Windkraftanlagen befindet sich in Deutschland mit 20.622 MW, gefolgt von Spanien mit 11.615 MW und Dänemark mit 3.136 MW (Tabelle 7). Diese drei Länder halten somit knapp 74 % der in der EU-27 insgesamt installierten Windkraftleistung.

All diese Länder besitzen an ihren Küsten große Potenziale für Windkraft. Österreich liegt (ohne entsprechende Küstenregionen) mit 118 Watt Windkraft pro Einwohner (und 126 genehmigten Watt) an fünfter Stelle der EU-25.

Land	MW Windkraft per Ende 2006	Einwohner	Watt pro Einwohner	MW Windkraft per Ende 2005	Erhöhung MW seit 2005
Dänemark	3.136	5.413.400	579	3.128	8
Spanien	11.615	40.280.800	288	10.028	1.587
Deutschland	20.622	82.424.700	250	18.415	2.207
Irland	745	3.969.600	188	496	250
Portugal	1.716	10.524.200	163	1.022	694
Österreich	965 (1.033 genehmigt)	8.174.800	118 (126)	819	146
Niederlande	1.560	16.318.200	96	1.219	341
Luxemburg	35	462.700	76	35	0
Griechenland	746	10.647.600	70	573	173
Schweden	572	8.968.400	64	510	63
Italien	2.123	58.057.600	37	1.718	405
Großbritannien	1.963	60.270.800	33	1.332	631
Frankreich	1.567	60.424.300	26	757	810

[05.02.2007 | Quelle: Winddaten EWEA Datenstand Februar 2007, Einwohnerdaten www.welt-in-zahlen.de Februar 2006, Genehmigungstand Österreich Ende 2006]

Tabelle 7: Windkraftausbau Ende 2006 (im Vergleich zu 2005) in der EU

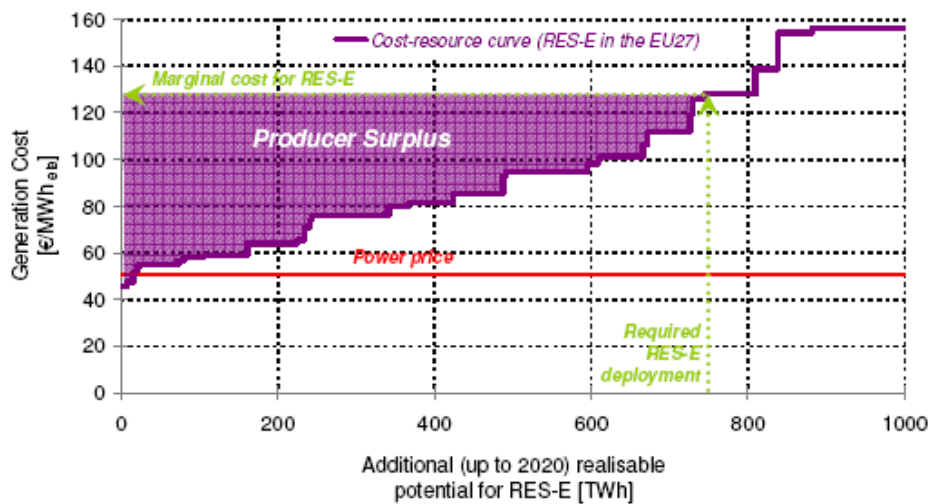
4.3 Unterstützungssysteme und Ansätze der Europäischen Kommission

Gemäß ersten Arbeitspapieren der Europäische Kommission wird angestrebt, das 20 % Erneuerbaren Ziel (bis zum Jahr 2020 einen Anteil von 20 % des gesamten Energieverbrauchs in der EU durch erneuerbare Energieträger abzudecken) mit einer Handelbarkeit nachweislich erzeugter Ökoenergiemengen über einzelne Ländergrenzen hinaus umzusetzen. Dadurch soll die Zielerreichung von einer nationalen Ebene auf eine international optimierte Umsetzung gehoben werden. In EU-Ländern mit weniger Wirtschaftskraft, die erhebliche Potenziale an erneuerbaren Energieträgern besitzen und diese aber mangels Finanzierungskraft nicht realisieren können, könnten Projekte umsetzbar werden, indem der Investor die für die Ökostrommengen erhaltenen Zertifikate international verkaufen kann.

Befürworter des Einspeisetarifsystems haben Vorbehalte gegen eine solche Handelbarkeit mittels Zertifikatsystem. Ein Grund dafür dürfte sein, dass sich mit einem Zertifikatesystem garantierte Subventionsquoten von oft über 60 % der gesamten Erzeugungskosten, wie sie bei den Ökostrom-Einspeisetarifen oft gegeben sind, verwirklichen lassen. Es wird dagegen

der Kostendruck auf Ökoenergien mit einem Zertifikatsystem erheblich größer und ist vor allem auch Technologie übergreifend. Im Gegensatz dazu wird bei einem Einspeisetarifsystem oft davon ausgegangen, dass jede Technologie Anspruch auf volle Kostendeckung durch den Einspeisetarif hat, gleichgültig, wie hoch diese Kosten auch immer sein mögen (Beispiel: Forderung nach Rohstoff-Preissteigerungszuschlag in Österreich). Ein solcher Zugang ist bei einem Zertifikatsystem nicht möglich.

Eine sachlich berechtigte Kritik am Zertifikatesystem ist die Gefahr der Generierung von Windfall-Profits, wie in der folgenden Abbildung dargestellt.



[Quelle: Fraunhofer Institut et al. | Oktober 2007]

Abbildung 15: Mögliche Windfall-Profits aus einem von der Technologie unabhängigen Herkunftsnachweishandel

Die billigsten Ökostrom (Ökoenergie-) Technologien bekommen ein Zertifikat im selben Wert wie die teureren Technologien. Der Wert des Zertifikates orientiert sich an der teuersten für eine Zielerreichung (z.B. 20 %) erforderlichen Ökoenergie-Erzeugung. Strom aus Deponiegas beispielsweise erhält ein Zertifikat ebenso im Wert von 8 Cent/kWh wie die teuerste zur Zielerreichung erforderliche Technologie (im Beispiel der Abbildung Differenz von etwa 13 Cent/kWh Erzeugungskosten zu 5 Cent/kWh Marktwert des erzeugten Stroms).

Bei einem Einspeisetarifsystem wird oft davon ausgegangen, dass jede Technologie Anspruch auf volle Kostendeckung durch den Einspeisetarif hat, gleichgültig wie hoch diese

Kosten auch immer sein mögen (Beispiel: Forderung durch Landwirtschaftsvertreter in Österreich nach Rohstoff-Preissteigerungszuschlag oder sogar Forderung nach Rohstoffpreis-Indexierung über die gesamte Lebensdauer). Dies führt dazu, dass für einzelne Technologiesegmente weit höhere Einspeisetarife bezahlt werden, als für eine Zielerreichung in einem wirtschaftlich optimalen Szenario erforderlich wäre.

Die zitierte Analyse (Fraunhofer Institut et al, Oktober 2007) kommt, wie in Abbildung 15 dargestellt, zu dem Ergebnis, dass das bis 2020 (vernünftig) realisierbare Ökostrompotenzial mit maximalen Erzeugungskosten in Höhe von (knapp) 13 Cent/kWh umgesetzt werden könnte. Im Widerspruch dazu wird in Österreich Stromerzeugung aus Biomasse und Biogas mit einem Einspeisetarif von bis zu 16 Cent/kWh (Photovoltaik durchschnittlich 64 Cent/kWh) abgegolten.

Bei einem Einspeisetarifsystem sind oft Subventionsquoten von 60 % und mehr gemessen an den gesamten Erzeugungskosten (Investitions- und Betriebskosten inklusive Brennstoffkosten) über die gesamte Einspeisetarifdauer gegeben.

Aufgrund der massiven Interessenslage der Förderungsempfänger ist es sehr schwierig, von dem die Ökoenergieinvestoren besonders begünstigenden Einspeisetarifsystem abzukommen. Dadurch entwickeln sich Technologien, die von Subventionen auch mittel- und langfristig extrem abhängig sind.

Das Einspeisetarifsystem wird nur für Ökostromerzeugung angewendet, nicht für andere Nutzungen erneuerbarer Energieträger. Dadurch kommt es zu suboptimalen Rohstoffnutzungen.

Es sollten Möglichkeiten geprüft werden, die das Einspeisetarifsystem ersetzen können, da dieses nur vorübergehend zur Markteinführung neuer Technologien gerechtfertigt ist. Längerfristig dagegen führt es zu Fehlentwicklungen aufgrund zu großer Subventionsabhängigkeiten und einseitiger Förderungen. Ein Zertifikatesystem kann das Einspeisetarifsystem ersetzen oder nach einer Übergangszeit gemeinsam mit technologieabhängigen Unterstützungstarifen das Einspeisetarifsystem ablösen. In einer Zwischenphase kann anstelle des Einspeisetarifsystems auch ein Premium-System angewendet werden, in dem der Ökostrom- / Ökoenergieerzeuger einen Unterstützungstarif (etwa Differenz Einspeisetarif minus Marktpreis) angeboten bekommt, für die Vermarktung seines Ökostroms aber selbst verantwortlich ist.

Im Detail müsste ein solches Handelssystem sorgfältig ausgestaltet werden. Erforderliche Rahmenbedingungen sind:

- Einheitliche Pönalzahlungen bei Nichterreichung von Ziel-Quoten;
- Festlegung des Zertifikat-Wirkungsbereichs (Strom, Wärme, Transport);
- Notwendige (schwierige) Vorbereitungen, falls Zertifikate auch für Öko-Wärme beabsichtigt sind bzw. für Treibstoffzumischungen;
- Optional: Gewichtung der Zertifikate nach Technologien, um windfall-profits zu vermeiden.

Österreich sollte bei einem internationalen Zielerreichungssystem für Ökoenergien anstelle eines länderspezifischen Burden-Sharings (oder zumindest diese nationale Zielquote dämpfend), wie es das Zertifikatesystem darstellt, aufgrund seines überdurchschnittlichen Ökostrom- und Ökoenergieanteils zu den Profiteuren zählen. Sollten Zertifikate dagegen nur für neue Ökoenergieerzeugungen ausgegeben werden, ist die Situation differenziert zu betrachten.

Eine andere Weiterentwicklung des Einspeisetarifsystems könnte die Gewährung eines um den Marktpreis verminderten Unterstützungstarifs anstelle des Einspeisetarifs sein (zuzüglich Ausgleichsenergie), wobei die Vermarktung des erzeugten Ökostroms durch den Ökostromanlagenbetreiber selber erfolgt.

4.4 Das EEG – Förderung von Ökostrom in Deutschland

Das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) wurde in Deutschland im Jahr 2000 eingeführt und fördert die Erzeugung von Ökostrom – ähnlich wie in Österreich - mit Einspeisetarifen.

Die Höhe der Einspeisetarife ist auch von Technologie, Größe und Alter der jeweiligen Anlage abhängig und unterscheidet sich kaum von den in Österreich vergüteten Einspeisetarifen. Die Dauer der Vergütung beträgt in Deutschland 20 Jahre und ist damit länger als in Österreich.

In Deutschland wurde 2006 ein Anteil von 8,18 % geförderten Ökostrom exklusive Wasserkraft erreicht (Tabelle 8). In Österreich lag dieser Wert im Jahr 2006 bei 6,09 % und im ersten Halbjahr 2007 bei 7,61 %. EU-25-weit lag der geförderte Ökostrom exklusive

Wasserkraft im Jahr 2005 (letzte verfügbare Daten) bei 4,95 % und damit weit unterhalb der in Deutschland und Österreich zuletzt erreichten Werte.

Während der Anteil der geförderten Windkraft in Österreich unter jenem von Deutschland liegt (3,68 % in Österreich versus 4,64 % in Deutschland), wird in Österreich anteilmäßig mehr Biomasse als in Deutschland produziert (3,80 % in Österreich versus 2,80 % in Deutschland).

Anteil des geförderten sonstigen Ökostrom (ohne Wasserkraft) am Gesamtverbrauch				
	Deutschland EEG 2006	Österreich 2006	Österreich 1.HJ 2007	EU 25* 2005
Wind	4,64%	3,21%	3,68%	2,60%
Biomasse**	2,80%	2,76%	3,80%	2,00%
gesamt ohne KWKW	8,18%	6,09%	7,61%	4,95%
* Die Energiemengen innerhalb der EU beinhalten geförderten und nicht geförderten Ökostrom				
** feste, flüssige und gasförmige Biomasse				
[September 2007 Quellen: Energie-Control GmbH, Umweltministerium Deutschland, Europäische Kommission]				

Tabelle 8: Anteil des geförderten sonstigen Ökostroms in Deutschland (2006), Österreich (2006 bzw. 1.HJ 2007) und in der EU-25 (2005)

5 Ressourcen sowie Energie- und Fördereffizienz Ministerratsbeschluss, Punkt 1

Zitat Ministerratsbeschluss vom 11. Juli 2007, Pkt 1:

„In einer Evaluierung bis September 2007 sollen die entsprechenden Ökostrompotentiale unter Einbeziehung der jeweiligen Kosten und deren Entwicklung, des effizienten Energieeinsatzes, des CO₂-Beitrages zum Klimaschutz, der Rohstoffverfügbarkeiten, von Fragen der technischen Perspektiven und der regionalen Wertschöpfung erhoben werden.“

5.1 Österreichische Ressourcen für erneuerbare Energie und für einen weiteren Ökostrom-Ausbau

Die folgende Tabelle gibt einen Überblick über Richtwerte, in welchem Ausmaß (zusätzlich zur bereits bestehenden Nutzung) erneuerbare Energieträger aus heimischen Quellen langfristig zur Energieversorgung beitragen können.

	<i>Annahmen</i>	<i>PJ</i> <i>1 TWh = 3,6 PJ</i>	<i>Hemmnisse</i>
Wasserkraft	maximal 700 MW / 3,5 TWh (trotz EU-Wasserrahmenrichtlinie möglich)	13	Bevölkerungsakzeptanz, EU-WasserrahmenRL (Frage der nationalen Umsetzung mit Gewichtung Energieerzeugung)
Biomasse fest, zusätzliche Gesamtaufbringung	3 Mio Festmeter	22	Konkurrenz zu stofflicher Nutzung, Wärmenutzung effizienter als Stromerzeugung, Niedrigpreiskonkurrenz aus Nachbarländern
Energiepflanzen auf Agrarflächen und in Grünland	höchstens 14 % bis 20 % der Agrarflächen (1,4 Mio ha) und Wirtschaftsgrünland (0,9 Mio ha)	14 - 36	Konkurrenz zu Nahrungsmittel- und Futtermittelnutzung, großräumige Umstrukturierungen erforderlich, Niedrigpreiskonkurrenz aus Nachbarländern
Windkraft	700 MW etwa 300 bis 350 zusätzliche Windräder	5 bis 7	Subventionsbedarf 1,5 Mrd Euro, Landschaftsschutz (derzeit sind österreichweit 640 Windräder in Betrieb, für neue zusätzliche ist praktisch nur das Weinviertel aufgrund seiner (auch schlechteren) Windqualität geeignet, akzeptable Turmhöhe
Solar thermisch (Warmwasser, Heizung)	500.000 Haushalte * 5.000 kWh	9	Nutzung in urbanen, dicht verbauten Gebieten
Photovoltaik	10.000 Häuser mit je 3 kW (etwa 30 m ²) ergäbe 30 MW, 1.000 Volllaststunden ergäbe 30 GWh	0,1	trotz minimalem Beitrag zur Stromversorgung sehr hohe Kosten (Subventionsbedarf für 30 MW etwa 180 Mio. Euro)
Geothermie	nicht bewertet, Forschungs- und Technologieentwicklungspotenzial		
Wärmepumpen	nicht bewertet		
Sonstige	nicht bewertet		

Gesamt zusätzliche Erneuerbare langfristig

80 - 90 PJ

Zum Vergleich: Gesamt-Bruttoenergieverbrauch/Gesamtstromverbrauch 2005

1440 PJ

Tabelle 9: Richtwerte für zusätzliche Nutzung erneuerbarer Energieträger aus heimischen Ressourcen

Mit den angeführten Annahmen sind langfristig etwa 80 – 90 PJ (im Vergleich zum Bruttoenergieverbrauch 2005 von 1.440 PJ) zusätzlich aus heimischen erneuerbaren Energieträgern darstellbar.

In der folgenden Tabelle sind Richtwerte für ein Ökostromausbauprogramm bis 2015 angeführt.

	<i>Annahmen</i>	<i>TWh Strom- erzeugung</i>
Wasserkraft	700 MW	3,5
Windkraft	700 MW (etwa 300 - 350 Windräder)	1,3 - 1,6
Biomasse fest	1 Mio Festmeter nur für Stromerzeugung von etwa 3 Mio. Festmeter Zusatzaufbringung insgesamt	0,5
Energiepflanzen auf Agrarflächen und Wirtschaftsgrünland	0,1 - 0,5 Mio ha Flächen für Energiepflanzen	0,4 - 1,8 aber in Konkurrenz zu anderen Nutzungsmöglichkeiten

zum Vergleich: Bruttoinlandsstromverbrauch
2006

70,2 TWh

Tabelle 10: Richtwerte für zusätzliche Stromerzeugung aus erneuerbaren Energieträger bis 2015

Die größten Ökostrom-Ausbaupotenziale sind in der Wasserkraft (weiterer Ausbau von bis zu 700 MW inklusive Optimierungen bestehender Anlagen, zusätzliche Stromerzeugung von etwa 3,5 TWh) und in der Windkraft (ebenfalls etwa 700 MW, 1,3 bis 1,6 TWh) darstellbar.

Weitaus geringer wird die zusätzliche Stromerzeugung aus weiteren, neuen Biomasseanlagen bewertet. Unter der Annahme, dass noch 1 Million Festmeter Holz energetisch für Stromerzeugung genutzt werden, würden 0,5 TWh Strom zusätzlich aus Biomasse erzeugt werden (bei durchschnittlich 2 MWh pro Festmeter Energieinhalt und Stromerzeugungswirkungsgrad von 25 %). Die Holznutzung für Stromerzeugung steht in Konkurrenz mit der stofflichen Holznutzung z.B.: der Platten- und Papierindustrie, die ebenfalls jährlich zunimmt. Die energetischen Nutzung von Biomasse für Wärmeenerzeugung im Vergleich zur energetisch ineffizienteren Stromerzeugung aus Biomasse der Vorzug zu

geben. Durch Wärmeerzeugung aus Biomasse wird etwa doppelt so viel fossiler Energieträger ersetzt, wie durch Stromerzeugung aus Biomasse, daher werden durch Wärmeerzeugung aus Biomasse doppelt so viele CO₂ Emissionen aus fossilen Energieträgern vermieden wie durch Stromerzeugung aus Biomasse.

Durch einen Anbau von Energiepflanzen auf bis zu 20 % der Agrarflächen und Wirtschaftsgrünland könnte bei alleiniger Nutzung für Stromerzeugung theoretisch noch über eine TWh Strom erzeugt werden, allerdings ist der Bedarf an Agrarprodukten und Energiepflanzen zuletzt massiv gestiegen. Der dadurch ausgelöste Preisschub beeinträchtigt die Wirtschaftlichkeit so stark, dass selbst mit Subventionsquoten von 60 % die Stromerzeugung aus Agrarprodukten nicht rentabel ist. Beim derzeitigen Preisniveau sind alleine die Rohstoffkosten der auch als Futtermittel einsetzbaren Rohstoffe doppelt so hoch, wie der Verkaufserlös des erzeugten Stroms zu nicht geförderten Marktpreisen.

Das Bundesforschungszentrum Wald hat gemeinsam mit Experten der Universität für Bodenkultur eine Expertise zur Ermittlung der Potenziale aus fester Biomasse mit folgenden Kenndaten erstellt: Die durchschnittliche jährliche Holznutzung österreichischer Wälder lag in den Jahren 2000 bis 2005 bei 16,7 Millionen Erntefestmetern (Efm). Da der Holzvorrat aber jährlich steigt, wird für 2020 von einer Holznutzung von 19,3 Mio Efm ausgegangen. Zusätzlich können noch ca. 1,6 Mio Efm Äste, Kappholz und Wipfeln genutzt werden. Im Jahr 2006 wurden bereits 19,1 Mio Efm genutzt.

Das ergibt eine bezogen auf das Jahr 2006 zusätzlich nutzbare Biomassemenge in Höhe von 1,8 Mio Efm ($19,3 - 19,1 + 1,6 = 1,8$). Das entspricht einem Energieinhalt von etwa 3,6 TWh Brennstoffwärmeleistung.

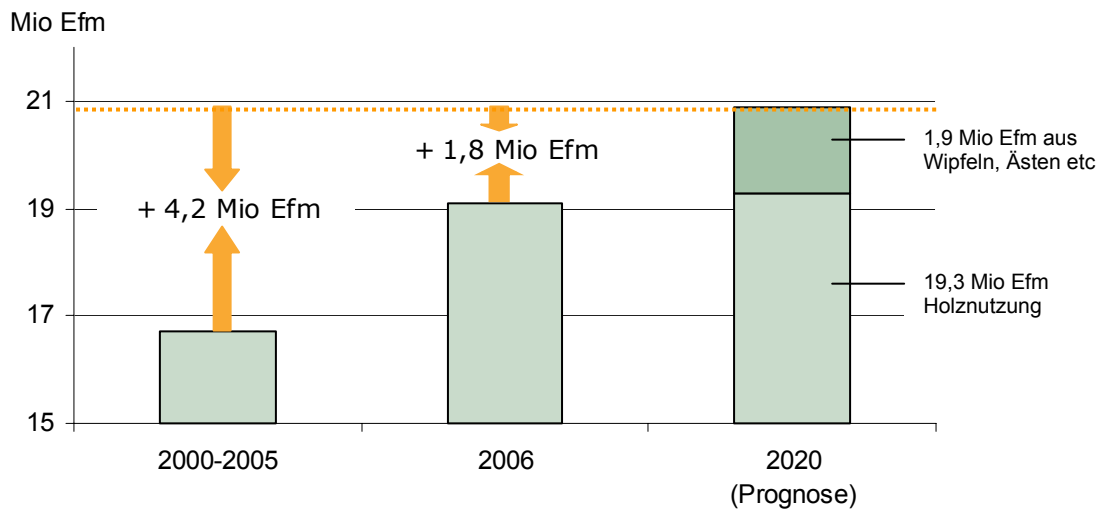


Abbildung 16: Holznutzung der Jahre 2000-2005, 2006 und prognostizierte mögliche Holznutzung 2020

Eine weitere Studie, nämlich von Brainbows in Zusammenarbeit mit Raiffeisen, sieht in der Forstwirtschaft je nach Szenario bis 2010 ein zusätzliches Potenzial von 0,5 bis 1,7 Mio Efm Energieholz (entsprechen bei 2 MWh pro fm Holz 1 bis 3,4 TWh Brennstoffwärmeleistung).

Für die Stromerzeugung aus fester Biomasse sind für die bis Jahresende 2004 genehmigten Anlagen etwa 3 Millionen Festmeter pro Jahr erforderlich. Dies selbst dann, wenn man von - für Biomasse - relativ hohen durchschnittlichen Netto-Wirkungsgraden ausgeht (25 %) und annimmt, dass bei einigen Ökostromanlagen der Holzmehrbedarf für die Stromerzeugung wegen gleichzeitiger Wärmenutzung geringer ist.

$$1.680.000 \text{ MWh}_{\text{el}} / 2 \text{ MWh}_{\text{th}}/\text{fm} / 0,25 \text{ MWh}_{\text{el}}/\text{MWh}_{\text{th}} \text{ (durchschn. elektr. Wirkungsgrad)} = 3,36 \text{ Mio Festmeter}^{10}$$

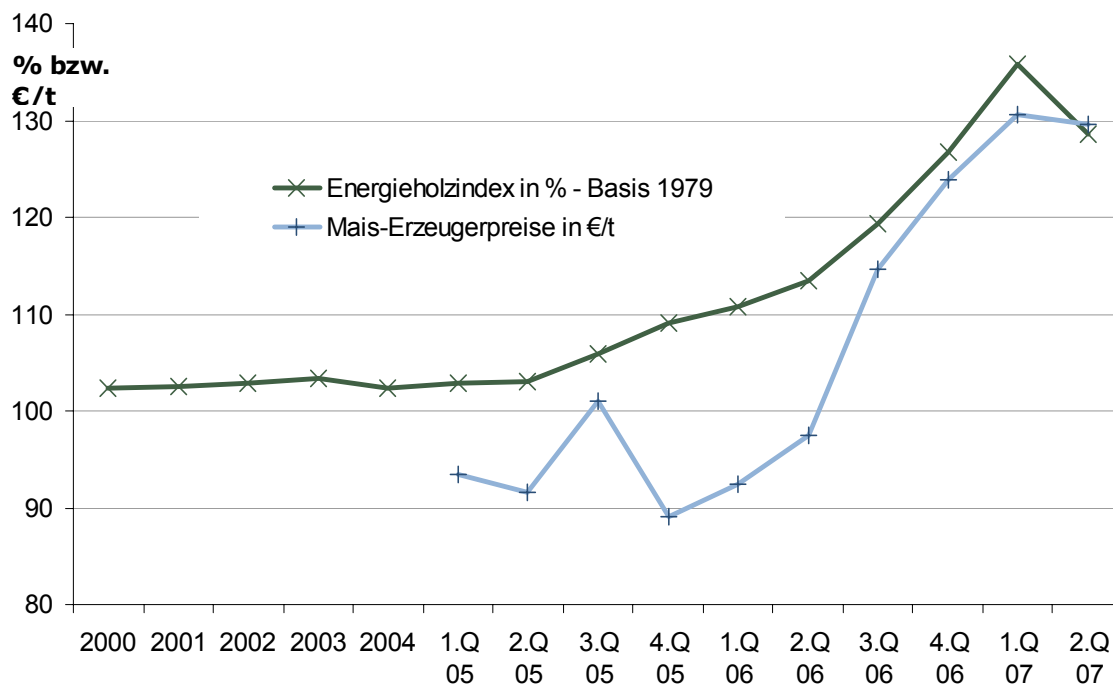
Die Aufbringung dieser hohen Biomasse-mengen für die Stromerzeugung ist gegenwärtig noch nicht vollständig geklärt. Es ist zu erwarten, dass für weitere Stromerzeugungsanlagen aus Biomasse nur mehr sehr begrenzt weitere Biomasserohstoffe aufbringbar sind.

¹⁰ Prognostizierte Biomasse-Stromerzeugung 1.680.000 MWh_{el}, durchschnittlicher Heizwert 2 MWh_{th} pro Festmeter (fm), durchschnittlicher Stromerzeugungs-Wirkungsgrad 0,25 MWh_{el} pro MWh_{th}

5.2 Entwicklung der Rohstoffpreise

Laut Angaben der Landwirtschaftskammer Österreich und Statistik Austria sind die Preise für Energieholz und Mais, den bedeutendsten Rohstoffen der Stromerzeugung aus fester Biomasse und Biogas, in den letzten zwei Jahren deutlich gestiegen (Abbildung 17): Der Holzindex liegt allein durch diese Steigerung etwa 30 % über dem Durchschnitt seit 1979. (Bis Mitte 2005 lag der Index bei 102,8. Das entspricht einem um fast 3 % höheren Preisniveau als 1979.)

Die Maispreise (Erzeugerpreise) sind seit 2005 um fast 50 % gestiegen. Interessenvertretungen der Landwirtschaft berichten von Preissteigerungen bei Ökostromanlagenbetreibern von bis zu 100 %.



[23.08.2007 | Quellen: Landwirtschaftskammer Österreich, Statistik Austria]

Abbildung 17: Entwicklung der Preise von Energieholz und Mais von 2000 (2005) bis 2007

Der Preis von Weizen hat sich in diesem Zeitraum mehr als verdoppelt.

Die konkreten Auswirkungen der Preisentwicklungen auf einzelne Erzeugungsanlagen hängt von den Versorgungsstrukturen ab. Fast alle Betreiber von Biogasanlagen setzen zumindest zu einem guten Teil eigene Rohstoffe ein. Für Rohstoffe, die zugekauft werden, sollte

zumindest für einen gewissen Zeitraum ein Preisvereinbarung bestehen, sodass Preissteigerungseffekte gemindert werden.

Die Preisentwicklungen bei Energieholz und bei Pellets waren nicht so stark steigend wie bei den Nahrungs- und Futtermittelrohstoffen. Der Pelletspreisindex ist seit Juni 2007 wieder etwa auf das Niveau von Jänner 2006 zurück gegangen.

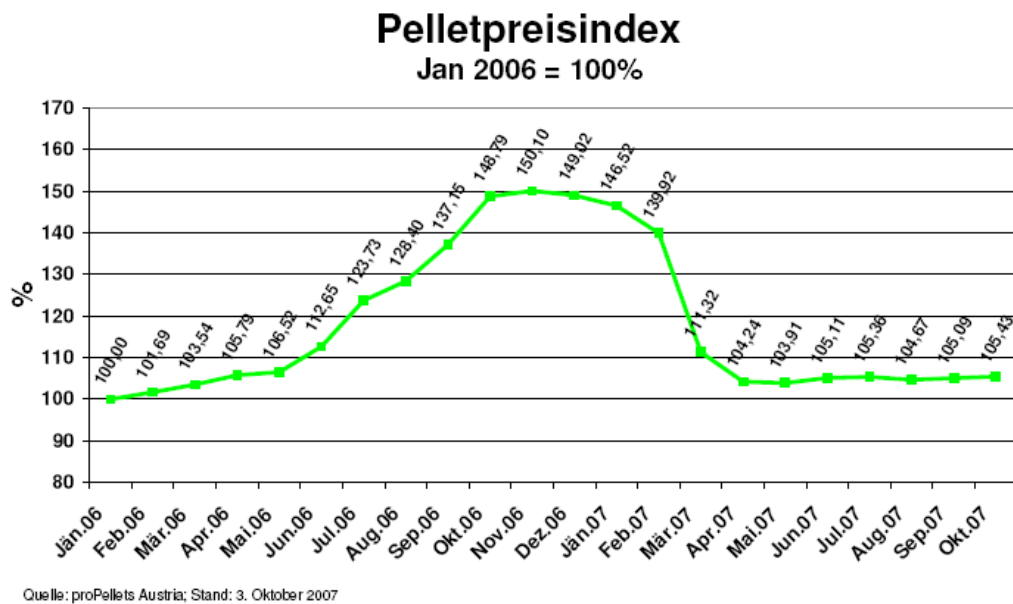


Abbildung 18: Pelletspreisindex Jänner 2006 bis Oktober 2007

5.3 CO₂-Vermeidungskosten und CO₂-Preisentwicklung

Eines der Ziele der Unterstützung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern ist es, einen Beitrag zur CO₂-Reduktion im Rahmen der Klimaschutzprogramme zu leisten. Die Erzeugung elektrischer Energie in neuen Gas-GuD-Anlagen¹¹ verursacht pro erzeugter MWh Emissionen in Höhe von etwa 0,44 Tonnen CO₂. Bei der Erzeugung von elektrischer Energie aus erneuerbaren Energieträgern wird dagegen kein CO₂ emittiert (Wasserkraft, Windkraft) oder bei einer nachhaltigen Forstbewirtschaftung bzw. Agrarbewirtschaftung nur in dem Ausmaß, in dem es auch wieder während des Forstwachstums bzw. Energiepflanzenwachstums der Atmosphäre entzogen und gebunden wird.

Die nachfolgend dargestellten CO₂-Reduktionskosten für unterstützten Ökostrom wurden ermittelt, indem das Unterstützungsausmaß pro kWh (vereinfacht Einspeisetarif minus durchschnittlicher Marktpreis plus Ausgleichsenergieaufwendungen) durch die vermiedenen durchschnittlichen Emissionen (0,44 t CO₂/MWh äquivalent 0,44 kg CO₂/kWh) bei einer modernen Gas-GuD-Anlage dividiert wurde.

Auf Basis der durchschnittlichen Einspeisetarife im Jahr 2006 ergeben sich unter Verwendung der angeführten Werte die in Abbildung 19 dargestellten CO₂-Vermeidungskosten im Rahmen des Ökostromgesetzes.

¹¹ Referenzszenario zur Bewertung neuer Ökostromanlagen.

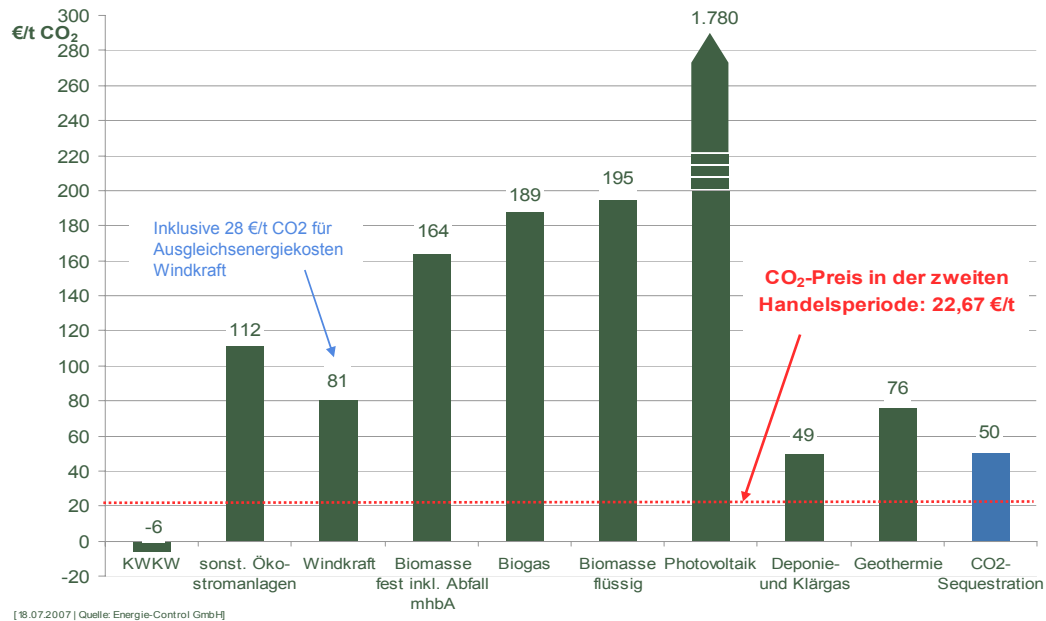


Abbildung 19: CO₂-Reduktionskosten von erneuerbaren Technologien und CO₂-Sequestration

Im Vergleich zu Energieeinsparungsmaßnahmen und zu Kyoto-Mechanismen (Emission Trading, Joint Implementation und Clean Development Mechanism) mit Reduktionskosten von 5 – 7 €/t CO₂ für JI/CDM bzw 15 – 20 €/t CO₂ für den Emissionshandel sind die CO₂-Reduktionskosten durch Ökostromförderungen, mit Ausnahme der Kleinwasserkraft, sehr hoch.

Eine Studie von McKinsey zeigt CO₂-Reduktionskosten (internationale Werte, daher sind die Ökostromwerte abweichend von den Werten für Österreich) auch für Maßnahmen abseits der Ökostromerzeugung: Vor allem im Bereich der Energie-Effizienz gibt es einige Möglichkeiten, kosteneffiziente Maßnahmen zur CO₂-Einsparung zu treffen, wie z.B. durch verstärkte Wärme-Isolierungen, effizientere Fahrzeuge oder eine Reduktion des Stand-by Verbrauchs (Abbildung 20).

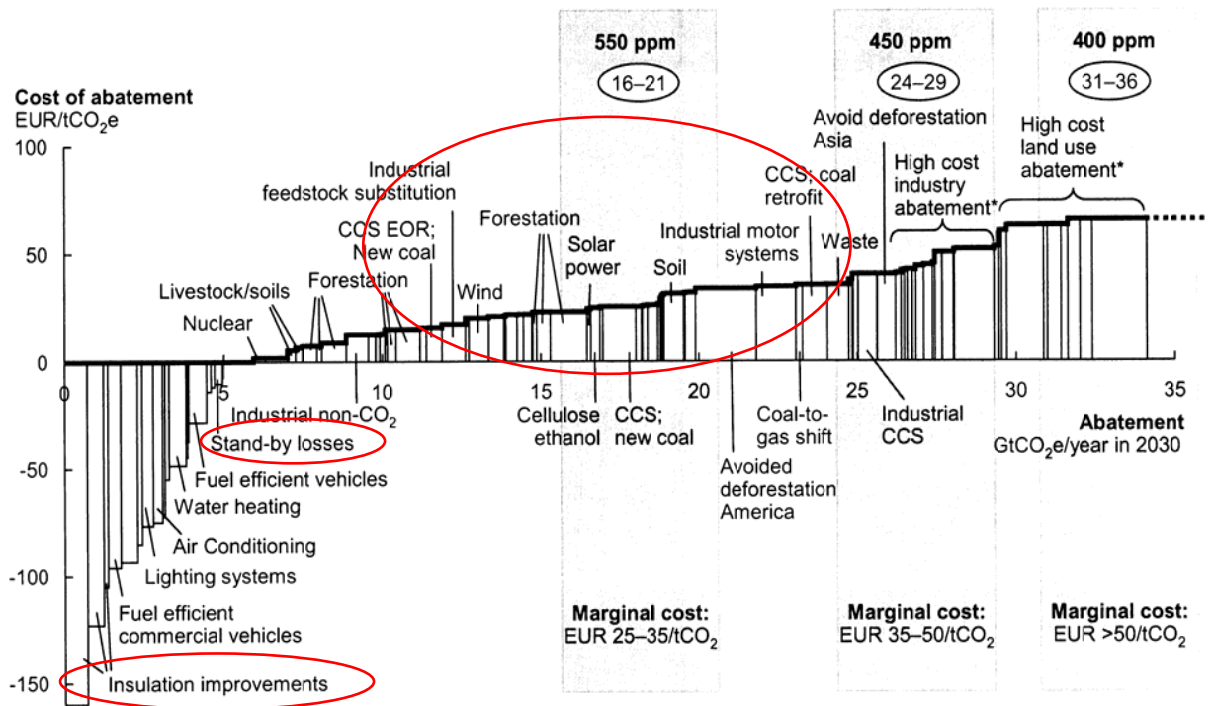


Abbildung 20: CO₂-Vermeidungskosten verschiedener Maßnahmen (Quelle: McKinsey)

Die im Vergleich zu Österreich wesentlich geringeren CO₂-Vermeidungskosten (hauptsächlich von Windkraft und Solarenergie) basieren auf wesentlich niedrigeren Förderungen und günstigeren Standorten in anderen Ländern.

Die folgenden zwei Abbildungen zeigen die Preisentwicklung für CO₂-Emissionsrechte gemäß dem EU-CO₂-Handelssystem (Emission Trading Scheme ETS) von Anfang November 2003 bis Ende September 2007.

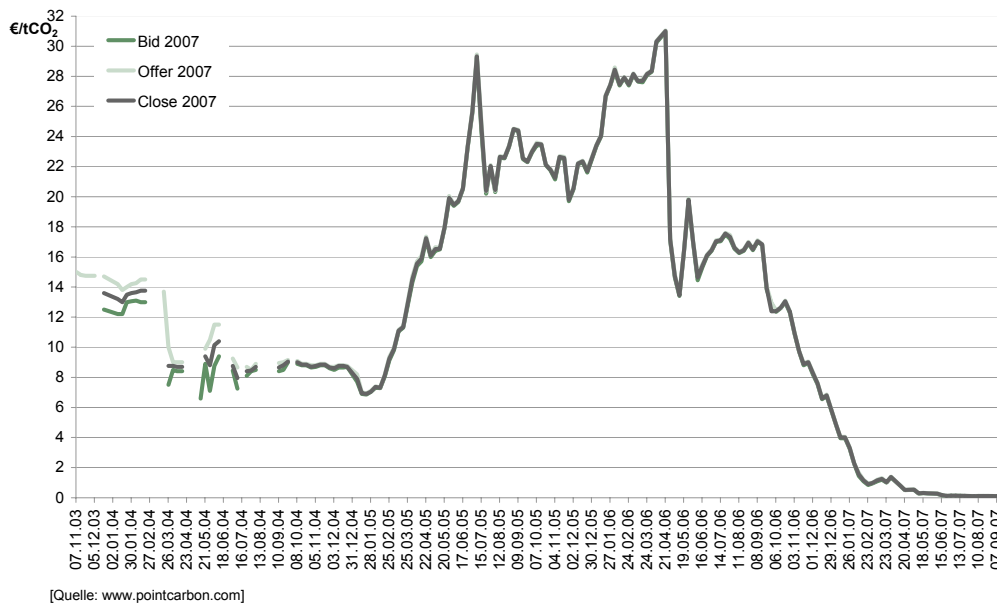


Abbildung 21: CO₂ (EU-ETS 2007) - Preisentwicklung 07.11.2003 - 21.09.2007

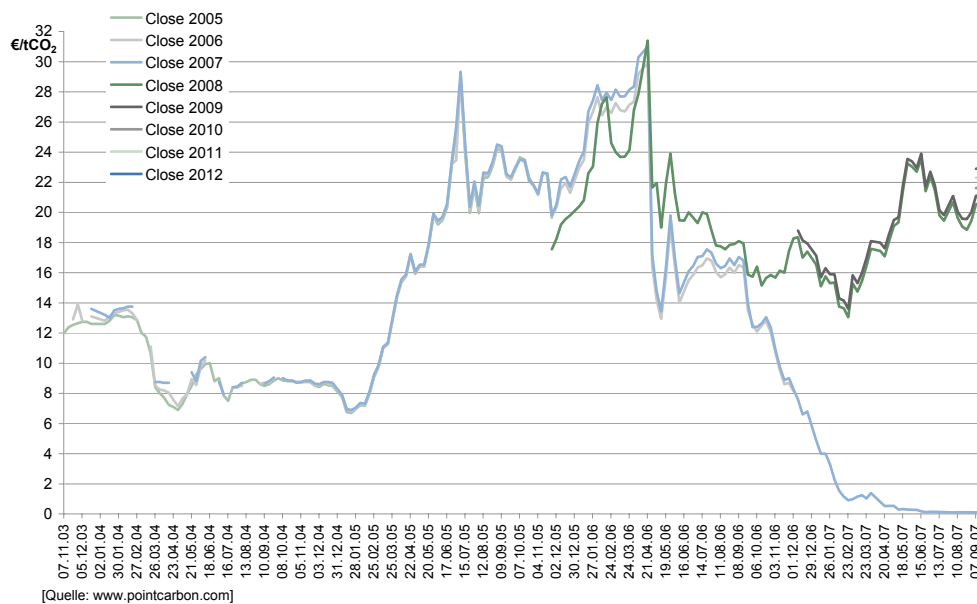


Abbildung 22: CO₂ (EU-ETS 2005 bis 2012) - Preisentwicklung 07.03.2003 - 21.09.2007

5.4 Volkswirtschaftliche Auswirkung einer Ökostrom-Förderung

Eine von der Energie-Control GmbH beim Institut für höhere Studien in Kärnten in Auftrag gegebene Studie bewertet, welchen volkswirtschaftlichen Auswirkungen die Unterstützung von Ökostrom in Österreich hat. Im Unterschied zu anderen Quellen wurden in dieser IHS-Studie nicht nur die in der Ökostromtechnologie geschaffenen Arbeitsplätze bewertet, sondern es wurde der Einkommensentzugseffekt durch die Aufbringung der Fördermittel ebenfalls bewertet. Der Gesamteffekt ergibt sich durch Subtraktion des Einkommensentzugseffektes von den bei Investition und Betrieb geschaffenen Arbeitsplatzeffekten.

Für die Ermittlung der Auswirkungen von Biomasse- und Biogas-Stromerzeugungsanlagen wurden zwei verschiedene Szenarien bewertet, nämlich eines mit einem 0 %-igen Importanteil dieser Rohstoffe und eines mit einem 100 %-igen Importanteil.

In den folgenden Abbildungen sind diese Beschäftigungseffekte in Form von Vollzeitarbeitsplatzjahren dargestellt, kumuliert über die ersten 12 Betriebsjahre inklusive den bei Planung und Investition geschaffenen Arbeitsplatz-Vollzeitäquivalenten, unter den Annahmen eines Strom-Marktpreis von 6,5 Cent/kWh, normiert auf eine jährliche Stromerzeugung von 2 GWh.

Die Gesamteffekte (rot) setzen sich jeweils aus den Investitions- (blau) und Betriebseffekten (grün) abzüglich der Einkommensentzugseffekte (gelb) zusammen.

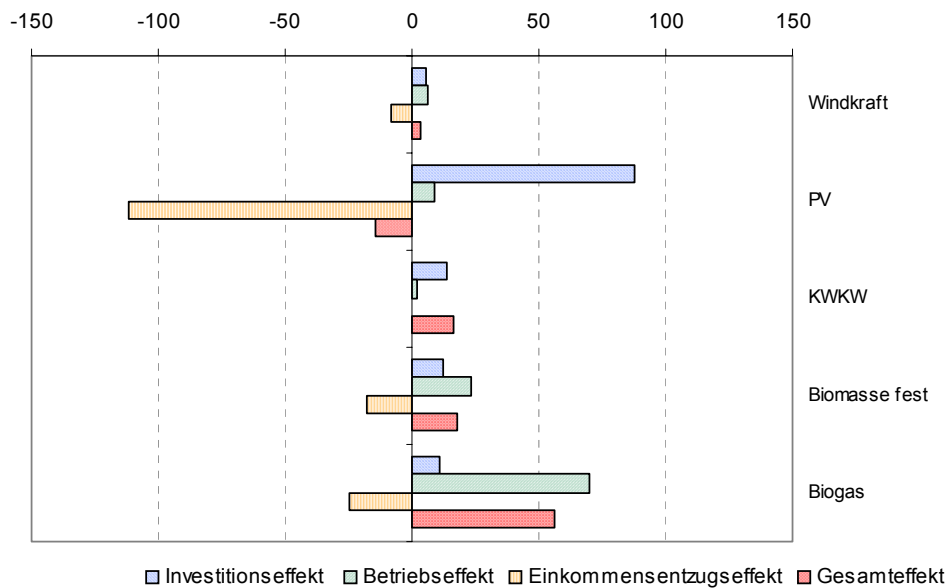


Abbildung 23: Arbeitsplatzeffekte der Ökostromförderung bei 0 % Import von Biomasse und Biogas in geschaffenen Arbeitsplatzjahren bei 2 GWh jährlicher Ökostromerzeugung
(Quelle: IHS Kärnten, September 2007)

Unter der Annahme, dass alle Rohstoffe aus dem Inland bezogen werden, hat die Stromerzeugung aus Biogas mit über 56 Personenjahren den größten positiven Beschäftigungseffekt (Abbildung 23). Kleinwasserkraft und Biomasse weisen mit über 16 und 18 Personenjahren auch einen eindeutig positiven Effekt auf. Die Förderung von 2 GWh Windkraft würde zu zusätzlichen 3,5 Personenjahren führen. Die Förderung von Photovoltaik führt jedoch wegen des hohen Einkommensentzugseffektes zu einem negativen Beschäftigungseffekt von fast bis zu 15 Personenjahren.

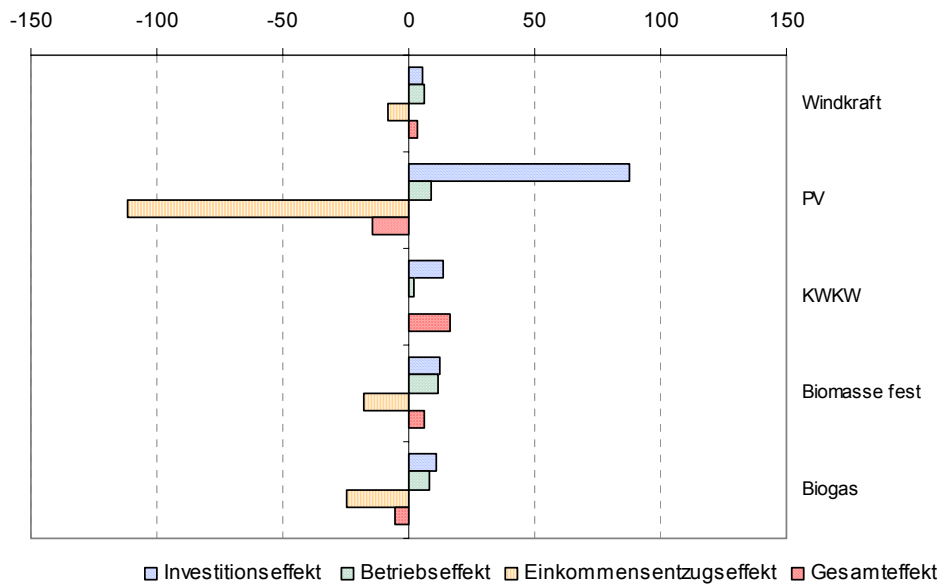


Abbildung 24: Arbeitsplatzeffekte der Ökostromförderung bei 100 % Import von Biomasse und Biogas in geschaffenen Arbeitsplatzjahren bei 2 GWh jährlicher Ökostromerzeugung
(Quelle: IHS Kärnten, September 2007)

Bei einem gänzlichen Rohstoff-Import sinken die Gesamteffekte jedoch von 18 auf 6,4 Personenjahre bei der Biomasse fest und beim Biogas von über 56 auf einen negativen Effekt von 5,4 Jahren. Ein negativer Effekt bedeutet, dass durch den Einsatz der Fördermittel insgesamt Arbeitsplätze verloren gehen.

Der folgenden Tabelle kann der Subventionsaufwand je Vollzeitäquivalent pro Jahr bei einem Strom-Marktpreis von 6,5 Cent/kWh entnommen werden. Dabei sind die Photovoltaik und die Kleinwasserkraft nicht angegeben. Im Fall der Photovoltaik sind die Beschäftigungseffekte negativ, sodass die Berechnung nicht sinnvoll ist; für die Kleinwasserkraft fällt unter den hier getroffenen Annahmen keine Subvention an.

Technologie	Wind	Biomasse			Biogas		
		Import 0 %	Import 50 %	Import 100 %	Import 0 %	Import 50 %	Import 100 %
Subvention [€] je VZÄ	182.399	70.007	103.105	195.565	31.947	70.663	--- ¹⁾

¹⁾ negativer Beschäftigungseffekt

Quelle: IHS Kärnten.

Tabelle 11: Subvention je Vollzeitäquivalent bei einem Strommarktpreis von 6,5 Cent/kWh

Der Subventionsaufwand liegt – abhängig von der Technologie und dem Importanteil zwischen über 30.000 € und fast 200.000 € pro geschaffenem Personenjahr.

Verglichen mit anderen Beschäftigungseffekten sind diese Kosten überdurchschnittlich hoch: Gemäß Evaluierung der Umweltförderung des Bundes für die Jahre 2002 bis 2004 durch das BMLFUW (www.publicconsulting.at) sind die Subventionsaufwendungen in der Umweltförderung und Siedlungswasserwirtschaft mit 17.000 € bis 22.000 € je geschaffenem Arbeitsplatz-Vollzeitäquivalent pro Jahr deutlich geringer als die in Tabelle 11 ausgewiesenen Aufwendungen für Ökostrom. Gemäß Angabe des AWSG (www.awsg.at) sind die Förderungsaufwendungen im Jahr 2006 durch Programme des ERP-Fonds mit 9.400 € je geschaffenem Arbeitsplatz-Vollzeitäquivalent pro Jahr noch geringer. Arbeitsplatzvermittlungen über das AMS werden mit 8.600 € pro vermitteltem Arbeitsplatz ausgewiesen (www.ams.or.at).

In manchen veröffentlichten Meinungen werden, insbesondere als Rechtfertigung für die Förderungshöhen nach dem Erneuerbaren Energien Einspeisegesetz in Deutschland, den Subventionen für Ökostrom Strompreisdämpfungseffekte gegenüber gestellt („Merit Order-Effekt“). Dabei wird argumentiert, dass bei Fehlen der Windkrafterzeugung andere Kraftwerke mit höheren Erzeugungskosten in Betrieb genommen werden müssten und dadurch der Strompreis, der sich an den Erzeugungskosten des teuersten Kraftwerks orientiert, steigen würde. Diese Kostensteigerung umgelegt auf die gesamte Stromversorgungsmenge ergäbe diesen Kostendämpfungseffekt in erheblicher Höhe.

Diese Argumentation wurde von Interessensvertretungen österreichischer Ökostromanlagenbetreiber ebenfalls übernommen.

Diese Merit-Order-Effekt Argumentation ist bei näherer Betrachtung aus mehreren Gründen sachlich nicht haltbar: Hätte in den letzten Jahren nicht der Ausbau von Ökostromanlagen in diesem Ausmaß stattgefunden, dann wären andere moderne Stromerzeugungsanlagen zu errichten gewesen, die günstigere Kostenstrukturen aufweisen, als die gegenwärtig nur notfalls bei Anlagenausfall eingesetzten Kraftwerksreserven. Diese modernen konventionellen Kraftwerke haben auch günstigere Kostenstrukturen als die errichteten Ökostromanlagen – im Gegensatz zu den Ökostromanlagen haben sie auch keinen Förderbedarf.

Außerdem könnte ein Merit Order Effekt bei jedem Kraftwerk argumentiert werden, nicht nur bei Ökostromanlagen. Letztlich führt eine solche Argumentation ins Leere, da sie zur Schlussfolgerung käme, dass alle Stromerzeugungsanlagen nur zu Kostenminderungen beitragen und den Stromkonsumenten eigentlich die Summe all dieser Einsparungen für ihren Strombezug abzugelten wäre.

Abgesehen von diesen grundsätzlichen Argumentationsschwächen ist ein etwaiger Preisminderungseffekt durch österreichische Ökostromanlagen nicht darstellbar, da sich die Strompreise in Österreich mit sehr hoher Korrelation an den Strompreisen der Leipziger Börse orientieren und deren Preisbildung von Windkrafterzeugungen in Österreich völlig unbeeinflusst ist.

6 Ökostromausbau

Ministerratsbeschluss Punkt 2

Zitat Ministerratsbeschluss:

„Es soll der weitere, kontinuierliche Ausbau von Ökostrom unter Berücksichtigung der Aufbringungsverteilung (Konsumenten, Gewerbe, Industrie) gewährleistet werden.“

Ein den heimischen Potenzialen entsprechender weiterer Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern ist vor allem durch Wasserkraft und durch Windkraft darstellbar. Ein weiterer Einsatz von fester Biomasse sowie von Futtermitteln für die Stromerzeugung über das bereits bestehende Ausmaß hinaus wird dagegen bei der gegenwärtigen Versorgungssituation mit diesen Rohstoffen nicht in größerem Umfang empfohlen.

6.1 Ökostrom-Ausbauziele

Über die bereits genehmigten Ökostromanlagen hinausgehende Ökostrom-Ausbauprogramme haben mehrjährige Vorlaufzeiten weil einerseits die Genehmigungsverfahren für Wasserkraft und vermehrt auch für Windkraftanlagen langwieriger werden und auch wegen der zum Teil mehrjährigen Lieferfristen für die Anlagentechnologie. Alle Regelungen, die im Rahmen einer Ökostromgesetzesnovelle 2008 eingeführt werden, beeinflussen den Ökostromausbau erst ab 2010. Es wird daher empfohlen, in eine Ökostromgesetzesnovelle 2008 anstelle der bisherigen Ziele für 2010 Ziele für das Jahr 2015 aufzunehmen. Die bis 2015 zusätzlich realisierbaren Erzeugungsmengen von Ökostrom sind maßgeblich von der erfolgreichen Nutzung der Potentiale im Bereich Wasserkraft und Windkraft abhängig. Als (realistische aber durchaus ehrgeizige) Zielsetzung wird der mengenmäßig stromerzeugungswirksame Wasserkraftausbau (Neuerrichtung und Anlagenerweiterungen von Laufkraftwerken) in Höhe von 700 MW (entspricht 3,5 TWh) sowie der Windkraftausbau in Höhe von ebenfalls 700 MW (entspricht 1,5 TWh) bis zum Jahr 2015 empfohlen.

Für brennstoffabhängige Ökostromtechnologien (Biomasse, Biogas) wird über die derzeit bereits genehmigten (und zu rund einem Drittel noch nicht errichteten) Ökostromanlagen hinaus keine weitere quantitative Ausbauzielsetzung bis 2015 empfohlen. Deren Entwicklung ist dagegen sorgfältig auf die Rohstoffverfügbarkeit und deren insgesamt optimalen Einsatz

abzustimmen. Die insgesamt optimale Rohstoffnutzung ist in den Bereichen Biomasse und landwirtschaftliche Produkte wichtiger als ihre einseitige Nutzung zur Stromerzeugung mit geringeren Gesamtwirkungsgraden.

Für neue Ökostromtechnologien (Photovoltaik, Geothermie) sollten primär Forschungs- und Technologieentwicklungsschwerpunkte gesetzt werden. Ihr Beitrag zur Stromversorgung auf Basis der derzeit verfügbaren Technologie wird bis 2015 noch nicht signifikant sein können.

Da die für Forschung und Entwicklung in Österreich verfügbaren Mittel und Ressourcen naturgemäß begrenzt sind, ist hier eine enge Abstimmung mit EU-Forschungsanstrengungen zu empfehlen.

In beiden Bereichen wäre es aber sinnvoll eine kleinere Anzahl von Pilotanlagen mit begleitender Analyse zu errichten, die Erkenntnisse für die allfällige Förderung der nächsten Generation von Anlagen liefern können.

6.2 Wasserkraftausbau – plus 700 MW bis 2015

Für einen forcierten Wasserkraftausbau im genannten Umfang sowie die Erweiterungen bestehender Wasserkraftanlagen sind nach den Erfahrungen der letzten Jahre Einzelverfahren der Investoren alleine nicht ausreichend. Vielmehr wird empfohlen, in enger Zusammenarbeit der zuständigen Genehmigungsbehörden und der Netzbetreiber, Masterpläne je Bundesland zu erstellen und periodisch zu aktualisieren. Einzelverfahren können dann von Investoren im Rahmen der Masterpläne rascher realisiert werden. Eine Anpassung bestehender gesetzlicher Regelungen wie dem Umweltverträglichkeitsgesetz könnte darüber hinaus einen zügigeren Genehmigungsprozess ermöglichen und dadurch die energetische Nutzbarkeit - insbesondere bei Optimierungen bestehender Wasserkraftanlagen sowie der energetischen Nutzung bereits regulierter Fließgewässer - erleichtern. Ohne eine solche Initiative auf Länderebene wird ein Wasserkraftausbau im genannten Umfang wahrscheinlich nur schwer realisierbar sein. Im jährlichen Ökostrombericht der Energie-Control GmbH sollten auch die Wasserkraft-Projektentwicklungen sowie etwaige Hemmnisse für eine optimale energetische Nutzung dargestellt werden.

6.3 Windkraftausbau – plus 700 MW bis 2015

Für einen forcierten Windkraftausbau ist die Standortauswahl nach Windqualitäten, Regionalplanungen, Flächenwidmungen und Stromnetzausbauten zu koordinieren. Nachdem der Widerstand der Anrainer bei Projekten der jüngsten Vergangenheit deutlich gestiegen ist, wäre eine aktive Unterstützung von Windkraftprojekten an optimalen Standorten (z.B. Weinviertel) durch die jeweiligen Gebietskörperschaften ein wesentlicher Beitrag zur Erreichung der Ausbauziele. Es wird daher angeregt, dass es auf Landesebene (dies betrifft primär Niederösterreich und das Burgenland) in enger Koordination mit den betroffenen Gemeinden, aber auch der jeweiligen Netzbetreiber zu einer Definition von Windkraft-Ausbauregionen kommt, innerhalb derer die Akzeptanz der Bevölkerung verbessert werden müsste. Innerhalb dieser Windkraft-Ausbauregionen könnten Investoren dann unter einfacheren Bedingungen und mit reduzierten Investitionsrisiken Einzelprojekte realisieren.

Da die Lieferfristen für Windkraftanlagen derzeit etwa zwei Jahre betragen, wird die Umsetzung eines forcierten weiteren Windkraftausbaus nicht vor dem Jahr 2010 beginnen können. Von detaillierten jährlichen quantitativen Zielen wird daher abgeraten.

Im jährlichen Ökostrombericht der Energie-Control GmbH sollten die Windkraft-Projektentwicklungen sowie etwaige Hemmnisse für einen forcierten weiteren Windkraftausbau dargestellt werden. Die verschiedenen Gebietskörperschaften, insbesondere die Bundesländer, haben zu dieser Bewertung beizutragen.

6.4 Neue Technologien

Es wird empfohlen, für die Unterstützung der Technologieentwicklungen im Bereich Stromerzeugung aus Sonnenenergie und Geothermie Forschungszentren zu entwickeln. Diese Technologien haben langfristig (in den nächsten 30 bis 50 Jahren) ein großes Potenzial, zur Stromversorgung beizutragen.

Der gegenwärtige Stand der Technik erlaubt dagegen nur einen Beitrag von wenigen Promille des Stromverbrauchs aus netzgekoppelter Stromversorgung. Der Einsatz von Photovoltaik zur Stromversorgung in Inselanlagen kann dagegen bereits gegenwärtig mit geringeren Unterstützungen wirtschaftlich darstellbar sein, wenn dadurch ein Netzausbau in entlegene Regionen vermieden werden kann.

7 Tarifgestaltung

Ministerratsbeschluss Punkt 3

Zitat Ministerratsbeschluss:

„Es soll bei gleichzeitiger Tarifneugestaltung eine Adaptierung der Tariflaufzeit für Neuanlagen bei Beibehaltung der Tarif-Degression geprüft werden. Dabei ist eine differenzierte Laufzeit je Energieträger zu prüfen. Gleichzeitig soll für Altanlagen bei Erbringung entsprechender Effizienzkriterien (insbesondere Mindestbrennstoff-Wirkungsgrad $\geq 60\%$ und andere Kriterien) die Laufzeitverlängerung vorgesehen werden.“

In den folgenden Kostenberechnungen wird für die Ökostromtechnologien Windkraft, Biomasse und Biogas die Erzeugungskostenstruktur dargelegt, wie sie der Ökostromverordnung 2006 in etwa zugrunde gelegen ist, allerdings berechnet für eine Abschreibedauer von 13 Jahren. Nach 13 Jahren werden Reinvestitionen in Höhe von 10 % der ursprünglichen Investitionskosten angenommen und die Erzeugungskosten für das 14. bis 23. Betriebsjahr berechnet. In den Variantendarstellungen werden modellhaft Auswirkungen von Kostenänderungen der Brennstoffe, der Investitionshöhe, des Zinssatzes, der Tariflaufzeit und des Wirkungsgrades berechnet.

Von einer Förderung von Ökostromtechnologien, deren Brennstoffkosten alleine wesentlich höher sind als Stromerlöse ohne Förderung, wird abgeraten. Es sollte daher nicht jede Ökostromtechnologie Anspruch auf eine kostendeckende Förderung haben.

Ein alternatives Unterstützungssystem zum Einspeisetarifsystem wäre, dass der Ökostromerzeuger keinen Einspeisetarif, sondern einen Unterstützungstarif im Ausmaß Einspeisetarif minus Marktpreis (plus Ausgleichsenergieaufwendungen und Verwaltungsaufwendungen) erhält und den erzeugten Ökostrom selbst verkaufen kann. Eine solche Unterstützung könnte wahlweise angeboten werden. Es wird allerdings nur dann empfohlen, wenn der Unterstützungstarif nicht höher ist als Einspeisetarif minus Marktpreis (plus Ausgleichsenergieaufwendungen und Verwaltungsaufwendungen). Die Finanzierung des Unterstützungstarifs müsste durch die Verrechnungspreise für den im Einspeisetarifsystem verbleibenden Ökostrom (sowie die Zählpunktpauschale) erfolgen.

Die numerische Höhe der Einspeisetarife (und etwaiger Unterstützungstarife) wäre in einer eigenen Verordnung festzulegen, die Details daher bei deren Vorbereitung zu erörtern. Im Interesse einer Planungssicherheit könnte die Einspeisetarifverordnung die Tarife für einen

längeren Zeitraum festlegen (drei bis vier Jahre), um bereits am Beginn der Planungsperiode die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen nach einem realistischen Planungs- und Genehmigungsablauf zu kennen.

Grundsätzlich ist zu berücksichtigen, dass die Einspeisetarife und Laufzeiten der Ökostromverordnung 2002 zu einem Ausbauboom in allen Ökostromtechnologien geführt haben.

Für Investitionen in Kleinwasserkraft wird, ebenso wie bereits derzeit bei mittleren Wasserkraftanlagen, eine Umstellung der Förderung von Einspeisetarifen auf Investitionszuschüsse angeregt.¹²

¹² Entscheidung abhängig von Finanzierungsplan, da kurzfristig ein höherer Mittelbedarf gegeben sein kann

Fallbeispiele BIOMASSE

elektrische Leistung			1 MW	3,75 MW	6,8 MW	14 MW
el Wirkungsgrad	%		13%	15%	17%	20%
Brennstoffnutzungsgrad	%		70%	70%	70%	70%
Volllaststunden	h/a		7.000	7.000	7.000	7.000
spez. Investitionskosten	€/kW		4.000	3.781	3.084	2.560
Reinvestitionskosten*	%		10%	10%	10%	10%
Brennstoffkosten	€/MWh**		16	16	16	16
Wärmeerlöse	€/MWh		23	22	22	22
Verzinsung	% p.a.		6%	6%	6%	6%
Inflation	% p.a.		2%	2%	2%	2%
Kosten***						
Investitionskosten	C/kWh		4,14	3,89	3,47	3,00
Verbrauchsgebundene Kosten	C/kWh		8,21	7,68	6,92	6,14
Brennstoffkosten	C/kWh		7,19	6,65	5,98	5,22
Strombezugskosten	C/kWh		0,47	0,50	0,51	0,53
Entsorgungskosten	C/kWh		0,22	0,20	0,18	0,16
sonstige Betriebsmittel	C/kWh		0,16	0,15	0,14	0,12
Netzkosten	C/kWh		0,16	0,17	0,11	0,11
Betriebsgebundene Kosten	C/kWh		0,86	0,81	0,67	0,57
Personalkosten	C/kWh		0,37	0,35	0,26	0,21
Wartungs/Instandhaltung	C/kWh		0,49	0,46	0,41	0,36
Sonstige Kosten	C/kWh		0,33	0,31	0,27	0,24
Gesamtkosten Jahr 1-13	C/kWh		13,54	12,69	11,33	9,95
Gesamtkosten Jahr 14-23	C/kWh		9,01	8,93	8,12	7,42
Varianten						
Brennstoffkosten +33%	LZ 1	C/kWh	17,85	16,42	14,64	12,70
	LZ 2	C/kWh	14,59	13,76	12,38	10,99
Inv.-zuschuss 30%	LZ 1	C/kWh	10,86	10,32	9,27	8,22
	LZ 2	C/kWh	8,09	8,12	7,41	6,83
Zinsen +1%	LZ 1	C/kWh	13,94	13,04	11,65	10,20
	LZ 2	C/kWh	9,05	8,97	8,15	7,44
Tariflaufzeit 15 Jahre	LZ 1	C/kWh	12,99	12,20	10,91	9,59
	LZ 2	C/kWh	9,34	9,26	8,42	7,70
el. Wirkungsgrad 20%	LZ 1	C/kWh	13,35	12,45	11,22	9,95
	LZ 2	C/kWh	8,77	8,63	7,95	7,42
Inflation 0	LZ 1	C/kWh	12,76	12,00	10,74	9,44
	LZ 2	C/kWh	7,09	7,01	6,36	5,81

* Reinvestition: nach Laufzeit 1 kommt es zu einer Reinvestition in % der Investitionskosten

** €/MWh Brennstoffwärmeleistung

*** Unter Abzug der Wärmeerlöse

[September 2007 | Quelle: Energie-Control GmbH]

Tabelle 12: Kostenrechnungen einiger Fallbeispiele von Biomasse-fest - Anlagen

Fallbeispiele BIOGAS

elektrische Leistung			0,1 MW	0,25 MW	0,5 MW	1 MW	1,5 MW
el Wirkungsgrad	%		34%	38%	39%	39%	40%
Brennstoffnutzungsgrad	%		70%	60%	60%	60%	60%
Volllaststunden	h/a		7.400	7.400	7.400	7.400	7.400
spez. Investitionskosten	€/kW		5.000	3.800	3.200	2.700	2.300
Reinvestitionskosten*	%		10%	10%	10%	10%	10%
Brennstoffkosten	€/MWh**		18	19	20	20	20
Wärmeerlöse	€/MWh		20	20	20	20	20
Verzinsung	%		6%	6%	6%	6%	6%
Inflation	% p.a.		2%	2%	2%	2%	2%
Kosten***							
Investitionskosten	C/kWh		7,56	5,98	5,02	4,21	3,59
Verbrauchsgebundene Kosten	C/kWh		6,22	6,16	6,08	6,00	5,91
Brennstoffkosten	C/kWh		4,67	4,63	4,73	4,68	4,62
Strombezugskosten	C/kWh		0,73	0,76	0,76	0,75	0,75
Entsorgungskosten	C/kWh		0,14	0,14	0,14	0,14	0,14
sonstige Betriebsmittel	C/kWh		0,30	0,24	0,20	0,17	0,14
Netzkosten	C/kWh		0,38	0,39	0,26	0,26	0,26
Betriebsgebundene Kosten	C/kWh		1,86	1,31	0,97	0,71	0,59
Personalkosten	C/kWh		0,96	0,60	0,37	0,21	0,16
Wartungs/Instandhaltung	C/kWh		0,90	0,71	0,60	0,50	0,43
Sonstige Kosten	C/kWh		0,60	0,47	0,40	0,33	0,28
Gesamtkosten Jahr 1-13	C/kWh		16,24	13,92	12,47	11,25	10,37
Gesamtkosten Jahr 14-23	C/kWh		10,95	10,36	9,70	9,13	8,79
Varianten							
Brennstoffkosten +33%	LZ 1	C/kWh	18,05	15,64	14,24	13,02	12,11
	LZ 2	C/kWh	13,29	12,60	11,98	11,41	11,05
Inv.-zuschuss 30%	LZ 1	C/kWh	13,06	11,51	10,44	9,54	8,91
	LZ 2	C/kWh	9,86	9,54	9,00	8,54	8,29
Zinsen +1%	LZ 1	C/kWh	16,71	14,28	12,77	11,51	10,59
	LZ 2	C/kWh	10,99	10,40	9,73	9,16	8,82
Tariflaufzeit 15 Jahre	LZ 1	C/kWh	15,58	13,42	12,05	10,90	10,07
	LZ 2	C/kWh	11,35	10,75	10,06	9,48	9,13
Inflation 0	LZ 1	C/kWh	15,32	13,22	11,88	10,76	9,95
	LZ 2	C/kWh	8,60	8,12	7,58	7,13	6,86

* Reinvestition: nach Laufzeit 1 kommt es zu einer Reinvestition in % der Investitionskosten

** €/MWh Brennstoffwärmeleistung

*** Unter Abzug der Wärmeerlöse

[September 2007 | Quelle: Energie-Control GmbH]

Tabelle 13: Kostenrechnungen einiger Fallbeispiele von Biogas-Anlagen

Kostenanalyse WIND		
Engpassleistung	MW	2
spezifische Investitionskosten	€/kW	1.050
Betriebskosten	C/kWh	1,20
Volllaststunden	h/a	2.200
Investitionskosten	C/kWh	6,04
Betriebsgebundene Kosten	C/kWh	1,20
Gesamtkosten Jahr 1-13	C/kWh	7,24
Varianten		
Investitionskosten + 5%	C/kWh	7,54
Volllaststunden - 5%	C/kWh	7,56
Verzinsung + 1%	C/kWh	7,57
Tariflaufzeit 15 Jahre	C/kWh	6,78

[September 2007 | Quelle: Energie-Control GmbH]

Tabelle 14: Kostenrechnung einer Windkraft - Anlage

8 Eintrittshürden

Ministerratsbeschluss Punkt 4

Zitat Ministerratsbeschluss:

„Da derzeit die verfügbaren Mittel der Ökostromförderung nicht ausgeschöpft werden, müssen die Eintrittshürden auf Basis der Evaluierungsergebnisse abgebaut werden.“

Im September 2007 führte AC Nielsen Ges.m.b.H. im Auftrag der Energie-Control GmbH eine Umfrage unter insgesamt 221 Betreibern von Biogas -, fester Biomasse -, Windkraft- und Kleinwasserkraftanlagen durch, die, wie Tabelle 15 verdeutlicht, abgesehen von dem Anlagentyp in fünf weitere Kategorien, nämlich Leistungsgröße, Bescheidjahr, Förderung durch Ökostromgesetz, Bundesland und Status der Anlage, eingeteilt wurden.

Insgesamt wurden diesen Betreibern bis zu 29 Fragen gestellt, die einerseits je nach Anlagentyp sowie auch nach zuvor gegebenen Antworten variierten.

	Total absolut	Total in Prozent
TOTAL	221	100%
TYP DER ANLAGE		
Biogas	63	29%
Biomasse	49	22%
Windkraft	37	17%
Kleinwasserwerk	72	33%
LEISTUNG		
bis 50 kW	60	27%
bis 100 kW	45	20%
bis 500 kW	52	24%
bis 1000 kW	26	12%
über 1000 kW	38	17%
BESCHEID-JAHR		
bis 2002	45	20%
2003	51	23%
2004	71	32%
2005	38	17%
nach 2005	16	7%
FÖRDERUNG DURCH ÖKOSTROMGESETZ		
Ja	167	76%
Nein	48	22%
BUNDESLAND		
Wien	3	1%
Nö-Bgld	76	34%
Oö	54	24%
Szbg-T-Vlbg	35	16%
Stmk-Ktn	53	24%
STATUS DER ANLAGE		
1. in Betrieb	197	89%
2. in Planung	11	5%
3. nicht in Betrieb, Wiederaufnahme geplant	7	3%
4. vollständig ausser Betrieb	3	1%
5. nie in Betrieb genommen	3	1%

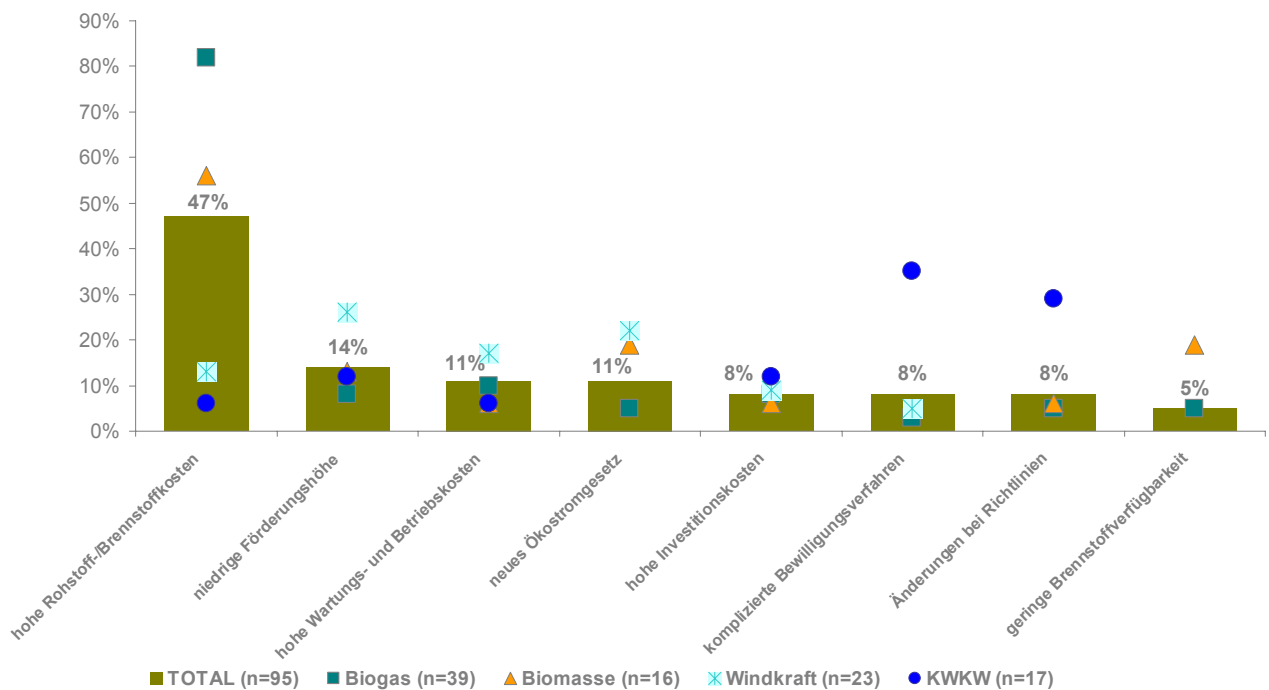
[September 2007 | Quelle: AC Nielsen Ges.m.b.H.]

Tabelle 15: Struktur der Interviews "Hemmnisse des Ökostromausbaus"

So wurden alle Betreiber auch gefragt, ob sich die wirtschaftliche Situation der eigenen Anlage verbessert oder verschlechtert hat, und im Falle einer Verschlechterung wurden auch die entsprechenden Gründe erfragt, wobei diese Frage offen (freie Antwort ohne Angabe von Antwortmöglichkeiten) gestellt wurde.

Abbildung 25 zeigt, dass vor allem hohe Rohstoffkosten zu dieser Verschlechterung geführt haben. 47 % der Befragten (aller Anlagentypen) gaben dies als eine der Ursachen für die Verschlechterung an (Mehrfachnennungen möglich). Betreiber von Biogas-Anlagen nannten zu über 80 % hohe Rohstoffkosten als Grund für die Verschlechterung.

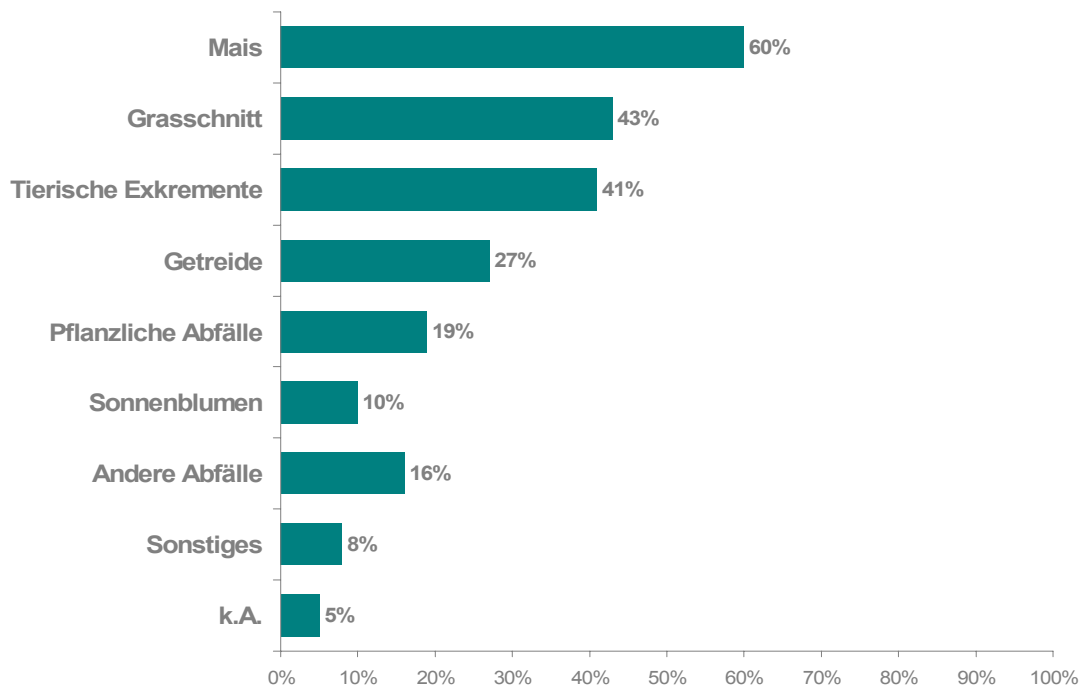
Andere Gründe, wie etwa die niedrige Förderungshöhe (14 %) und hohe Wartungs- und Betriebskosten (11 %), nennen weit weniger Betreiber als Ursache für eine etwaige Verschlechterung.



[September 2007 | Quelle: AC Nielsen Ges.m.b.H.]

Abbildung 25: Gründe für die Verschlechterung der wirtschaftlichen Situation aus Sicht der Anlagenbetreiber

Weiters wurden alle Biogas- und Biomasse-fest – Anlagenbetreiber nach den verwendeten Rohstoffen ihrer Anlage gefragt, wobei auch hier Mehrfachnennungen möglich waren (Abbildung 26).



[September 2007 | Quelle: AC Nielsen Ges.m.b.H.]

Abbildung 26: Rohstoffversorgung der befragten Biogas-Anlagen

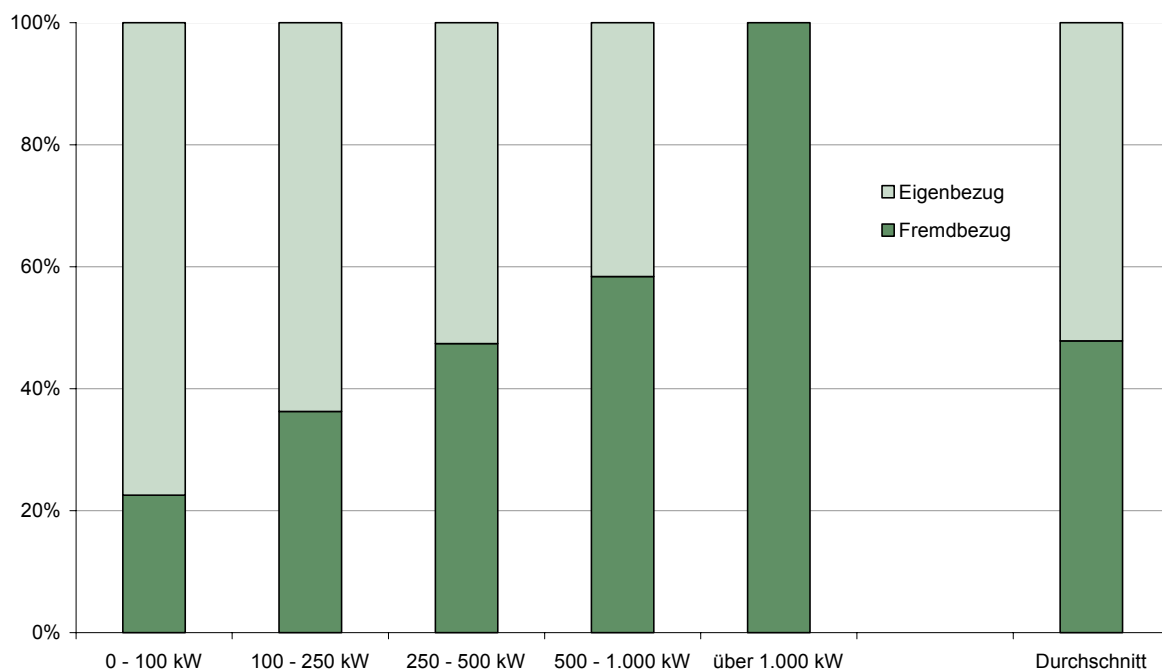
Von 60 % der Anlagenbetreiber wird Mais – zumindest teilweise – als Rohstoff eingesetzt. Auf diese kann also die bereits dargestellte stark steigende Entwicklung der Maispreise einen mehr oder weniger großen Einfluss haben.

Die Anlagenbetreiber wurden auch gefragt, ob sie die Rohstoffe ihrer Anlage selber erzeugen oder fremd beziehen und im Falle einer Kombination von Eigenerzeugung und Fremdbezug nach den jeweiligen Anteilen.

Durchschnittlich werden fast 48 %, also fast die Hälfte der Rohstoffe von Biogasanlagen fremdbezogen. 52 % sind also von Preiserhöhungen keineswegs betroffen.

Wie Abbildung 27 zeigt, steigt der Anteil der fremdbezogenen Rohstoffe mit der Größe der Anlage. In der kleinsten Anlagengröße (0-100 kW) werden über 20 % der Rohstoffe fremd bezogen. Dieser Wert steigt mit jeder Kategorie an und beträgt in der größten Klasse (> 1.000 kW) schließlich 100 %.

Auch hat die Dauer von geschlossenen Lieferverträgen einen Einfluss auf die Stärke der Kostenschwankungen. Für weniger als 17 % der Anlagenbetreiber ist die Rohstoffversorgung für weniger als ein halbes Jahr gesichert.

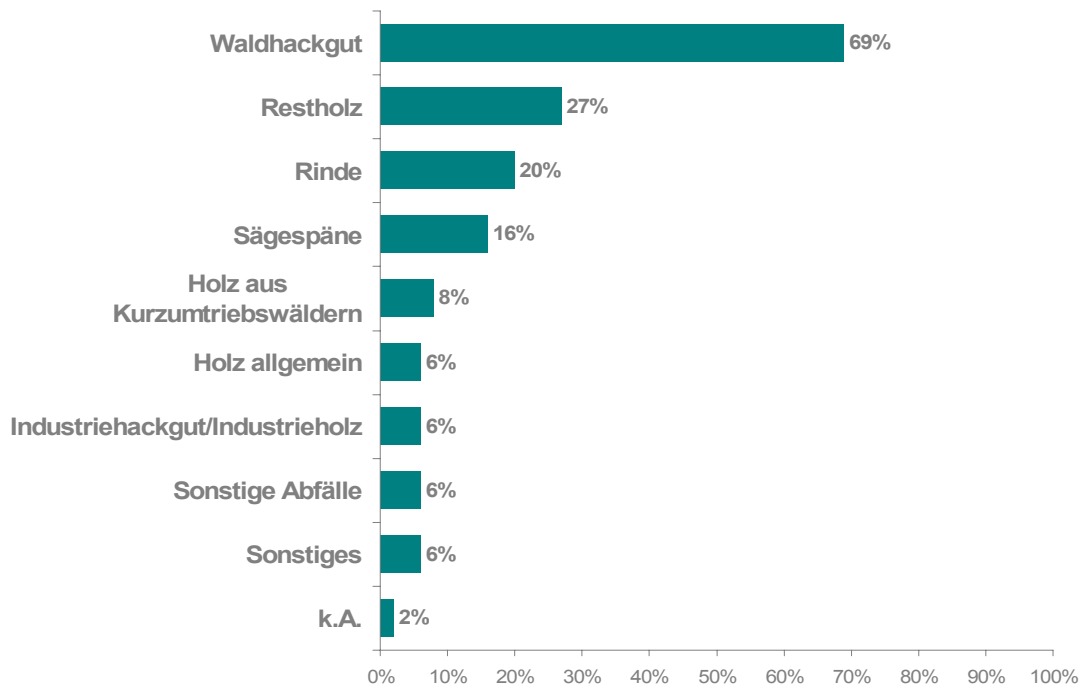


[Oktober 2007 | Quellen: Energie-Control GmbH, AC Nielsen Ges.m.b.H.]

Abbildung 27: Eigen- und Fremdbezug der befragten Anlagen bezogen auf die Leistung

Biomasse-fest – Anlagen werden zu über zwei Drittel (69 %) mit Waldhackgut befeuert, 27 % mit Restholz und 20 % mit Rinde (Abbildung 28).

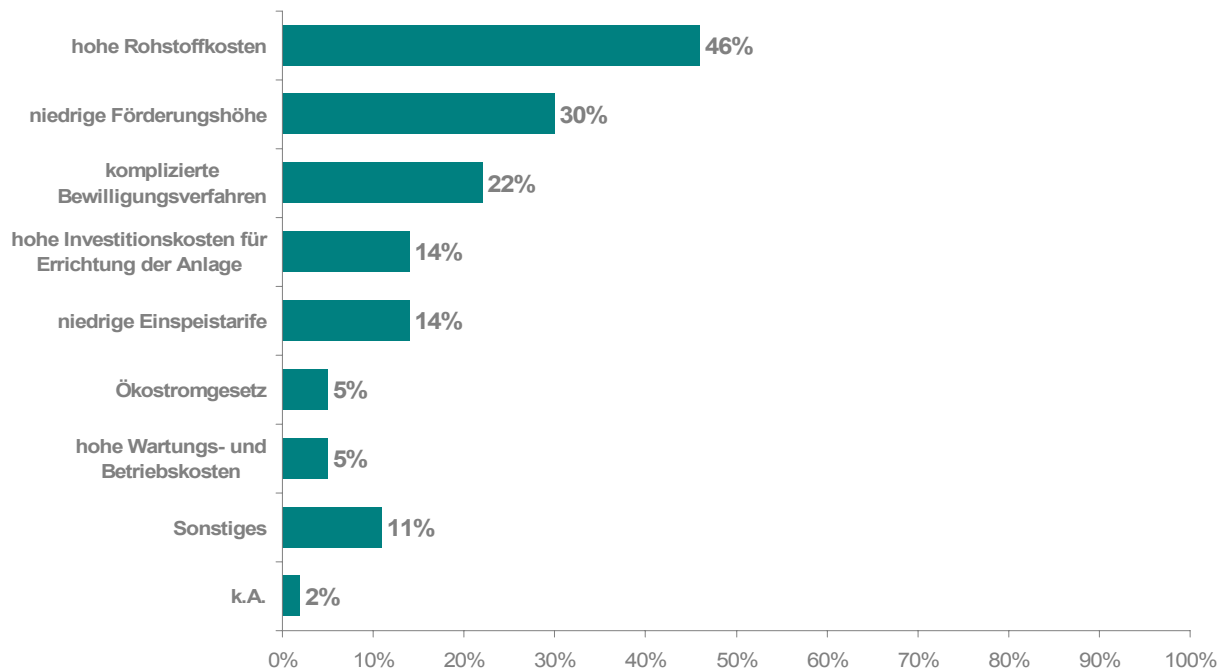
Die Entwicklung der Holzpreise, die ebenfalls in den vorangegangenen Abschnitten bereits dargestellt ist, ist mit etwa 30 % weniger stark ausgefallen, als die Maispreissteigerung.



[September 2007 | Quelle: AC Nielsen Ges.m.b.H.]

Abbildung 28: Brennstoffversorgung der befragten Biomasse-fest Anlagen

An einer anderen Stelle wurden die Betreiber aller Anlagentypen nach Hindernissen eines weiteren Ausbaus von Ökostrom befragt (offene Frage, Mehrfachnennungen möglich). Diese Antworten ergaben, wiederum getrennt nach Anlagentyp, dass für 46 % der Biogas-Anlagen die hohen Brennstoffkosten die größten Hindernisse eines weiteren Ausbaus darstellen (Abbildung 29).

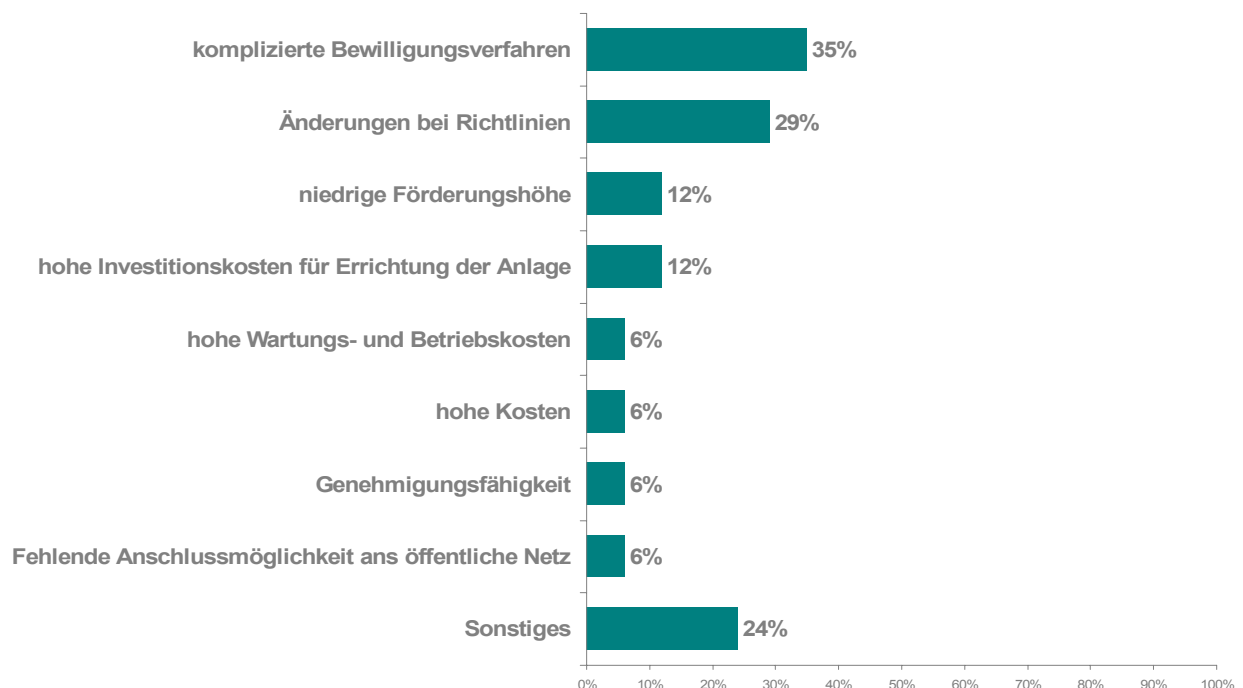


[September 2007 | Quelle: AC Nielsen Ges.m.b.H.]

Abbildung 29: Hemmnisse eines weiteren Ausbau von Ökostromanlagen aus Sicht von Biogas-Anlagenbetreibern

Die bedeutendsten Hindernisse für Wasserkraftwerksbetreiber sind in Abbildung 30 abgebildet und liegen weniger in der Förderungshöhe bzw. den Kosten (jeweils 12 % der befragten Betreiber), als vielmehr in den komplizierten Bewilligungsverfahren und den geänderten Richtlinien (35 % bzw. 29 %).

Um einen Ausbau in der Kleinwasserkraft zu forcieren, wäre also eine Simplifizierung der Bewilligungsverfahren effektiver (und kostengünstiger) als beispielsweise eine Erhöhung der Einspeisetarife.



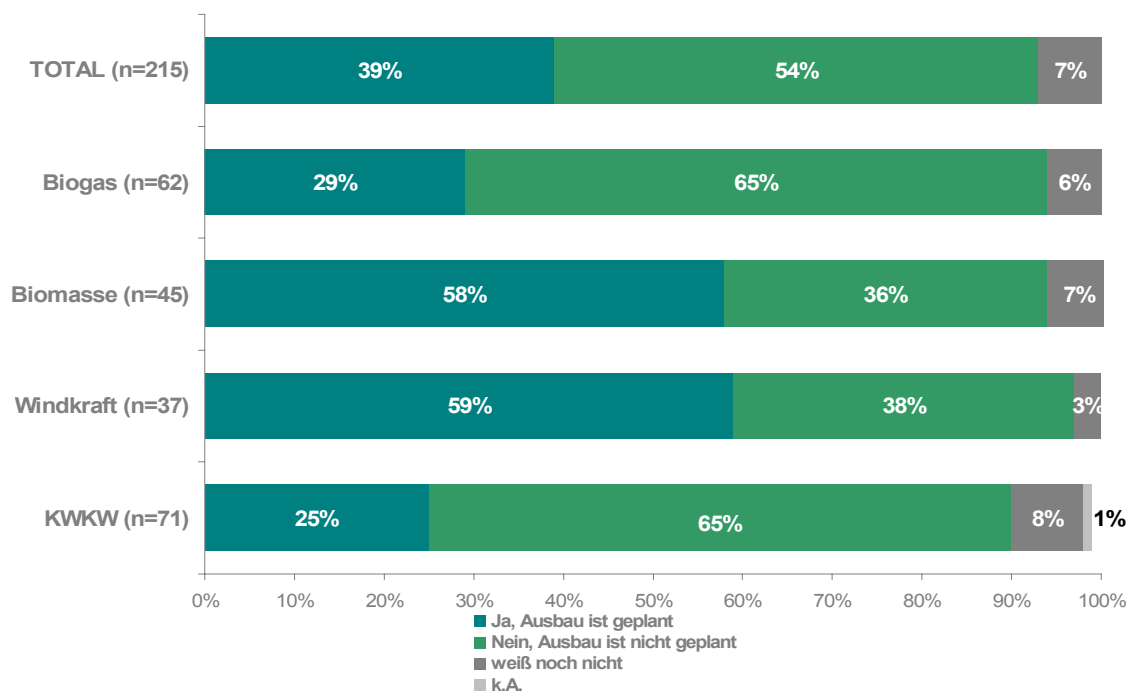
[September 2007 | Quelle: AC Nielsen Ges.m.b.H.]

Abbildung 30: Hemmnisse für einen weiteren Ausbau von Ökostrom aus Sicht der Kleinwasserkraftwerksbetreiber

In Bezug auf den derzeitigen Status der jeweiligen Anlage und ob ein weiterer Ausbau geplant sei oder nicht, zeigte sich, dass über alle Anlagentypen 39 % der Betreiber einen weiteren Ausbau planen (Abbildung 31).

Vor allem Biomasse- und Windkraft-Anlagen haben einen solchen Ausbau im Sinn – 58 % bzw 59 % der Betreiber planen einen Solchen.

Weniger Ausbau ist bei Biogasanlagen (29 %) bzw. Kleinwasserkraftanlagen (25 %) vorgesehen. Hier muss allerdings darauf hingewiesen werden, dass bei Kleinwasser= kraftwerksbetreibern bewusst eine wesentlich größere Anzahl von Betreibern bereits erweiterter und revitalisierter Kraftwerke befragt worden ist, als der Grundgesamtheit in Österreich entspricht. Insofern sind die 25 % der geplanten Erweiterungen bei den Kleinwasserkraftwerksbetreibern nicht repräsentativ sondern wahrscheinlich wesentlich höher anzusetzen.



[September 2007 | Quelle: AC Nielsen Ges.m.b.H.]

Abbildung 31: geplanter Ökostrom-Ausbau bestehender Anlagen

9 Nettoproduktionswertdeckelung, Ablage Ministerratsbeschluss Punkt 5

Zitat Ministerratsbeschluss:

„Zur Sicherung der Wettbewerbsfähigkeit der energieintensiven Wirtschaft ist eine Einbeziehung des Ökostromzuschlages in den 0,5 %-Deckel vom Nettoproduktionswert eingehend zu prüfen. Im Übrigen soll die Einbeziehung neuer Ökostromanlagen zur Stromproduktion aus Lauge in das Ökostromförderregime ermöglicht werden.“

9.1 Nettoproduktionswertdeckelung

9.1.1 Derzeitige Finanzierungsstruktur

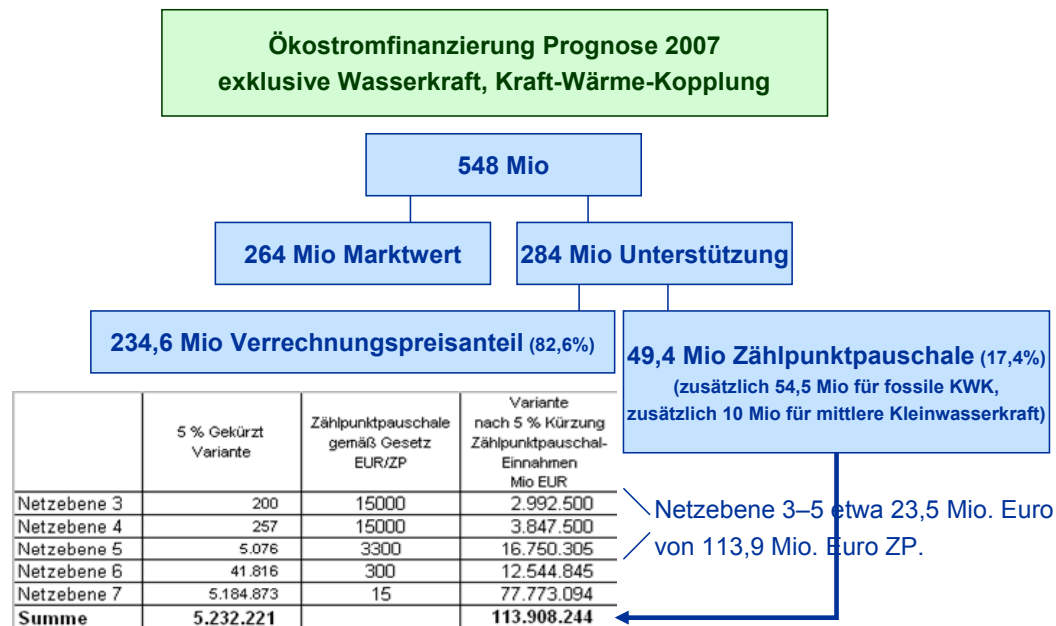


Abbildung 32: Finanzierungsstruktur bestehendes Ökostromgesetz

Das gesamte Finanzierungsvolumen für „sonstigen“ Ökostrom (exklusive Wasserkraft) beträgt im Jahr 2007 nach Prognosewerten 548 Mio. Euro, davon (nach Abzug von 264 Mio. Euro Marktwert, der in den Verrechnungspreiszahlungen der Stromlieferanten an die

Ökostromabwicklungsstelle mit enthalten ist) 284 Mio. Euro als Unterstützungsvolumen. Diese 284 Mio. Euro werden zu 235 Mio. Euro aus den Verrechnungspreiseinnahmen (Differenz Verrechnungspreis zu Marktpreis) und zu 49 Mio. Euro aus den Zählpunktpauschale-Einnahmen finanziert.

Das gesamte Finanzierungsvolumen für Kleinwasserkraft wird im Jahr 2007 mit etwa 75 Mio. Euro prognostiziert (unter Berücksichtigung, dass mehr als die Hälfte der Kleinwasserkraftbetreiber aus dem Förderungssystem ausgestiegen ist), das Unterstützungsvolumen nach Abzug des Marktwertes beträgt wegen der geringen Differenz der Einspeisetarife zum Marktpreis weniger als 15 Mio. Euro.

Zusätzlich sind im Jahr 2007 maximal 54,5 Mio. Euro für die Unterstützung von fossilen Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen und 10 Mio. Euro für Investitionszuschüsse für mittlere Wasserkraft aus den Zählpunktpauschale-Einnahmen vorgesehen.

Von gesamten Zählpunktpauschale-Einnahmen in Höhe von prognostizierten 114 Mio. Euro¹³ werden 78 Mio. Euro (68 %) von der Netzebene 7 aufgebracht (Haushalte und Kleingewerbe), 13 Mio. Euro (11 %) von der Netzebene 6, 17 Mio. Euro (15 %) von der Netzebene 5, 3,8 Mio. Euro (3 %) von der Netzebene 4 und 3 Mio. Euro (3 %) von der Netzebene 3.

Der Anteil der Zählpunktpauschale-Einnahmen durch Endverbraucher der Netzebene 7 ist mit 78 Mio. Euro (68 %) um 23 Mio. Euro (20 % bezogen auf Gesamt-Zählpunktpauschale-Einnahmen von 114 Mio. Euro) höher, als dem Stromverbrauchsanteil auf Netzebene 7 (48 %) entspricht. Der Anteil der Zählpunktpauschale-Einnahmen durch Endverbraucher der Netzebene 6 ist mit 13 Mio. Euro etwa gleich hoch wie dem Stromverbrauchsanteil auf Netzebene 6 entspricht (jeweils 11 %). Vergleicht man die Zählpunktpauschale-Einnahmenstruktur mit einer Einnahmenstruktur aliquot zu den Stromabgabemengen auf der jeweiligen Netzebene, so werden mit den bestehenden gesetzlichen Regelungen etwa 23 Mio. Euro mehr durch die Endverbraucher der Netzebene 7 aufgebracht und diese 23 Mio. Euro weniger durch Endverbraucher der Netzebene 3 bis 5. Diese Netzebenenpreizung entspricht im Ergebnis auch den Regelungen des Ökostromgesetzes 2002.

¹³ Änderungen sind möglich, da bisher noch keine gesicherten Gesamtjahresdaten vorliegen

9.1.2 Optionen für eine zukünftige Finanzierungsstruktur

Gemäß Ministerratsbeschluss vom 11. Juli 2007 ist eine Einbeziehung des Ökostromzuschlags in den 0,5 % Deckel vom Nettoproduktionswert (analog zur Begrenzung der Energieabgabenzahlungen) eingehend zu prüfen.

Im Jahr 2004 haben 4.543 Strombezieher eine Rückvergütung der Energieabgabe aufgrund der Begrenzung mit 0,5 % des Nettoproduktionswertes erhalten (nach 2.268 im Jahr 2003, diese Anzahl ist in den Folgejahren weiter gestiegen). An die Netzebenen 1 bis 5 sind etwa 5.500 Zählpunkte angeschlossen. Von der Netzebene 3 bis 5 werden mit etwa 19 TWh etwa 35 % der gesamten Stromabgabe an Endverbraucher bezogen. Die Zählpunktpauschal-Einnahmen der Endverbraucher der Netzebenen 3-5 betragen mit etwa 23,5 Mio. Euro etwa 20 % der gesamten ZP-Einnahmen. Der Unterstützungsteil an den Verrechnungspreiszahlungen für die Abgabemengen der Netzebenen 3 bis 5 beträgt etwa 41 % des gesamten Verrechnungspreis-Unterstützungsanteils, somit auf Basis der Prognosedaten 2007 die Höhe von etwa 116 Mio. Euro¹⁴.

Eine Deckelung der Ökostromfinanzierung¹⁵ für Stromverbraucher in Bezug auf den 0,5 % Nettoproduktionswert ist in verschiedenen Optionen mit sehr unterschiedlichen Auswirkungen auf die Gesamtfinanzierungsstruktur denkbar:

- Option 1 – Verbraucher, die bereits mit der Energieabgabe die 0,5 % Deckelung erreicht haben, werden von allen Ökostromkosten vollständig befreit.
Auswirkung: Damit wäre ein Großteil aller Endverbraucher von den Netzebenen 3-5 von allen Ökostromkosten vollständig befreit, es wären diese 140 Mio. Euro (auf Basis der Finanzierungsstruktur 2007) dann zusätzlich durch Endverbraucher der Netzebene 7 (und in geringerem Umfang durch der Netzebene 6) aufzubringen.
- Option 2 - Verbraucher, die bereits mit der Energieabgabe die 0,5 % Deckelung erreicht haben, werden zu einem festzulegenden Anteil (also nicht vollständig wie in Option 1) von den Ökostromkosten befreit.
Auswirkung: Umschichtung der Finanzierung zum entsprechenden Anteil des

¹⁴ Annahme: Unterstützungsteil des Verrechnungspreises (Differenz zu Marktpreis) wird von den Stromlieferanten an alle Netzebenen in selber Höhe pro kWh weiter verrechnet

¹⁵ In weiterer Folge werden unter „Ökostromkosten“ alle Förderungs-Kosten gemäß Ökostromgesetz verstanden, also inklusive der Kosten für Wasserkraft und für Kraft-Wärme-Kopplung

140 Mio. Euro Volumens. Dieses umzuschichtende Finanzierungsvolumen wäre von den Kunden der Netzebenen 6 und 7 zusätzlich aufzubringen.

- Option 3 – Verbraucher, deren Ökostromkosten die 0,5 % erreicht haben, werden für den darüber hinausgehenden Anteil vollständig oder teilweise befreit.

Auswirkung: Nach einer ersten Abschätzung der Wirtschaftskammer Österreich, basierend auf einer Umfrage von 84 Großabnehmern mit einem gesamten Stromverbrauch von etwa 10 TWh pro Jahr, würde etwa die Hälfte dieser befragten Unternehmen eine Rückvergütung von Ökostromkosten erhalten, und zwar bei einer vollen Rückvergütung des die 0,5 % übersteigenden Ökostromkostenteils insgesamt in einer Höhe von etwa 18 Mio. Euro. Nach einer auf dieser Umfrage basierenden Hochrechnung der Wirtschaftskammer (von den 10 TWh bei der Umfrage erfassten Stromverbrauch auf 24 TWh Gesamtverbrauch des produzierenden Bereichs) würde eine Gesamtrückvergütung von bis zu 44 Mio. Euro Ökostromkosten erwartet werden. Diese 44 Mio. Euro stellen eine Obergrenze der Abschätzungen dar, da in den erfassten 10 TWh bereits die stromintensivsten Unternehmen berücksichtigt sind und die anderen Unternehmen dazu vergleichsweise weniger stromintensiv (im Verhältnis zum Nettoproduktionswert) produzieren dürften.

- Option 4 – Gesamtfinanzierung nur durch (höhere) Verrechnungspreise, Entfall der Zählpunktpauschale.

Auswirkung: Entfall der derzeit gegebenen Entlastung der Netzebenen 3 bis 5 durch die Zählpunktpauschale (Entlastungseffekt etwa 23 Mio. Euro) kompensiert durch eine Deckelung in einem festzulegenden Ausmaß.

- Option 5 – Einspeisetariffinanzierung nur durch (höhere) Verrechnungspreise, Zählpunktpauschale nur für Kraft-Wärme-Kopplung und Investitionszuschüsse.

Zusammenfassung der Optionen:

Die beschriebenen Optionen bedeuten eine Umschichtung von Finanzierungsvolumina von Endverbrauchern der Netzebenen 3 bis 5 zu Endverbrauchern der Netzebene 7 (und in geringerem Ausmaß der Netzebene 6). Bei einer vollen Befreiung der Endverbraucher der Netzebene 3 bis 5, wie sie de facto bei einer Deckelung der Summe aus Energieabgabe plus Ökostromkosten (maximal 0,5 % des Nettoproduktionswertes) gegeben wäre (Option 1), würden bis zu 140 Mio. Euro zu den Netzebenen 6 und 7 umgeschichtet werden. Bei einer Deckelung nur für die Ökostromkosten, die 0,5 % des Nettoproduktionswertes übersteigen

(Option 3), würden bis zu 44 Mio. Euro zu den Netzebenen 6 und 7 umgeschichtet werden. Würde der die 0,5 % des Nettoproduktionswertes übersteigende Anteil der Ökostromkosten nur zur Hälfte zu bezahlen sein, würden bis zu 22 Mio. Euro zu den Netzebenen 6 und 7 umgeschichtet werden. Dieser „Netzebenenpreizungseffekt“ im Ausmaß von bis zu 22 Mio. Euro entspricht in etwa dem derzeit gegebenen Effekt der Zählpunktpauschale, durch die etwa 23 Mio. Euro von den Netzebenen 3 bis 5 zur Netzebene 7 umgeschichtet werden (im Vergleich zu einer Finanzierung proportional zu den kWh-Stromverbrauchsmengen). Eine Umstellung des Finanzierungssystems mit Entfall der Zählpunktpauschale und einer Zahlungsbegrenzung der Ökostromkosten mit 50 % des die 0,5 % Nettoproduktionswert übersteigenden Ökostromanteils wäre also in etwa aufkommensneutral im Vergleich zur gegenwärtigen Finanzierungsstruktur.

Ein vollständiger Entfall der Zählpunktpauschale würde allerdings bedeuten, dass auch die Investitionszuschüsse (für Wasserkraft und neue Kraft-Wärme-Kopplung) und die Unterstützungstarife (für bestehende und modernisierte Kraft-Wärme-Kopplung, eventuell auch ein optionales Premium System statt den Einspeisetarifen) über angehobene Verrechnungspreise finanziert werden müssten.

Eine administrative Voraussetzung für einen (vollständigen oder teilweisen) Entfall des Zählpunkt-Pauschales und einer Kostenreduktion bei überdurchschnittlichen Stromverbrauchern ist, dass die Stromlieferanten verpflichtend auf den Rechnungen die Ökostromkosten durch die (in einer Verordnung festgelegte) Höhe des Verrechnungspreises sowie die zu diesem Preis bezogenen unterstützten Ökostrommengen angeben müssen. Durch die Differenz zum ebenfalls auf der Stromrechnung auszuweisenden Strombezugspreis für den „normalen“ Strom sind Ökostromkosten berechenbar, die als Grundlage einer teilweisen Rückvergütung herangezogen werden können.¹⁶

Alternativ könnte ein Modus zur Feststellung der Ökostromkosten (als Basis für eine 0,5 % Begrenzung) durch Verordnung des Bundesministers für Wirtschaft und Arbeit festgelegt werden.

¹⁶ Diese Berechnung der Ökostromkosten ist insofern nicht ganz korrekt, als im auf der Rechnung ausgewiesenen „normalen“ Strompreis auch ein Gewinnanteil enthalten ist und die Wertigkeit des zugewiesenen unterstützten Ökostroms auch von der Zeitkurve der Zuweisung (base, peak, off-peak) abhängt. Für eine vereinfachte, transparente Darstellung der Ökostromkosten scheint die Berechnung aber praktikabel.

Es besteht eine gewisse Rechtsunsicherheit, ob und in welcher Form eine Kostenbegrenzung der Ökostromkosten für energieintensive Stromverbraucher mit den Wettbewerbsregeln und dem Beihilfenrahmen der Europäischen Kommission vereinbar ist.

9.2 Ablauge

Der Großteil der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern ist in Österreich von einer Förderungsmöglichkeit gemäß Ökostromgesetz ausgenommen. Von der gesamten Stromerzeugung in Österreich werden etwa 60 % aus erneuerbaren Energieträgern erzeugt, und zwar etwa 40 % aus Großwasserkraft größer 10 MW, etwa 8 % aus Kleinwasserkraft bis zu 10 MW, etwa 7 % aus gemäß Ökostromgesetz geförderten sonstigen erneuerbaren Energieträgern wie Windkraft, Biomasse (inklusive einigen als förderungswürdig definierten Abfallstoffen), Biogas und etwa 5 % aus nicht förderungswürdigen erneuerbaren Energieträgern wie eben Klärschlamm, Ablauge und Abfallstoffe.

In einer Gesamtsicht ist eine Förderungsmöglichkeit gemäß Ökostromgesetz für Stromerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern also die Ausnahme und umfasst nur etwa 25 % der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern in Österreich, während etwa 75 % der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern keinen Anspruch auf Förderung gemäß Ökostromgesetz haben.

Insbesondere bei den der Charakteristik der Ablauge noch am ehesten entsprechenden erneuerbaren Energieträgern Biomasse und Abfall mit hohem biogenen Anteil, die in ihrer Begrifflichkeit vielfach überlappend verstanden werden (so gilt etwa Sägemehl und Sägespäne gemäß Ökostromgesetz als Abfall mit hohem biogenen Anteil und nicht als Biomasse), ist die Förderungswürdigkeit gemäß Ökostromgesetz nicht generell gegeben sondern ist im Gegenteil nur auf die in Anlage 1 und Anlage 2 des Ökostromgesetzes taxativ aufgelisteten Abfallstoffe eingeschränkt (§ 5 Abs 1 Z 1 Ökostromgesetz).

Nicht nach Energieträgern eingeschränkt ist die Förderungsmöglichkeit von Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen.

Eine Förderung von Anlagen zur Verbrennung von Ablauge mit gleichzeitiger Stromerzeugung und Wärmenutzung sollte, ebenso wie die Förderung anderer Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen, durch Investitionszuschüsse erfolgen. Es wird empfohlen, für den

Stromerzeugungsteil von Abaugeverbrennungsanlagen einen höheren Investitionszuschuss zu gewähren, wenn dies für den wirtschaftlichen Betrieb erforderlich ist, als für fossile Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen.

10 Förderbudget, Zählpunktpauschale-Regelungen

Ministerratsbeschluss Punkt 6

Zitat Ministerratsbeschluss:

„Der Ökostrom-Förderdeckel ist entsprechend den in Ziffer 1 definierten Potentialen und Ökostromzielen gegebenenfalls anzupassen, wobei die jeweiligen Reduktionskosten pro eingesparter Tonne CO₂ angemessen zu berücksichtigen sind. Des Weiteren sind technische Anpassungen der Zählpunktpauschale für Ökostromanlagenbetreiber zu prüfen.“

Die folgende Tabelle zeigt, dass mit dem in der Ökostromgesetz-Novelle 2006 genehmigten Budgetrahmen (17 Mio.) mit der vorgegebenen Technologieaufteilung (30 % Windkraft, 30 % Biomasse, 30 % Biogas, 10 % andere) jedes Jahr eine zusätzliche Ökostromerzeugung in Höhe von etwa 300 GWh finanziert werden kann.

	Verfügbares	Durchschnittlicher	Ausgleichsenergie-	Marktpreis	Volllast-	Ökostrom-	Leistung		Ökostrom-
	Unterstützungs-						Einspeisetarif	aufwand	
	Mio./Jahr	Cent/kWh	Cent/kWh	Cent/kWh	h/Jahr	GWh	MW Zuwachs pro Jahr	MW Zuwachs 2007 - 2011	% von 55 TWh
Windkraft	5,1	7,4	1,2	5,5	2300	165	72	358	0,30%
Biomasse	5,1	13,0	0,1	5,5	6000	67	11	56	0,12%
Biogas	5,1	13,5	0,1	5,5	6500	63	10	48	0,11%
PV maximal	1,7	49,0	0,2	5,5	1000	4	4	19	0,01%
SUMME	17					298	96		0,54%

Tabelle 16: Ökostromerzeugung mit „17 Mio. Budget“ – Richtwerte bei gegebener Technologieaufteilung 30/30/30/10

Die folgende Tabelle zeigt, dass mit dem gleichen Budget (17 Mio.) mit einer geänderten Technologieaufteilung (60/15/15/10) mit etwa 400 GWh jedes Jahr um etwa ein Drittel mehr Ökostrom zusätzlich erzeugt werden kann als mit der derzeitig gesetzlich vorgegebenen Technologieaufteilung. Die für die Jahre 2007 bis 2011 für die Windkraft verfügbaren Mittel würden die Errichtung von etwa 700 MW Windkraft ermöglichen.

	Verfügbares						Leistung MW Zuwachs pro Jahr	Leistung MW Zuwachs 2007 - 2011	Ökostrom- erzeugung % von 55 TWh
	Unterstützungs- volumen	Durchschnittlicher Einspeisetarif	Ausgleichsenergie- aufwand	Marktpreis Annahme	Volllast- stunden	Ökostrom- erzeugung			
	Mio/Jahr	Cent/kWh	Cent/kWh	Cent/kWh	h/Jahr	GWh			
Windkraft	10,2	7,4	1,2	5,5	2300	329	143	715	0,60%
Biomasse	2,55	13,0	0,1	5,5	6000	34	6	28	0,06%
Biogas	2,55	13,5	0,1	5,5	6500	31	5	24	0,06%
PV maximal	1,7	49,0	0,2	5,5	1000	4	4	19	0,01%
SUMME	17					398	157		0,72%

Tabelle 17: Ökostromerzeugung mit „17 Mio. Budget“ – Richtwerte bei alternativer Technologieaufteilung 60/15/15/10

Zu den Fragestellungen „CO₂-Reduktionskosten“ sowie „Finanzierungsstruktur / Zählpunktpauschale“ wird auf die Ausführungen in den anderen Abschnitten verwiesen.

11 Neue Technologien

Ministerratsbeschluss Punkt 8¹⁷

Zitat Ministerratsbeschluss:

„Die Einbeziehung von neuen Technologien in die Ökostromförderung soll geprüft werden, um die Drittstaatsabhängigkeit zu reduzieren.“

Es wird empfohlen, für die Unterstützung der Technologieentwicklungen im Bereich Stromerzeugung aus Sonnenenergie und Geothermie Forschungszentren zu entwickeln. Diese Technologien haben langfristig (in den nächsten 30 bis 50 Jahren) ein großes Potenzial, zur Stromversorgung beizutragen.

Der gegenwärtige Stand der Technik erlaubt dagegen nur einen Beitrag von wenigen Promille des Stromverbrauchs aus netzgekoppelter Stromversorgung. Der Einsatz von Photovoltaik zur Stromversorgung in Inselanlagen kann dagegen bereits gegenwärtig mit geringeren Unterstützungen wirtschaftlich darstellbar sein, wenn dadurch ein Netzausbau in entlegene Regionen vermieden werden kann.

¹⁷ Anmerkung: Punkt 7 des Ministerratsbeschlusses (Brennstoffausnutzung bei Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen) war nicht Gegenstand des Evaluierungsauftrages an die Energie-Control GmbH.

Anhang: Ergebnisse der Umfrage „Hemmnisse des Ökostromausbau“ von AC Nielsen Ges.m.b.H.

Struktur der Befragten – total

	Total absolut	Total in Prozent
TOTAL	221	100%
TYP DER ANLAGE		
Biogas	63	29%
Biomasse	49	22%
Windkraft	37	17%
Kleinwasserwerk	72	33%
LEISTUNG		
bis 50 kW	60	27%
bis 100 kW	45	20%
bis 500 kW	52	24%
bis 1000 kW	26	12%
über 1000 kW	38	17%
BESCHEID-JAHR		
bis 2002	45	20%
2003	51	23%
2004	71	32%
2005	38	17%
nach 2005	16	7%
FÖRDERUNG DURCH ÖKOSTROMGESETZ		
Ja	167	76%
Nein	48	22%
BUNDESLAND		
Wien	3	1%
Nö-Bgld	76	34%
Oö	54	24%
Szbg-T-Vlbg	35	16%
Stmk-Ktn	53	24%
STATUS DER ANLAGE		
1. in Betrieb	197	89%
2. in Planung	11	5%
3. nicht in Betrieb, Wiederaufnahme geplant	7	3%
4. vollständig ausser Betrieb	3	1%
5. nie in Betrieb genommen	3	1%

Struktur der Befragten – Biogas

	Total absolut	Total in Prozent
BIOGAS	63	100%
LEISTUNG		
bis 100 kW	29	46%
101 - 500 kW	28	44%
über 500 kW	6	10%
BESCHEID-JAHR		
bis 2002	17	27%
2003	9	14%
2004	24	38%
2005	10	16%
nach 2005	3	5%
FÖRDERUNG DURCH ÖKOSTROMGESETZ		
Ja	57	90%
Nein	5	8%
STATUS DER ANLAGE		
in Betrieb	60	95%
nicht in Betrieb	3	5%

Struktur der Befragten – Biomasse

	Total absolut	Total in Prozent
BIOMASSE	49	100%
LEISTUNG		
0 kW - 50 kW	10	20%
51 kW - 2 MW	32	65%
über 2 MW	7	14%
BESCHEID-JAHR		
bis 2002	7	14%
2003	6	12%
2004	22	45%
2005	9	18%
nach 2005	5	10%
FÖRDERUNG DURCH ÖKOSTROMGESETZ		
Ja	34	69%
Nein	12	24%
STATUS DER ANLAGE		
in Betrieb	32	65%
nicht in Betrieb	17	35%

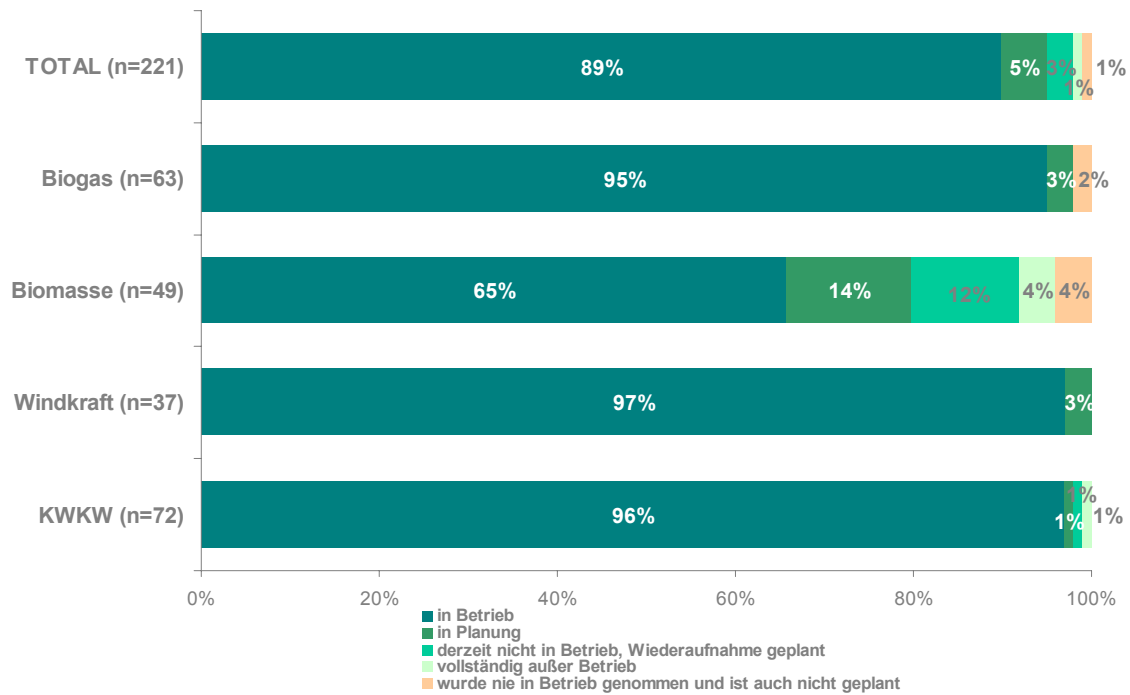
Struktur der Befragten – Windkraft

	Total absolut	Total in Prozent
WINDKRAFT	37	100%
LEISTUNG		
bis 50 kW	9	24%
bis 500 kW	5	14%
bis 1000 kW	7	19%
über 1000 kW	16	43%
BESCHEID-JAHR		
bis 2002	20	54%
2003	6	16%
2004	5	14%
2005	4	11%
nach 2005	2	5%
ANZAHL DER ANLAGEN		
1 Anlage	21	57%
2-5 Anlagen	10	27%
mehr als 5 Anlagen	6	16%
FÖRDERUNG DURCH ÖKOSTROMGESETZ		
Ja	28	76%
Nein	9	24%
STATUS DER ANLAGE		
in Betrieb	36	97%
nicht in Betrieb	1	3%

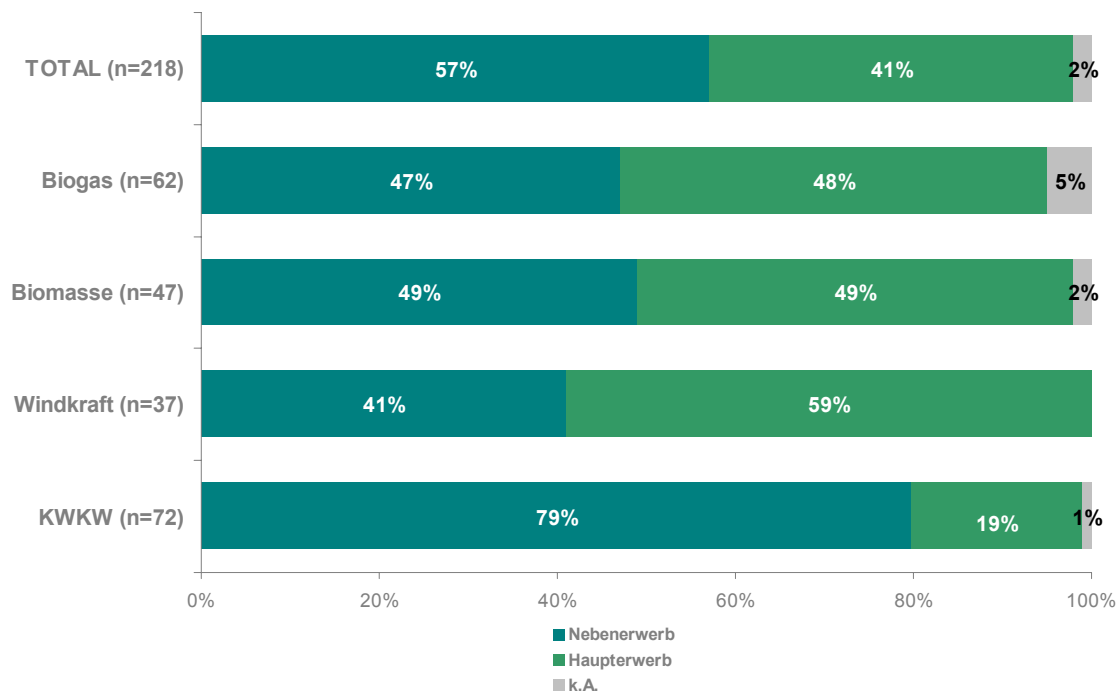
Struktur der Befragten – Kleinwasserkraft

	Total absolut	Total in Prozent
WASSERKRAFT	72	100%
LEISTUNG		
0 kW - 20 kW	19	26%
21 kW - 50 kW	14	19%
51 - 1 MW	34	47%
über 1 MW	5	7%
BESCHEID-JAHR		
bis 2002	1	1%
2003	30	42%
2004	20	28%
2005	15	21%
nach 2005	6	8%
UNTERART		
neu	25	35%
bestehend	30	42%
revitalisiert	17	24%
FÖRDERUNG DURCH ÖKOSTROMGESETZ		
Ja	48	67%
Nein	22	31%
STATUS DER ANLAGE		
in Betrieb	69	96%
nicht in Betrieb	3	4%

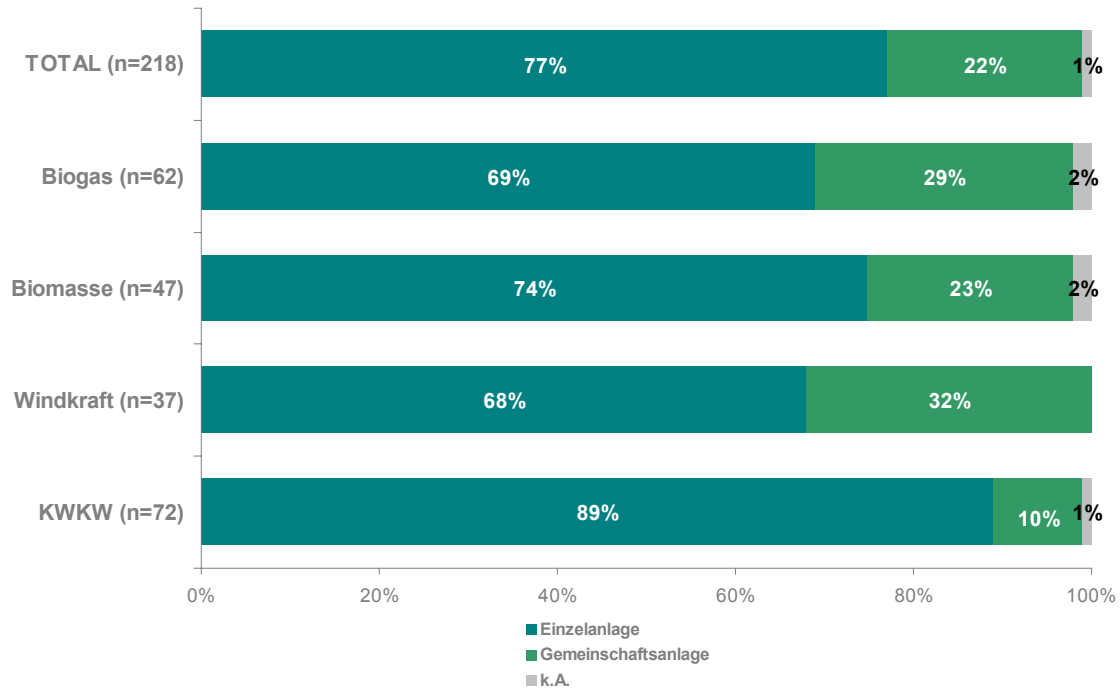
Status der Anlagen



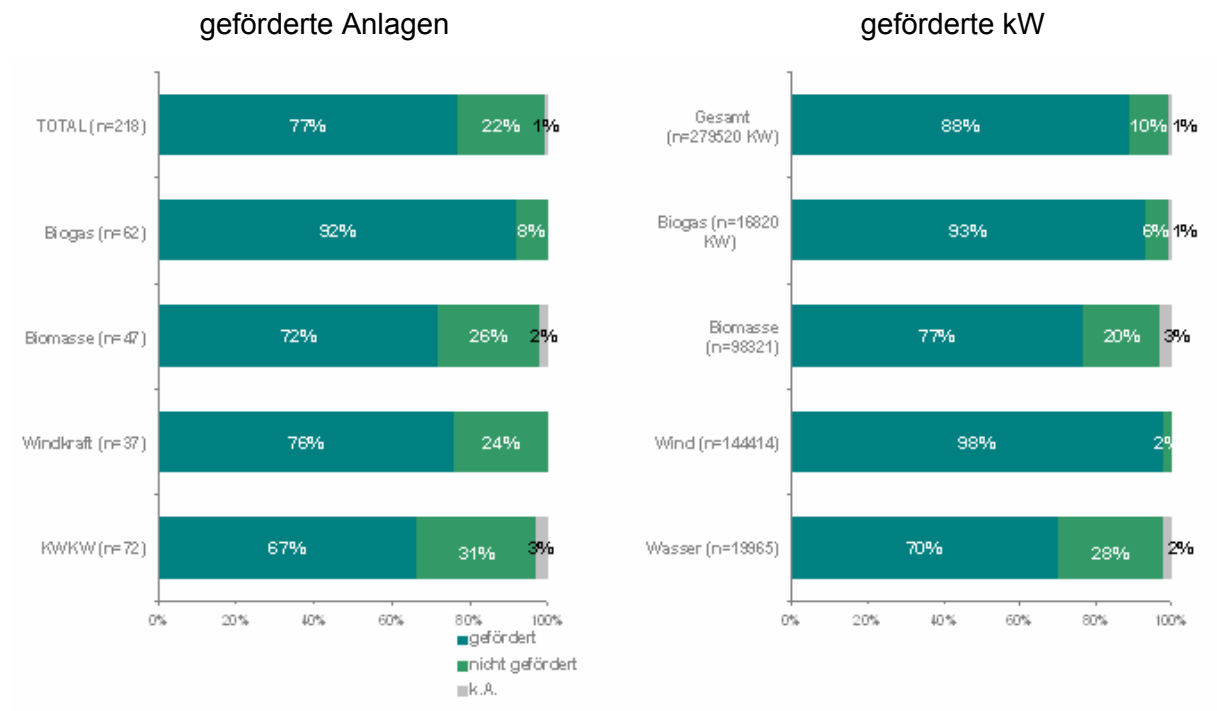
Betrieb der Anlagen im Haupt- und Nebenerwerb



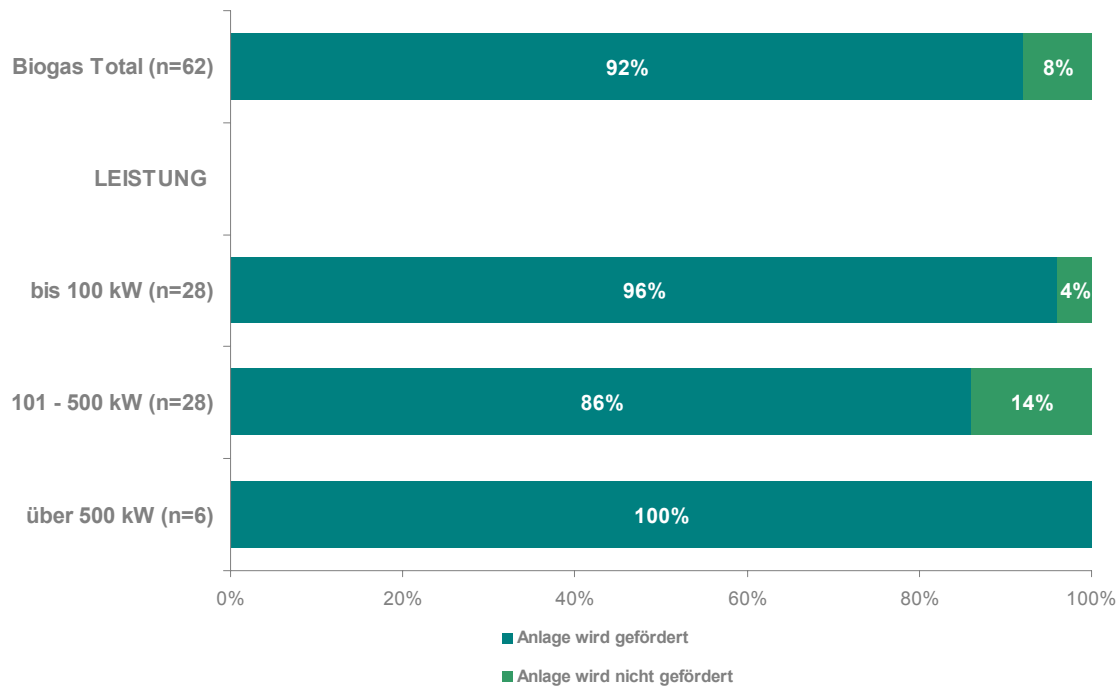
Betrieb der Anlage als Einzel- oder Gemeinschaftsanlage



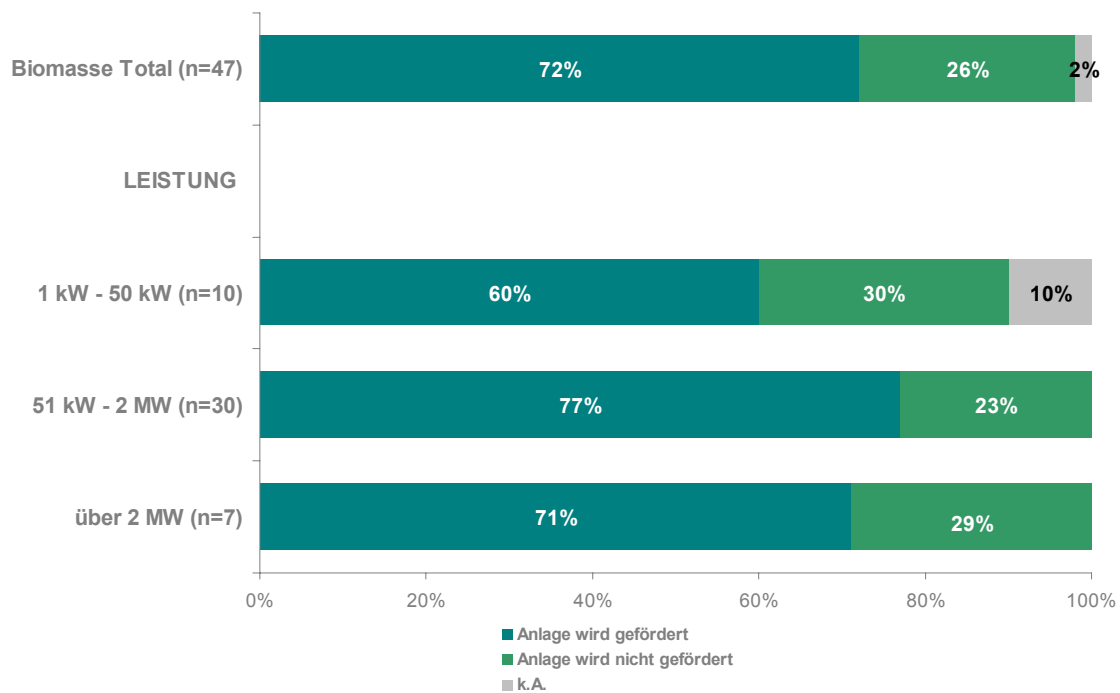
Förderung der Anlage nach dem Ökostromgesetz



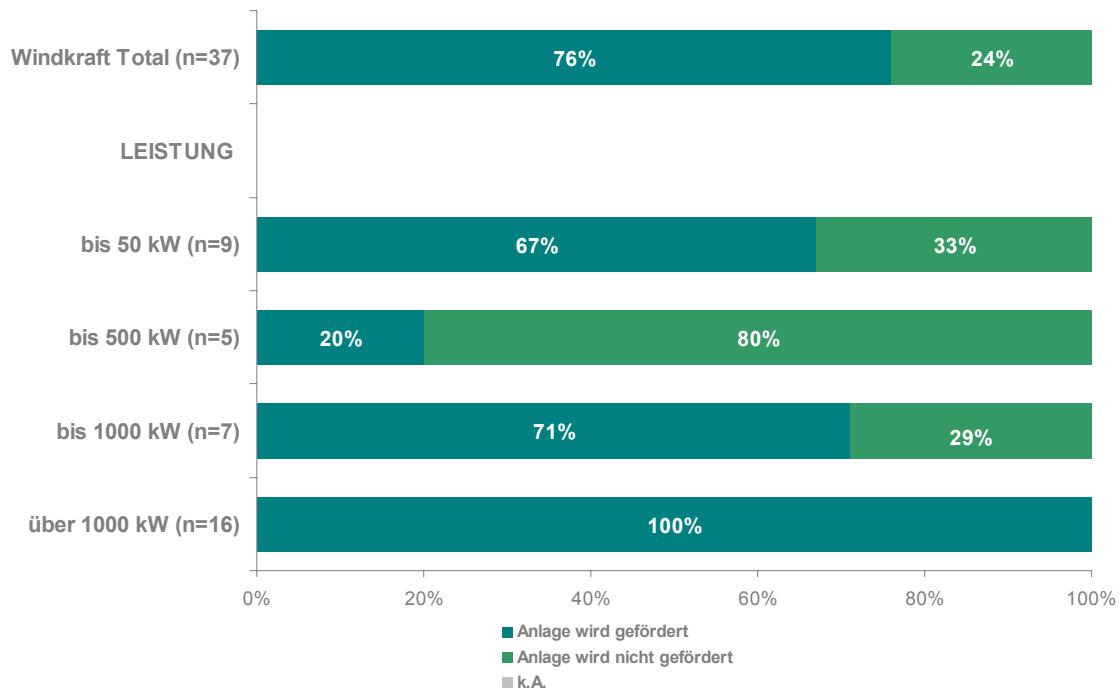
Förderung der Biogas-Anlagen nach Leistung



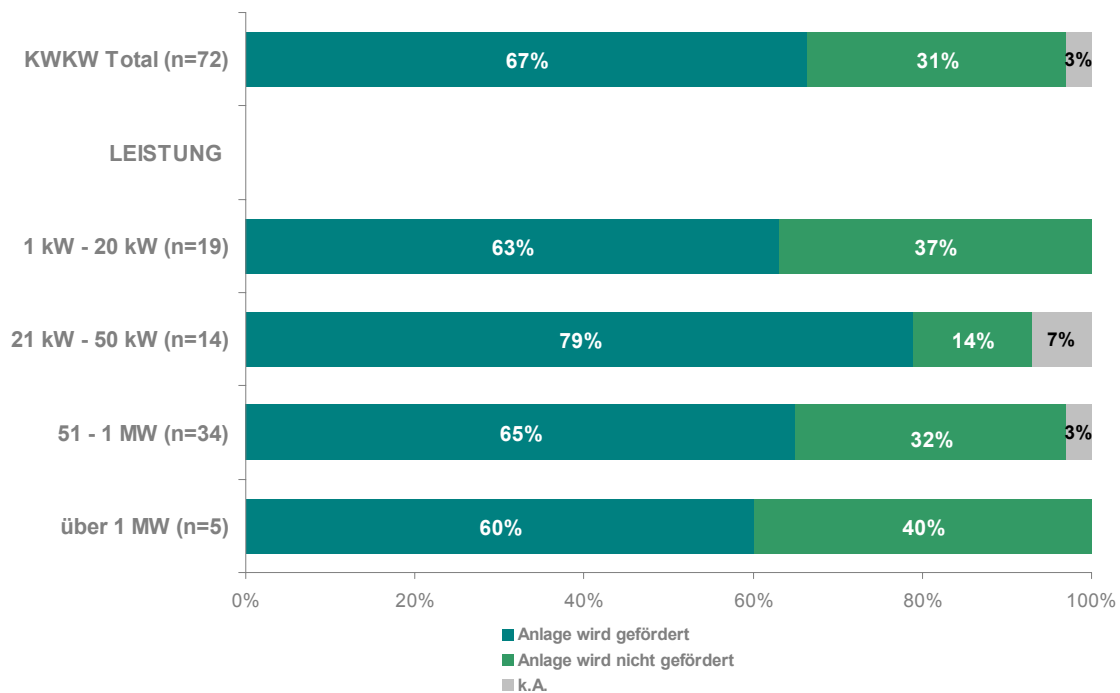
Förderung der Biomasse-Anlagen nach Leistung



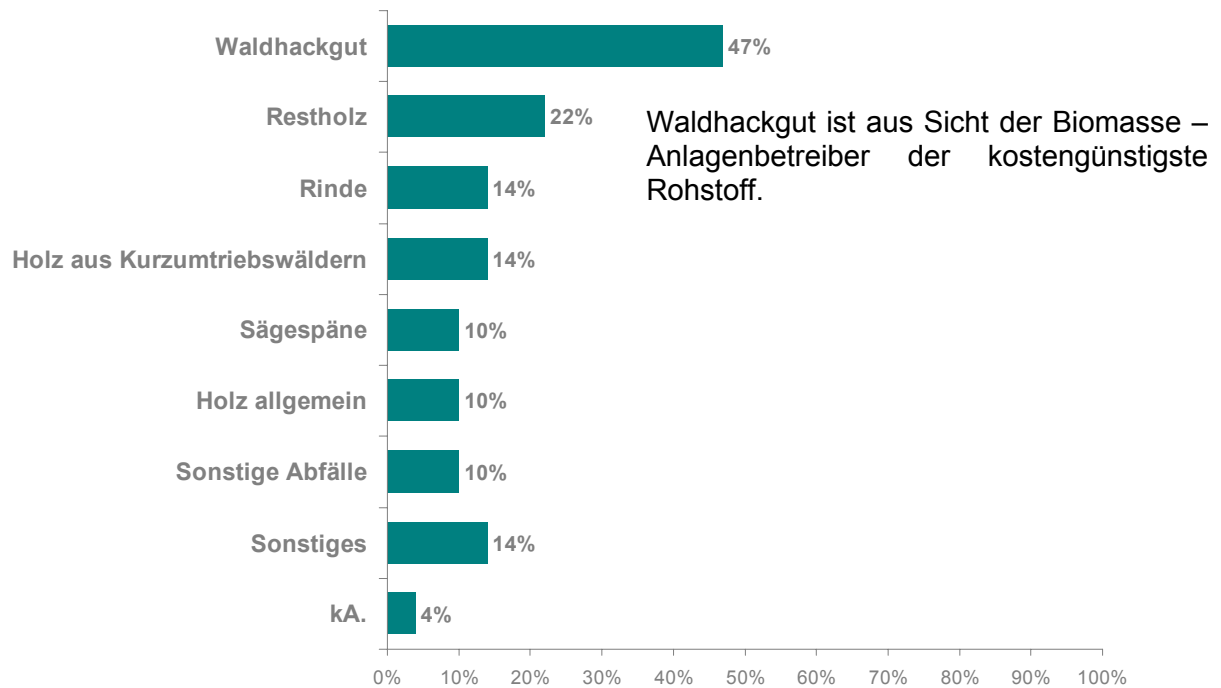
Förderung der Windkraftanlagen nach Leistung



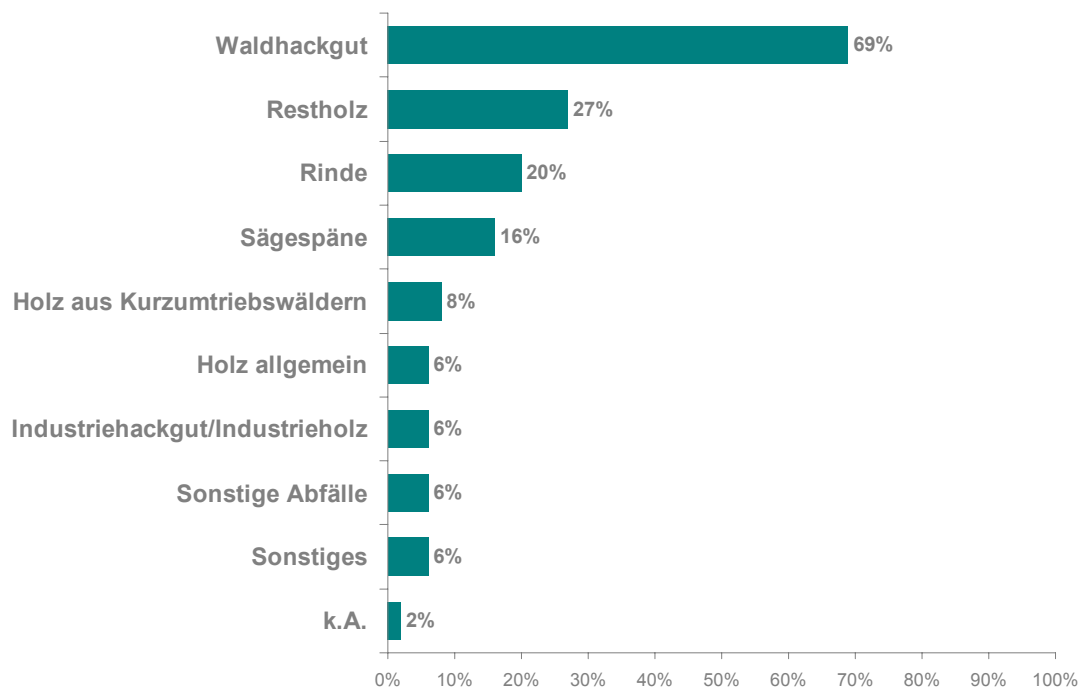
Förderung der Kleinwasserkraftanlagen nach Leistung



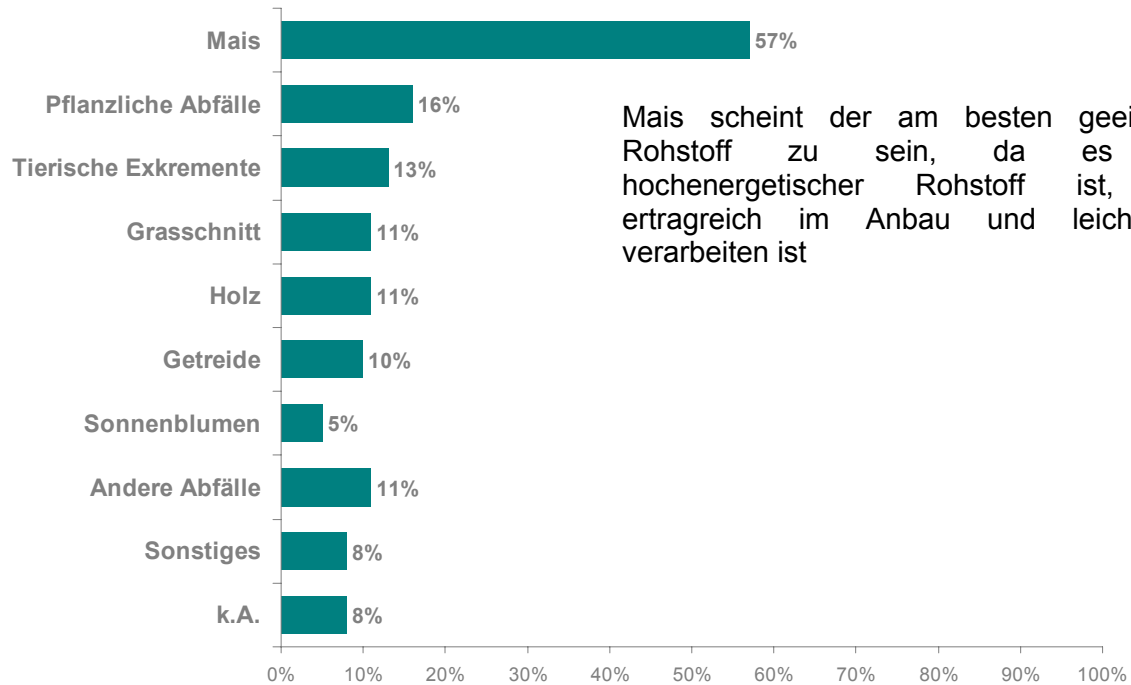
Die am besten geeigneten Rohstoffe aus Sicht der Biomasse-Anlagenbetreiber



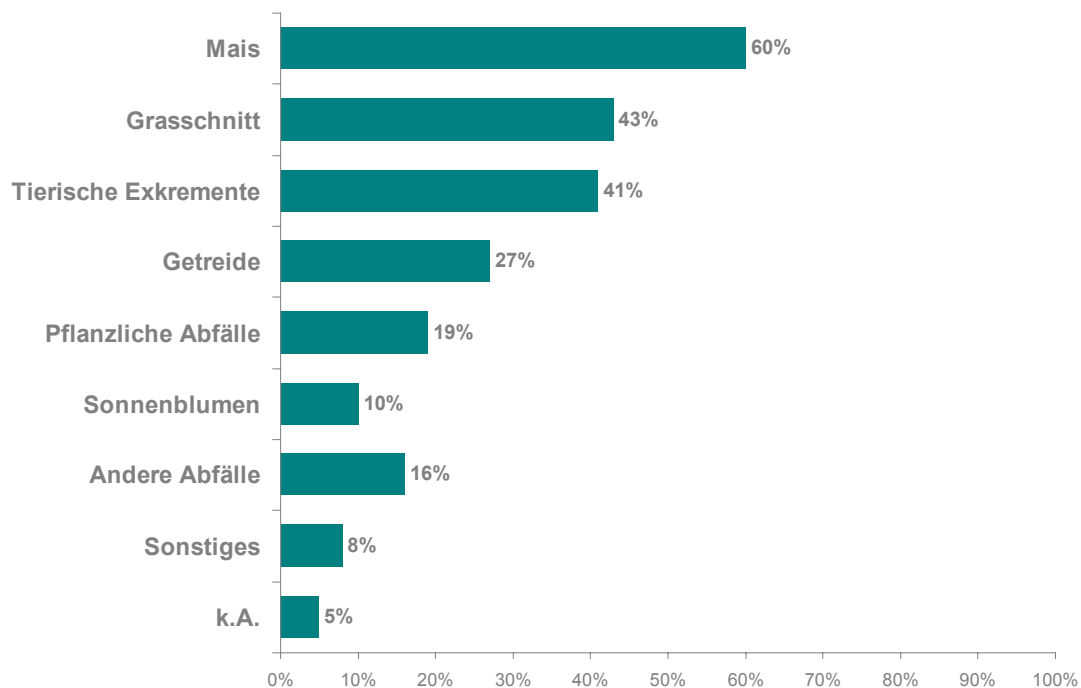
In Biomasse-Anlagen eingesetzte Rohstoffe



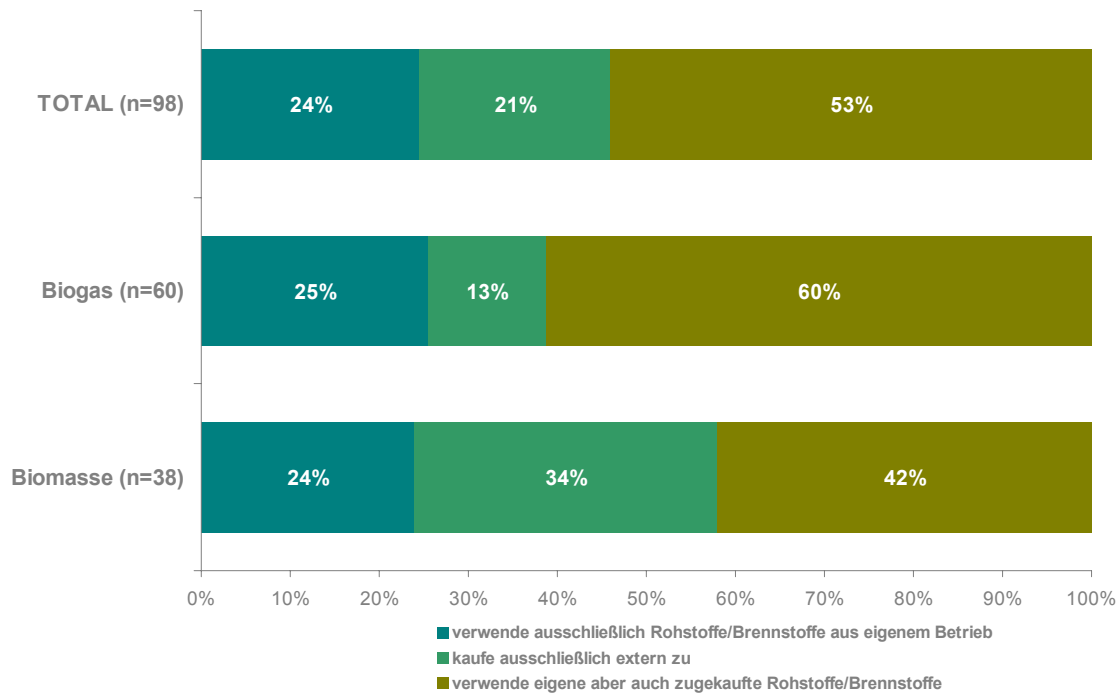
Die am besten geeigneten Rohstoffe aus Sicht der Biogas-Anlagenbetreiber



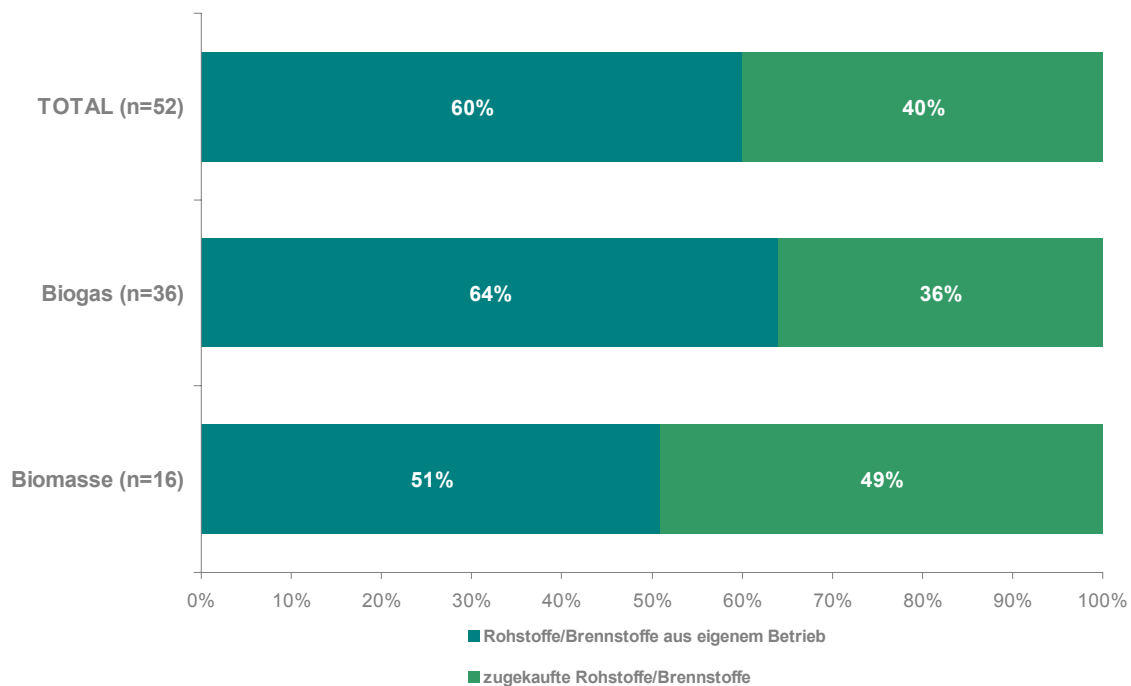
In Biogas-Anlagen eingesetzte Rohstoffe



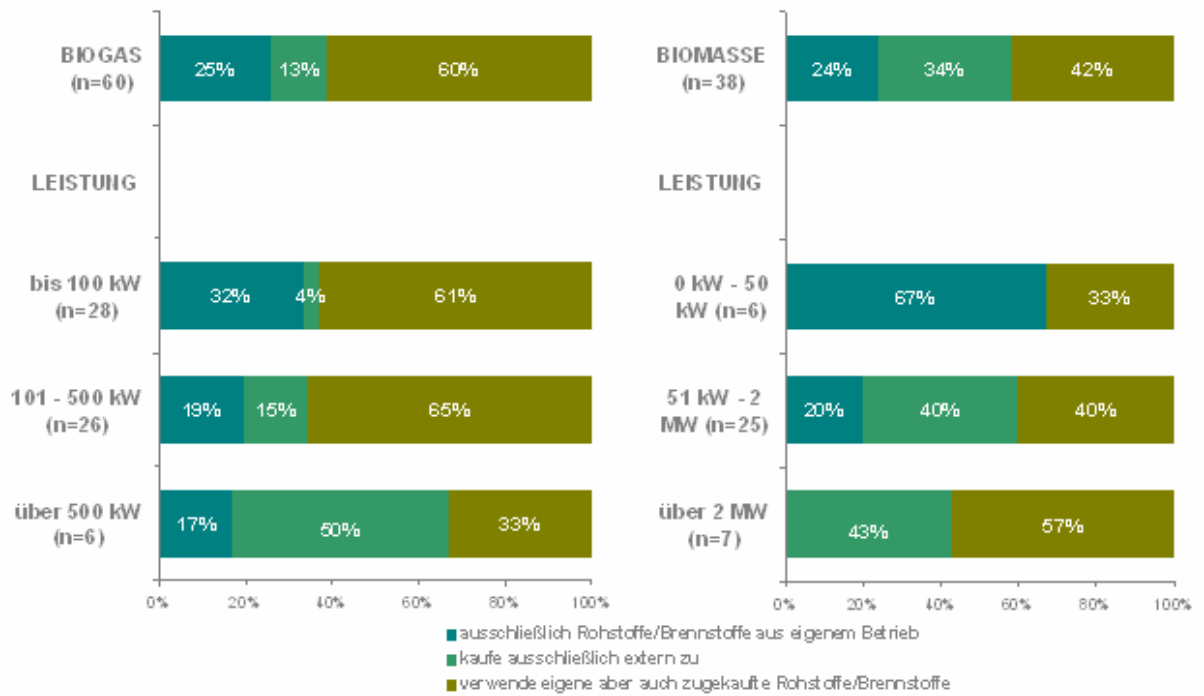
Rohstoffbezug von Biogas- und Biomasseanlagen (Eigenbezug – Fremdbezug)



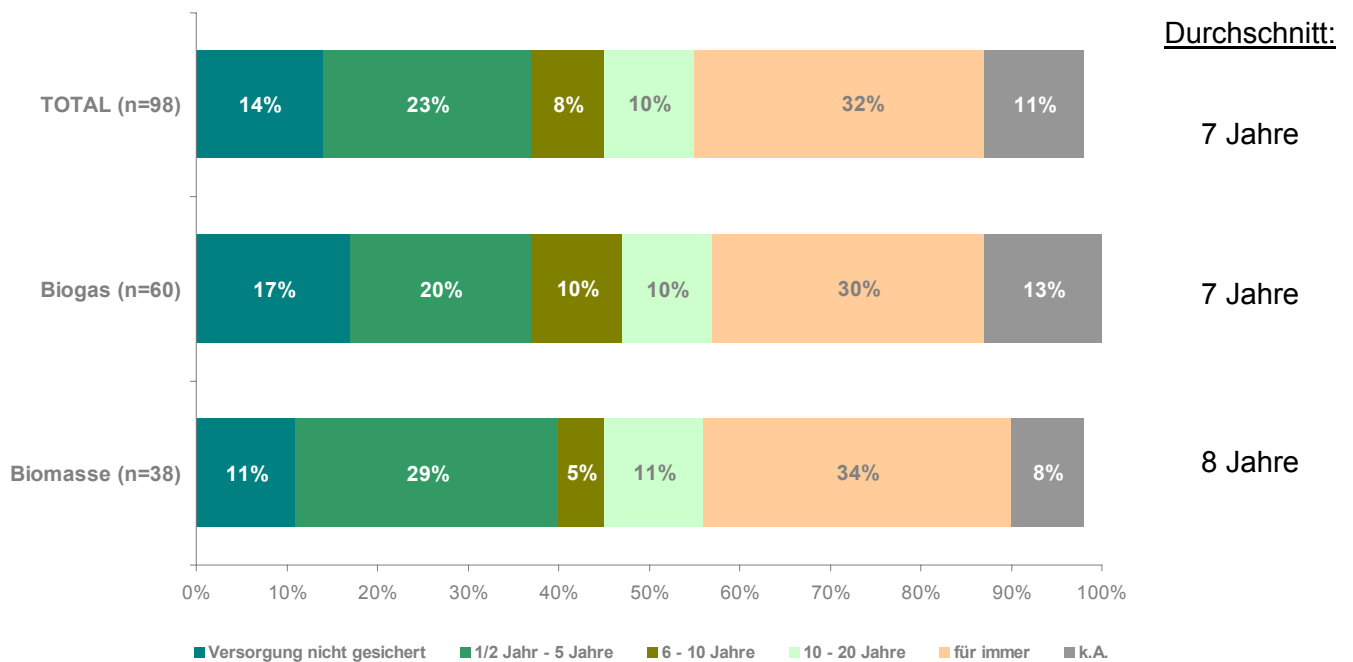
Verhältnis von Eigen- bzw. Fremdbezug von Rohstoffen von Biomasse- und Biogasanlagen, die ihre Rohstoffe sowohl aus eigener Erzeugung als auch fremd beziehen



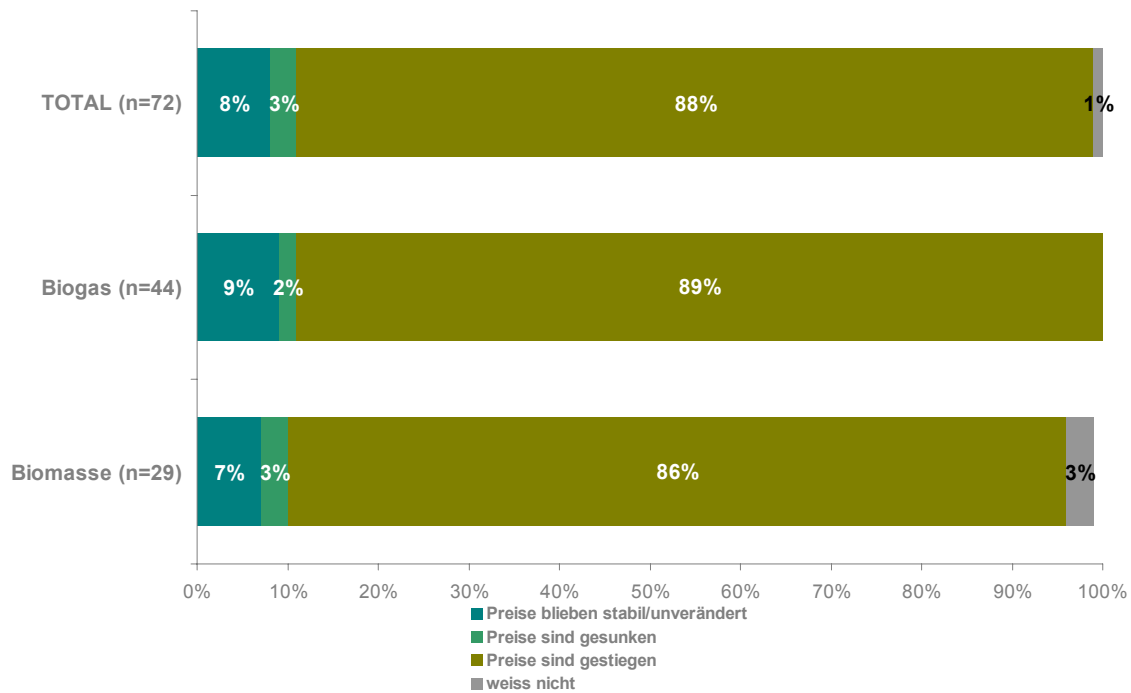
Rohstoffbezug von Biomasse- und Biogasanlagen bezogen auf die Leistung



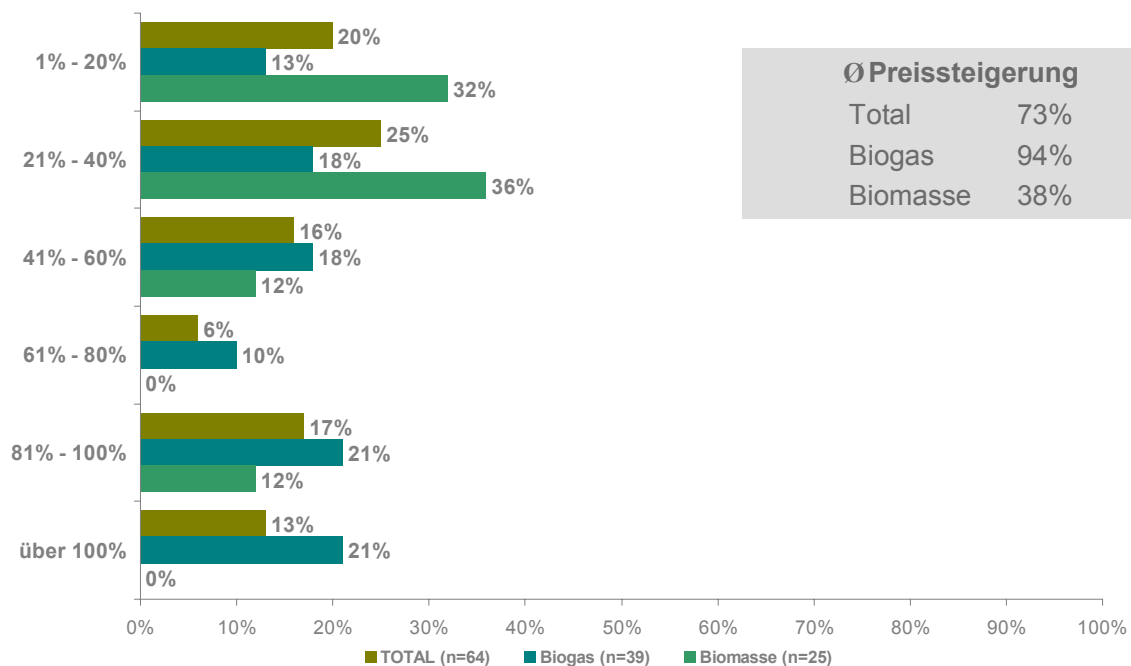
Länge der gesicherten Versorgung von Biomasse- und Biogasanlagen



Erfolgte Preissteigerungen von Biogas- und Biomasse-Anlagen

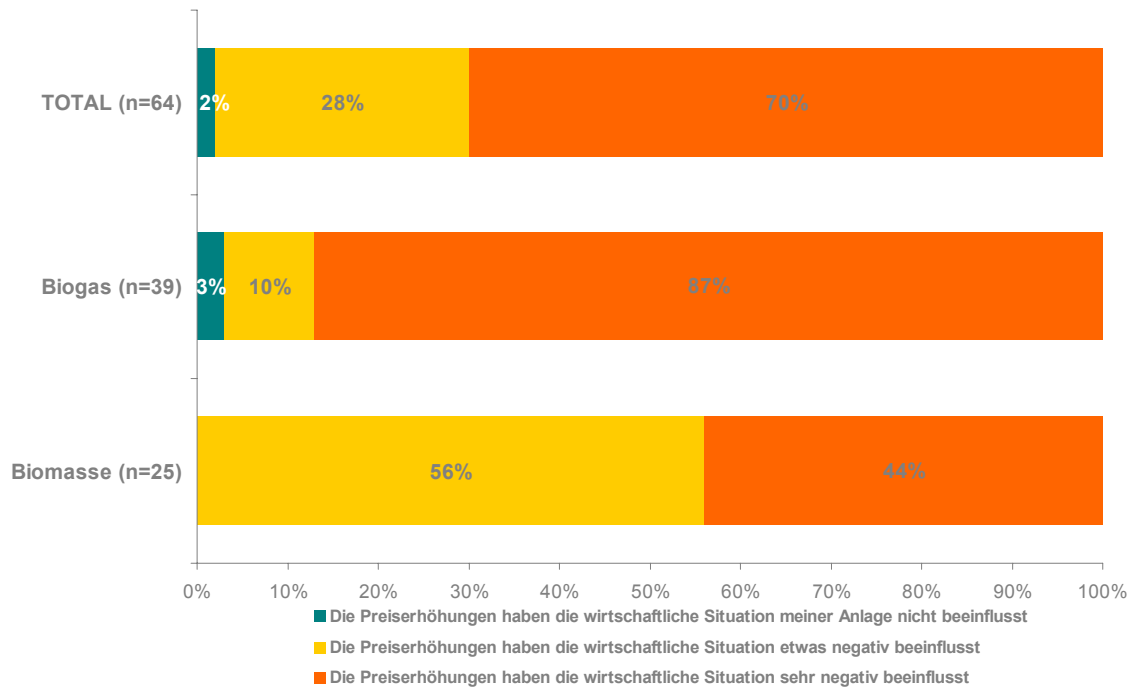


Durchschnittliche Preissteigerungen von Biomasse- und Biogasanlagen

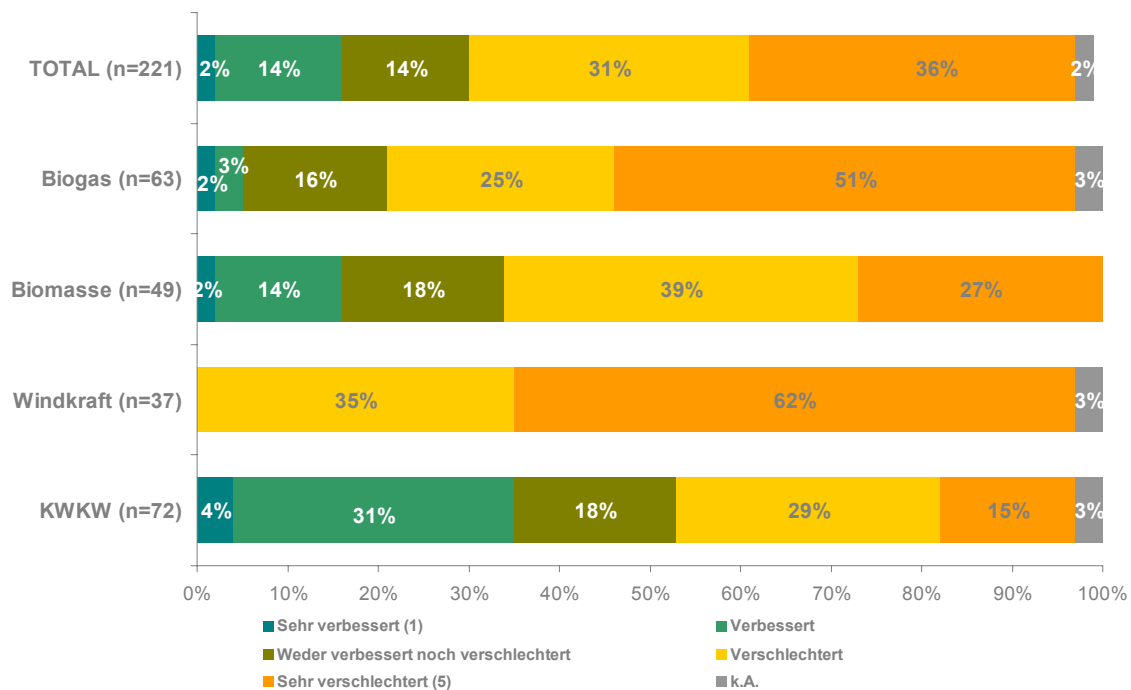


Konsequenzen der Preissteigerungen auf die wirtschaftlichen Situationen der Biomasse- und Biogasanlagen

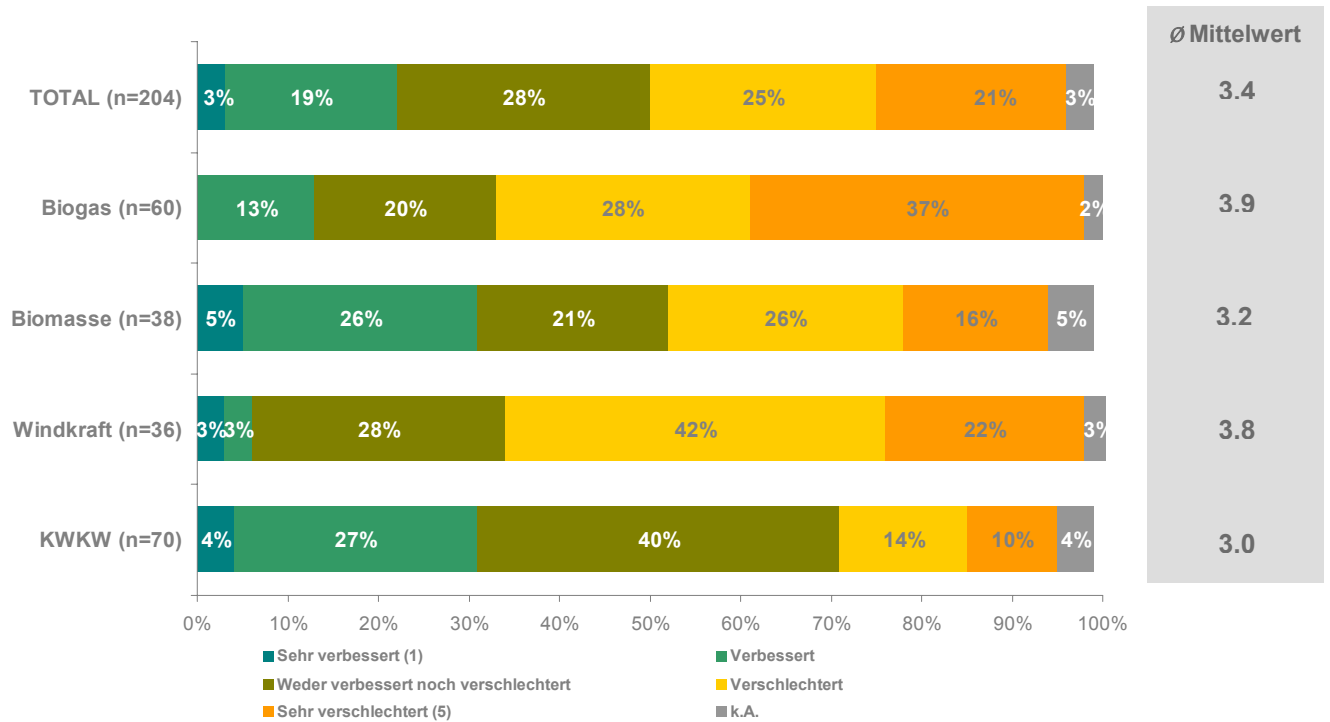
Basis: Verwendung von zugekauften Rohstoffen und Preise sind gestiegen



Entwicklung der Bedingungen für die Errichtung neuer Anlagen (alle Kategorien)

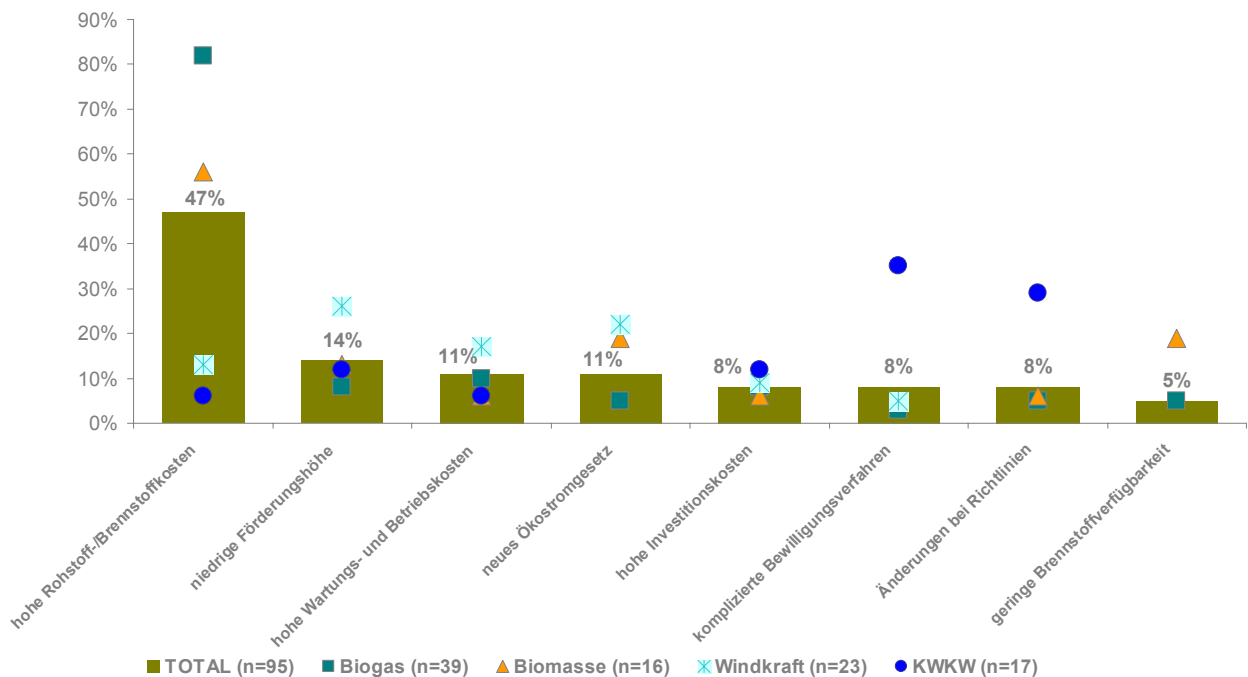


Entwicklung der Situation der eigenen Anlagen seit Inbetriebnahme (alle Kategorien)



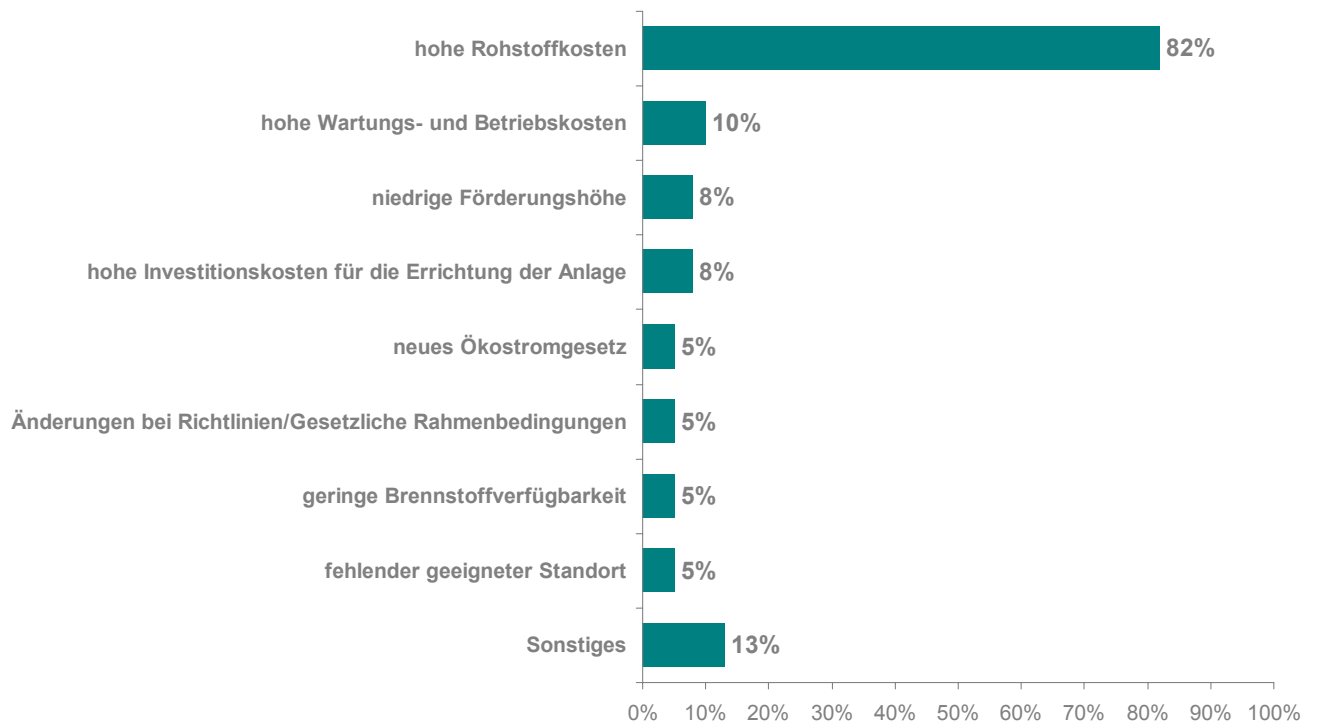
Gründe für Verschlechterungen von Anlagen

Basis: alle Anlagen, deren Situation sich verschlechtert oder sehr verschlechtert hat
offene Fragen, Mehrfachnennungen möglich



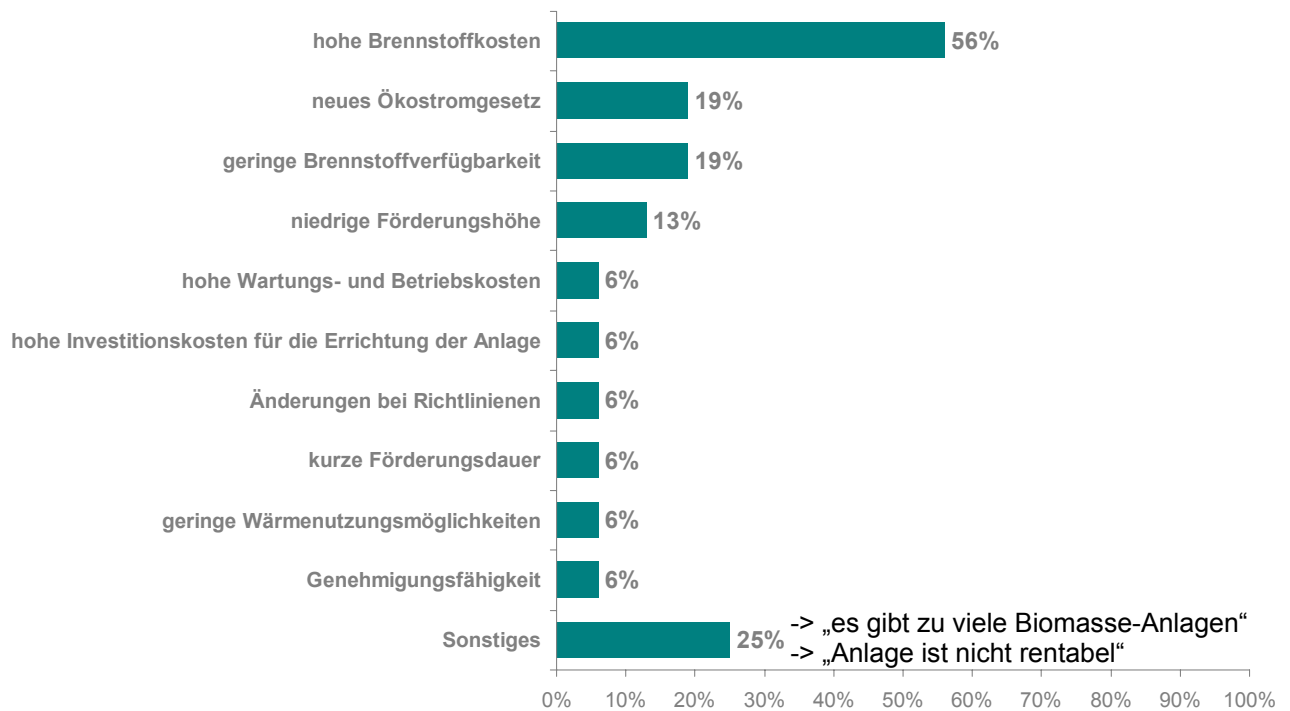
Gründe für Verschlechterungen von Biogas-Anlagen

Basis: Biogas-Anlagenbetreiber, deren Situation sich (sehr) verschlechtert hat
offene Fragen, Mehrfachnennungen möglich



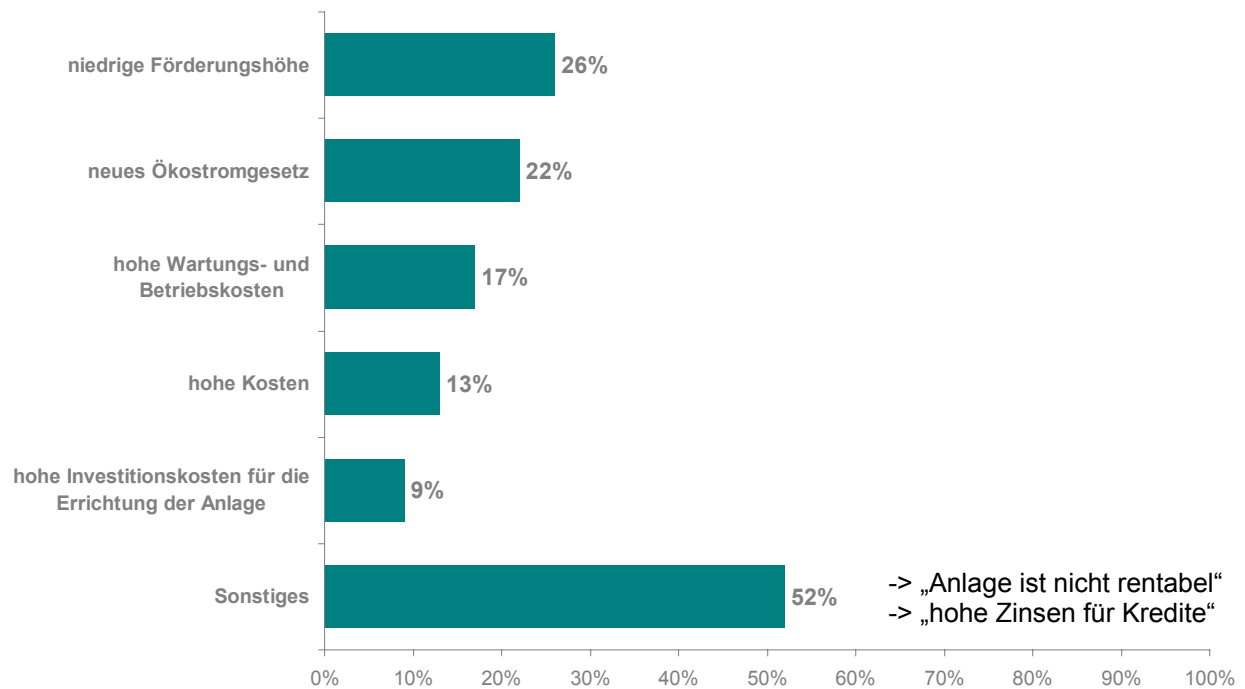
Gründe für Verschlechterungen von Biomasse-Anlagenbetreibern

Basis: Biomasse-Anlagenbetreiber, deren Situation sich (sehr) verschlechtert hat
 offene Fragen, Mehrfachnennungen möglich



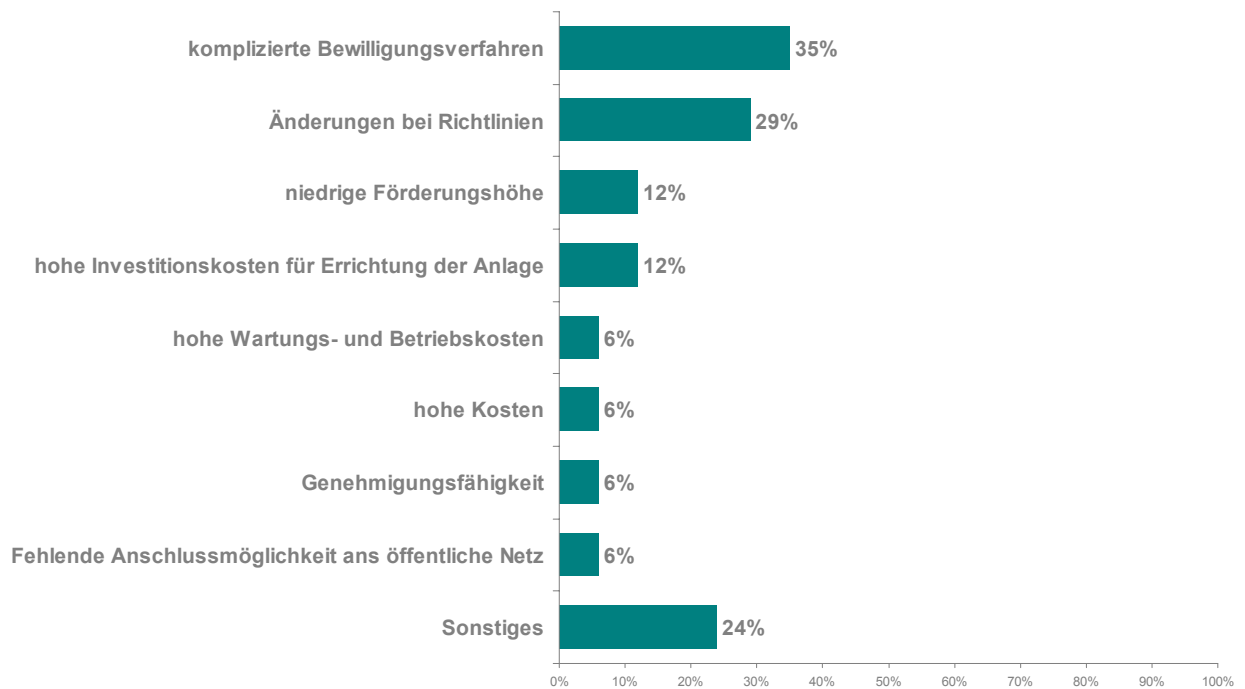
Gründe für Verschlechterungen von Windkraft-Anlagenbetreibern

Basis: Windkraft-Anlagenbetreiber, deren Situation sich (sehr) verschlechtert hat
 offene Fragen, Mehrfachnennungen möglich



Gründe für Verschlechterungen von Kleinwasserkraft-Anlagenbetreibern

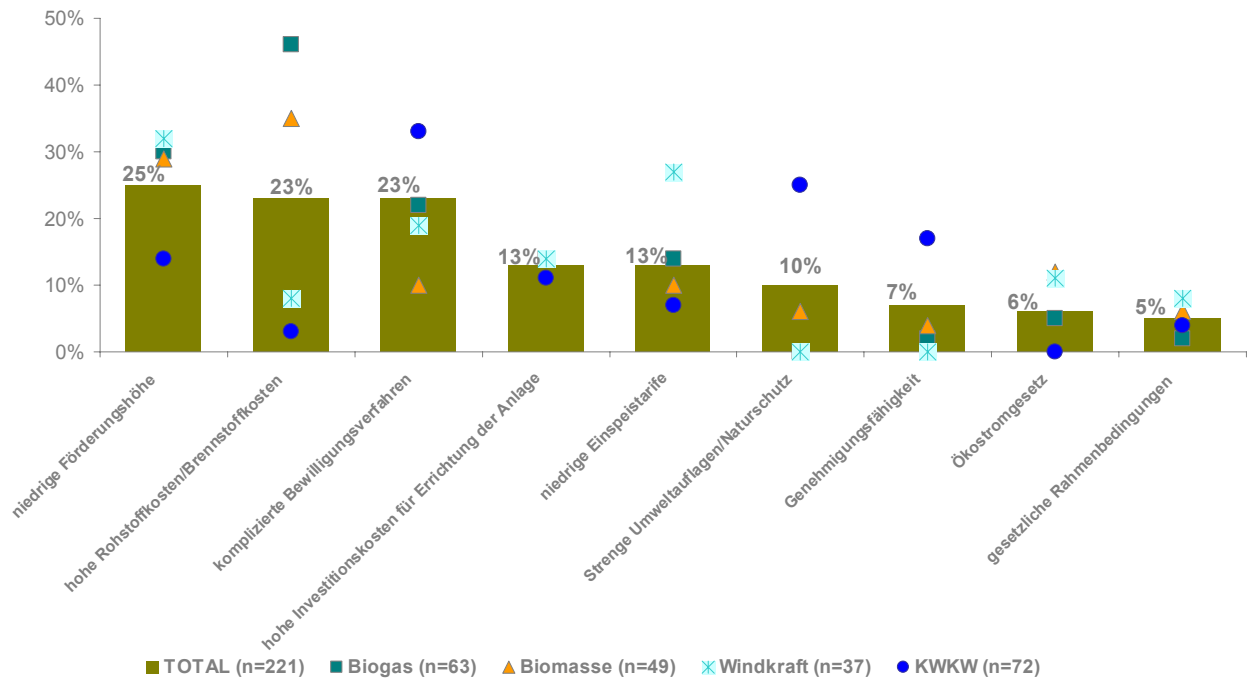
Basis: Kleinwasserkraftwerk-Anlagenbetreiber, deren Situation sich (sehr) verschlechtert hat
offene Fragen, Mehrfachnennungen möglich



Hemmnisse für die Errichtung neuer oder den Ausbau bestehender Anlagen

Basis: Alle Anlagenbetreiber

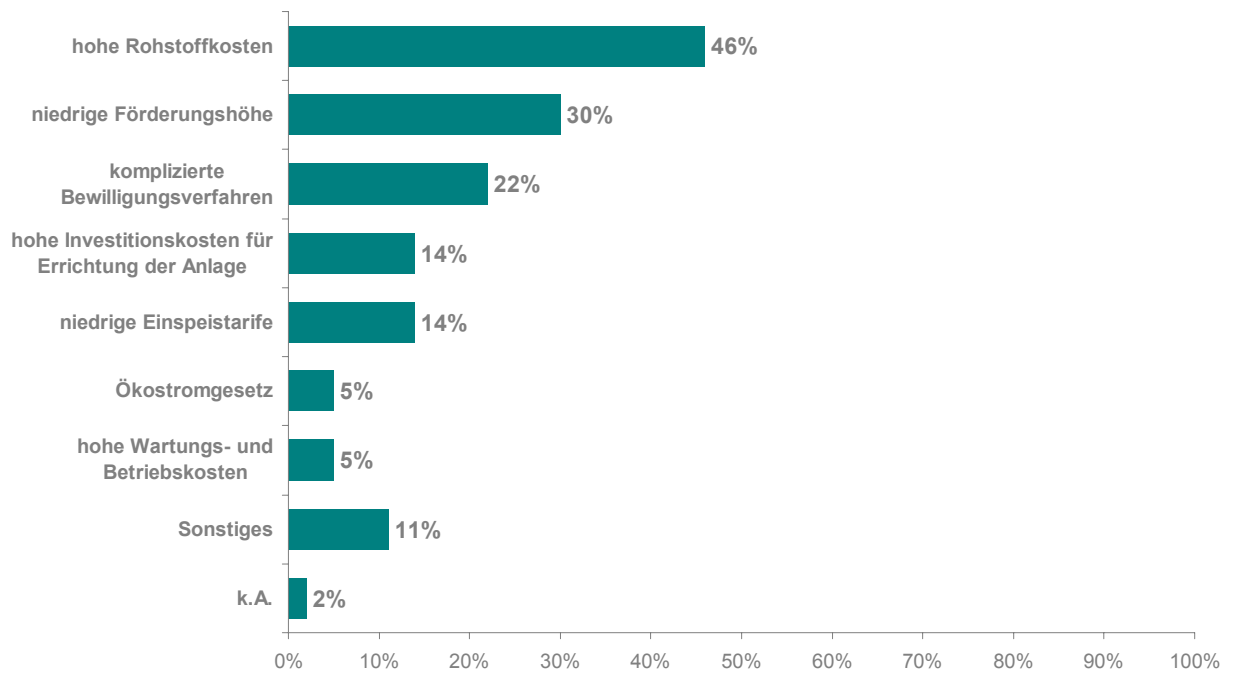
Offene Fragen, Mehrfachnennungen möglich



Hemmnisse für die Errichtung neuer oder den Ausbau bestehender Anlagen aus Sicht der Biogas-Anlagenbetreiber

Basis: Alle Biogas-Anlagenbetreiber

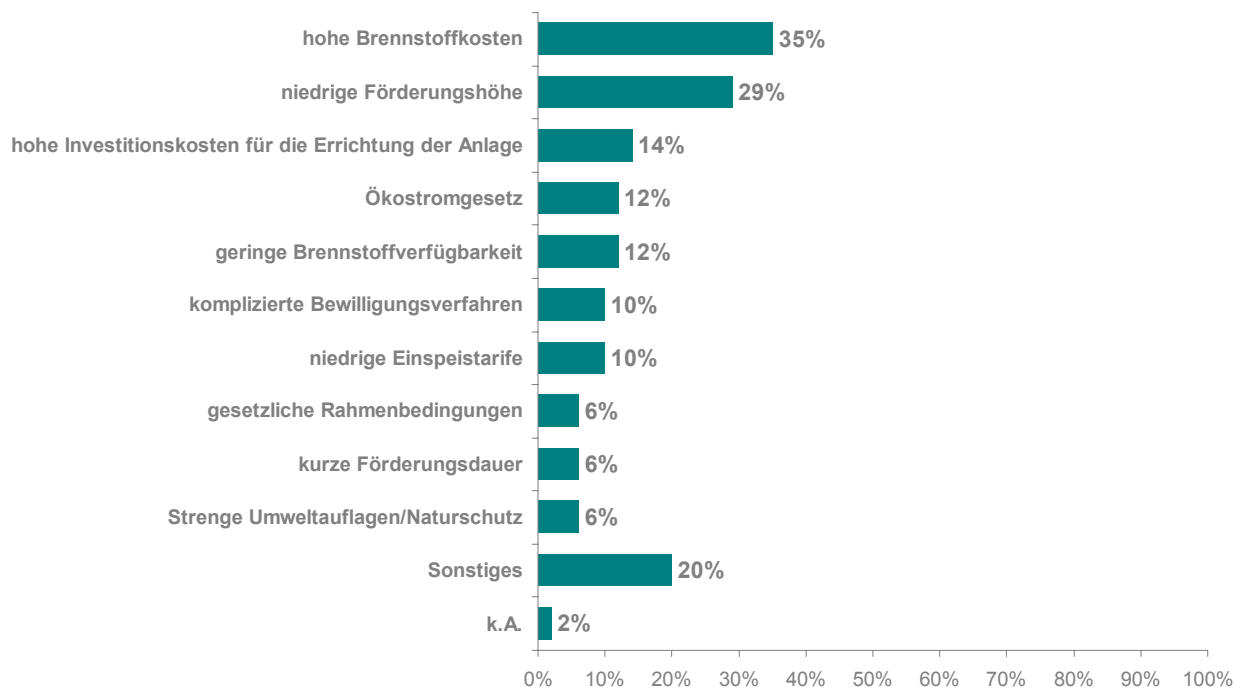
Offene Fragen, Mehrfachnennungen möglich



Hemmnisse für die Errichtung neuer oder den Ausbau bestehender Anlagen aus Sicht der Biomasse-Anlagenbetreiber

Basis: Alle Biomasse-Anlagenbetreiber

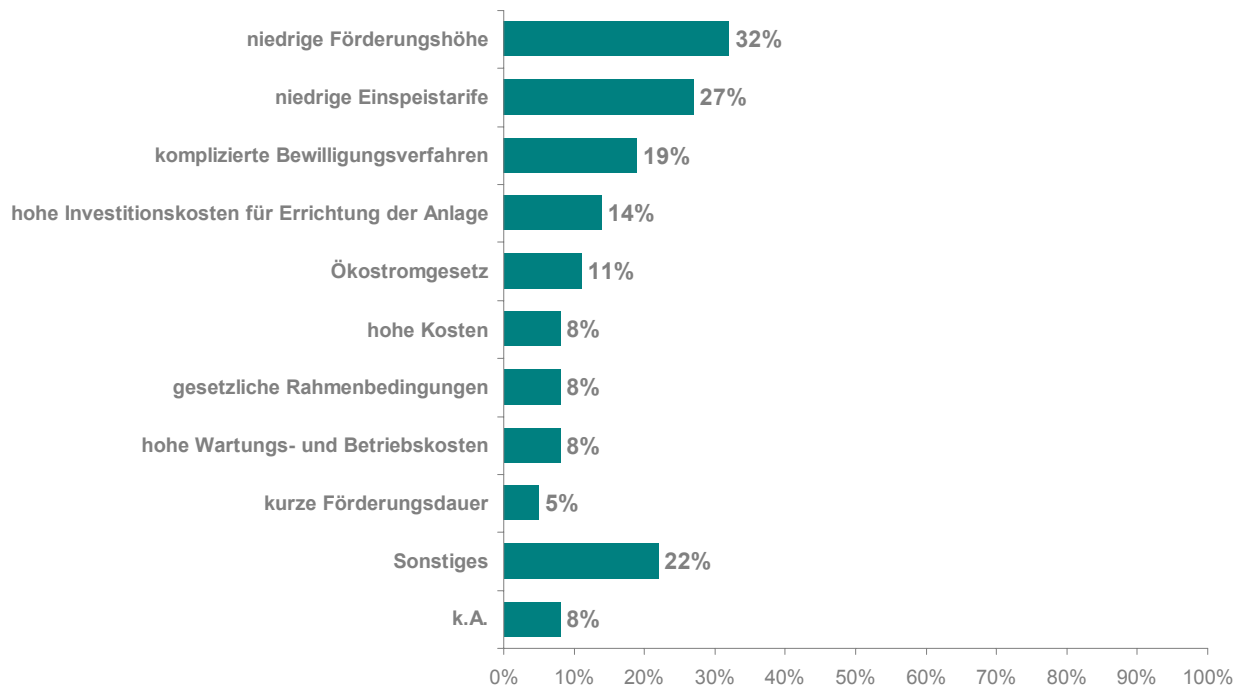
Offene Fragen, Mehrfachnennungen möglich



Hemmnisse für die Errichtung neuer oder den Ausbau bestehender Anlagen aus Sicht der Windkraft-Anlagenbetreiber

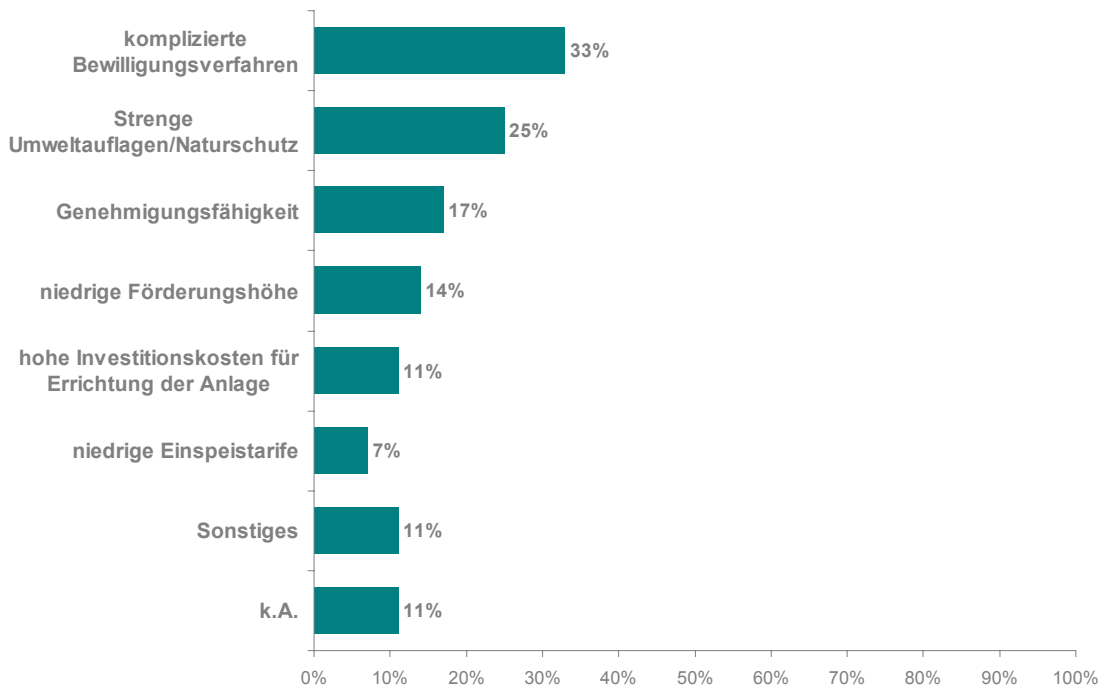
Basis: Alle Windkraft-Anlagenbetreiber

Offene Fragen, Mehrfachnennungen möglich



Hemmnisse für die Errichtung neuer oder den Ausbau bestehender Anlagen aus Sicht der Kleinwasserkraft-Anlagenbetreiber

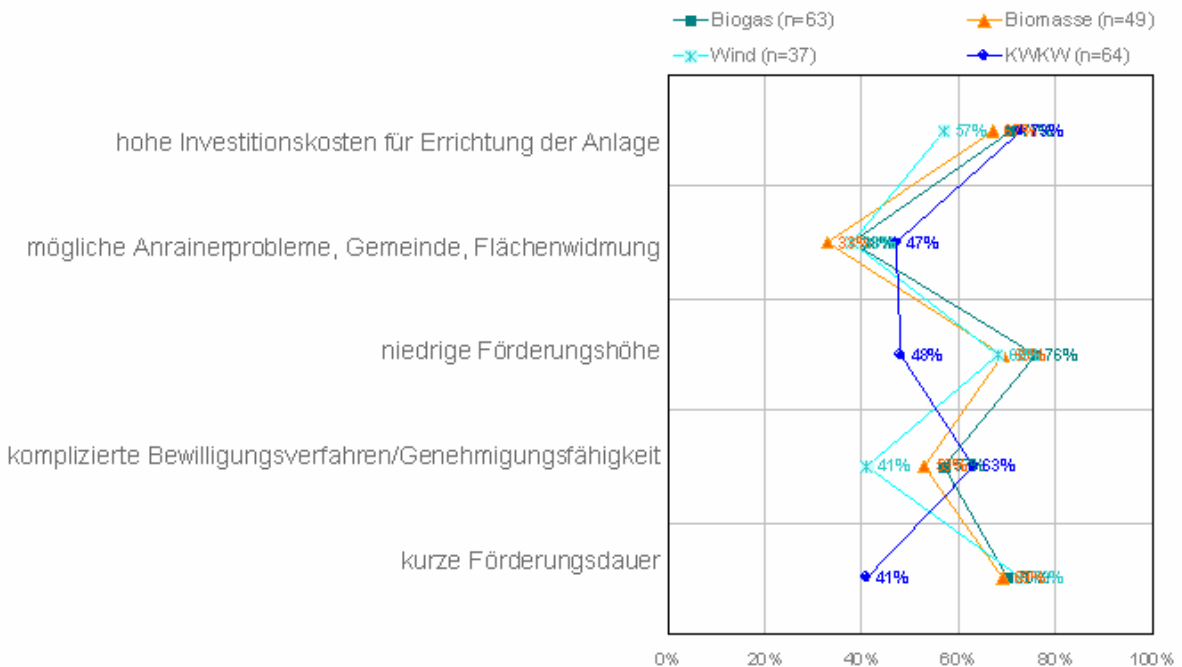
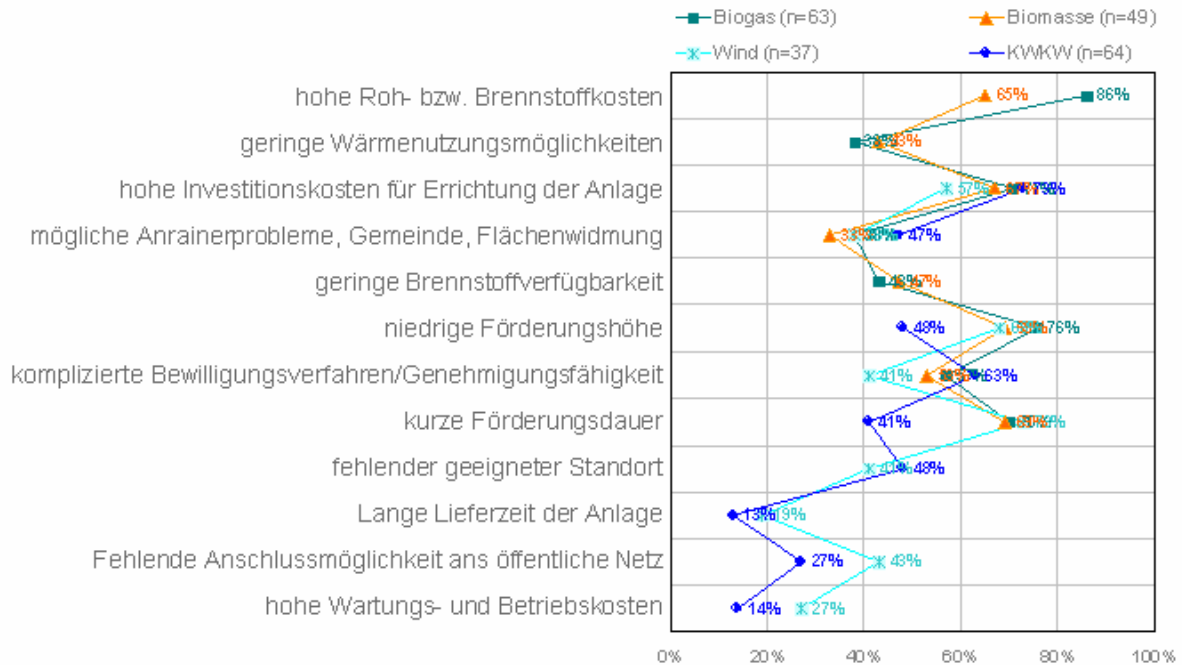
Basis: Alle Kleinwasserkraft-Anlagenbetreiber
Offene Fragen, Mehrfachnennungen möglich



Gründe, die Unternehmen von der Errichtung einer Anlage abhalten können

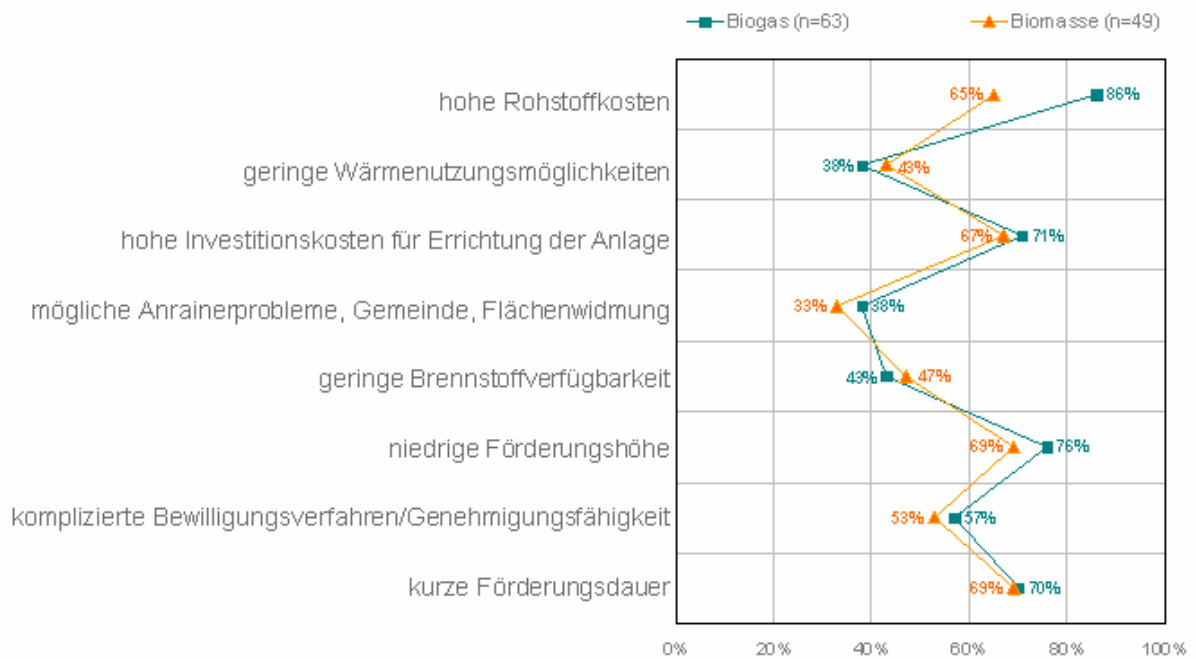
Basis: alle Anlagenbetreiber

Skala von „1=trifft sehr zu“ bis „5=trifft überhaupt nicht zu“, dargestellt Anzahl 1 und 2



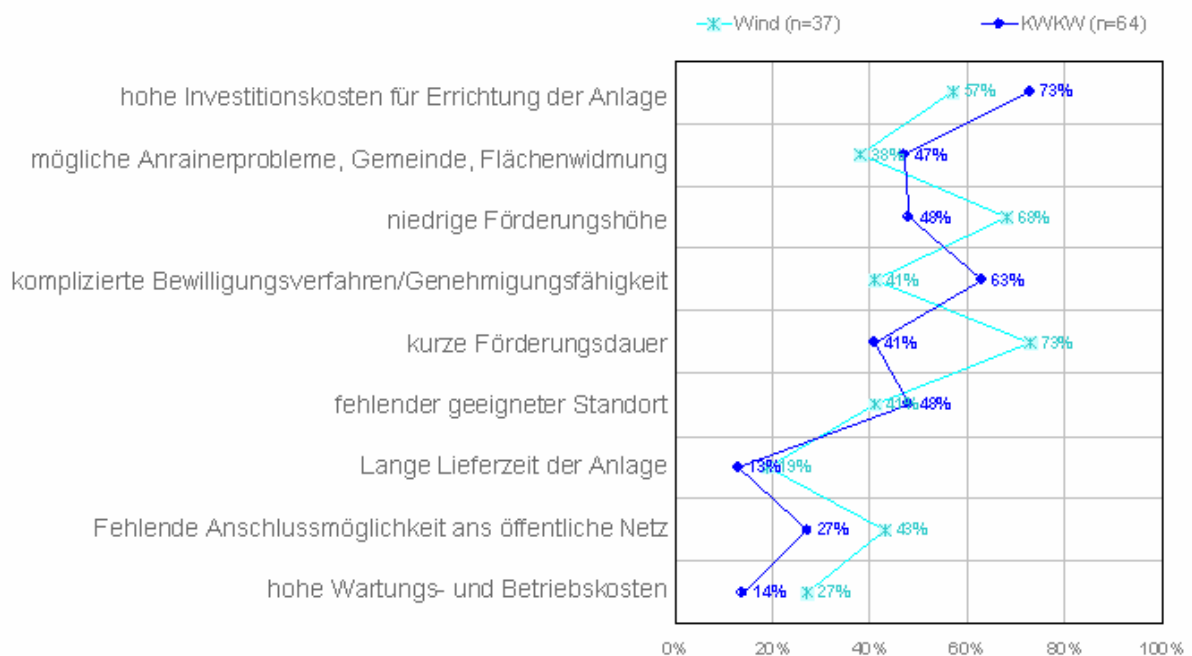
Basis: Biomasse und Biogas

Skala von „1=trifft sehr zu“ bis „5=trifft überhaupt nicht zu“, dargestellt Anzahl 1 und 2



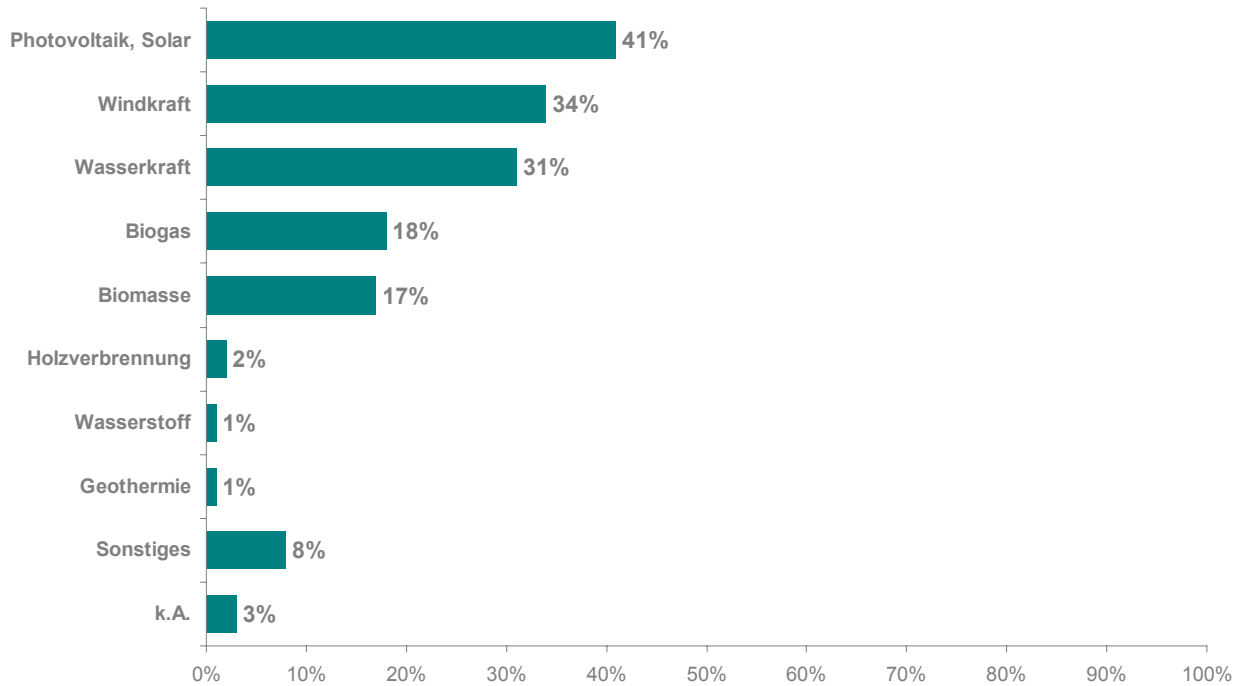
Basis: Wind- und Kleinwasserkraft

Skala von „1=trifft sehr zu“ bis „5=trifft überhaupt nicht zu“, dargestellt Anzahl 1 und 2

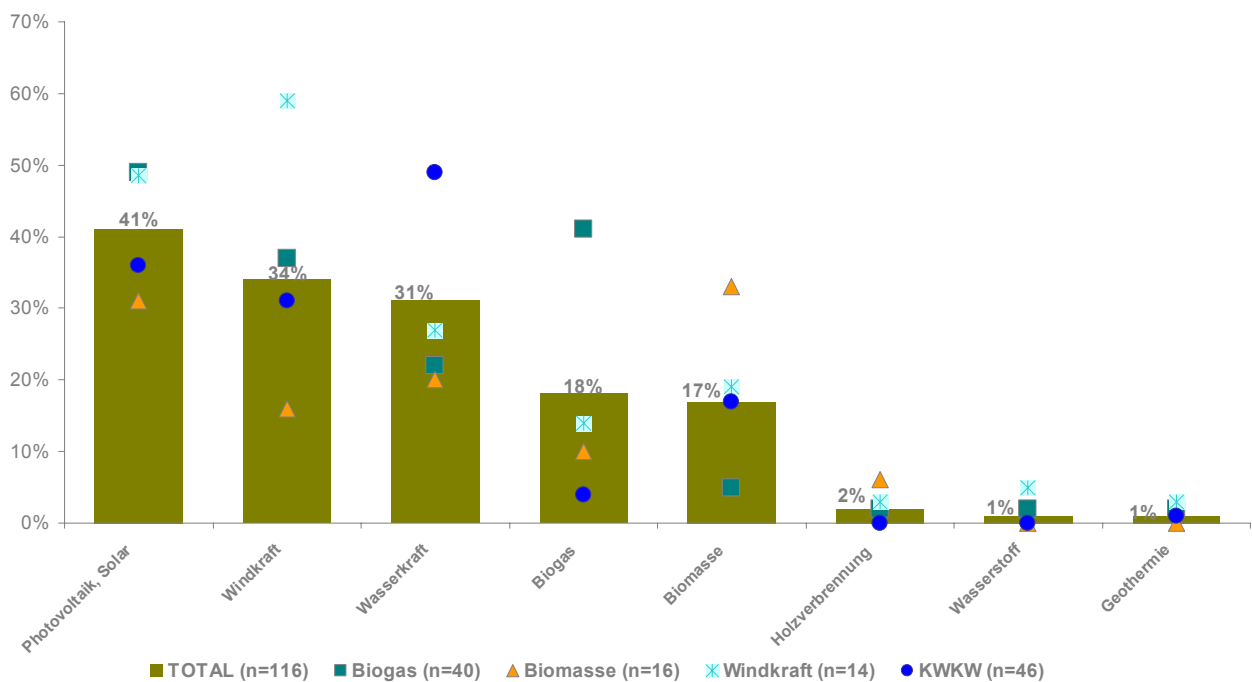


Das größte Potenzial eines weiteren Ökostrom-Ausbau aus Sicht der Ökostrom-Anlagenbetreiber

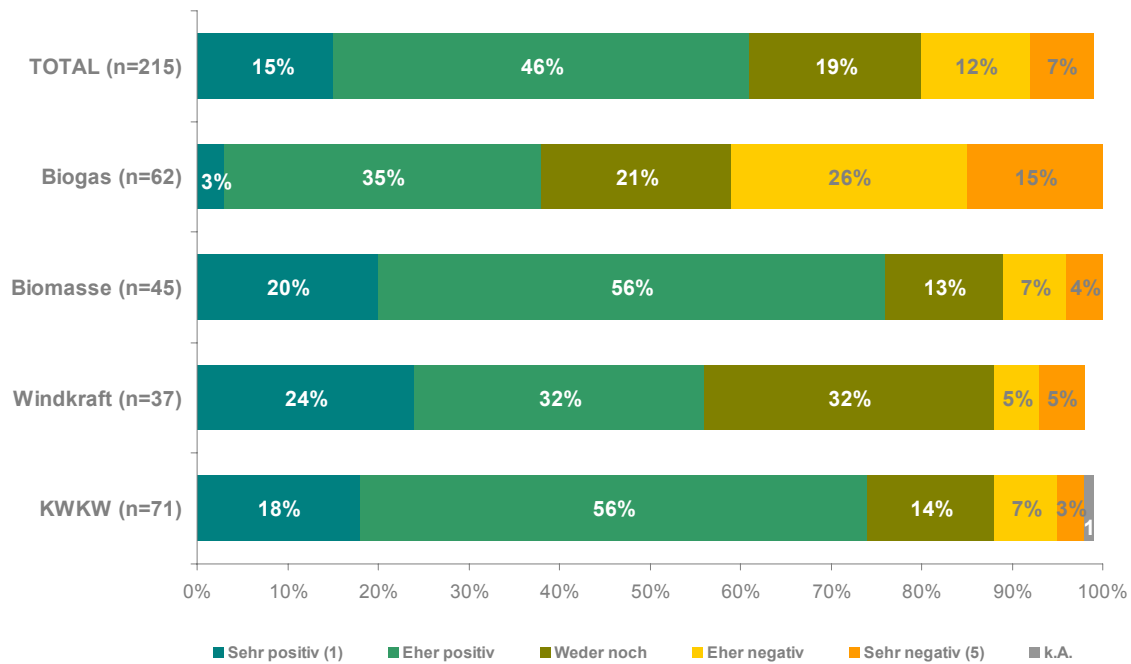
Alle Anlagen, offene Frage



Nach Technologien

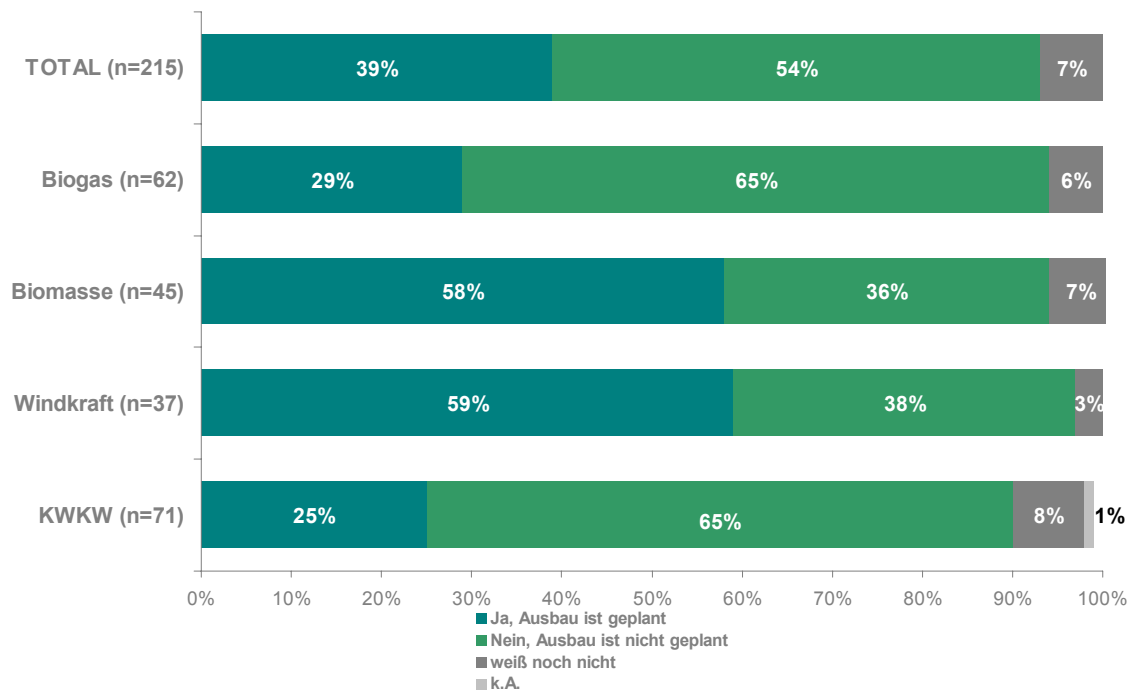


Der Blick in die Zukunft der eigenen Anlage



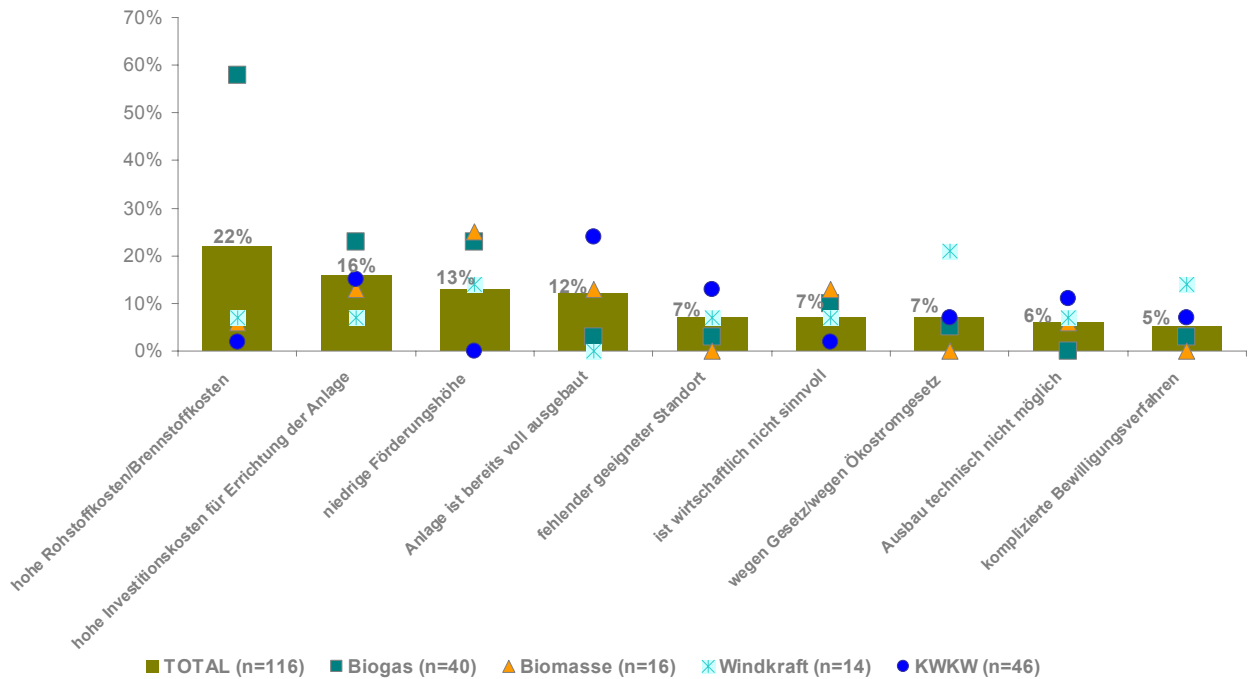
Geplanter Ausbau der eigenen Anlage nach Technologie

Anmerkung: Kleinwasserkraftwerke dieser Stichprobe wurden größtenteils bereits erweitert bzw. revitalisiert.

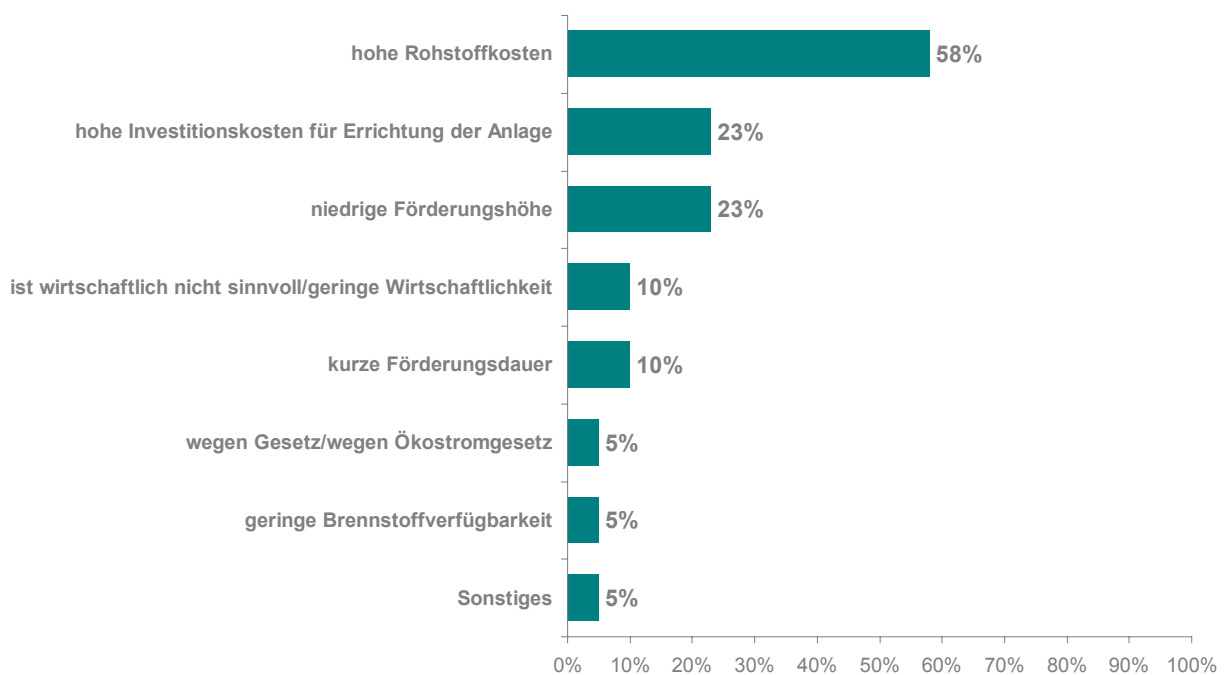


Gründe, die gegen einen weiteren Ausbau sprechen

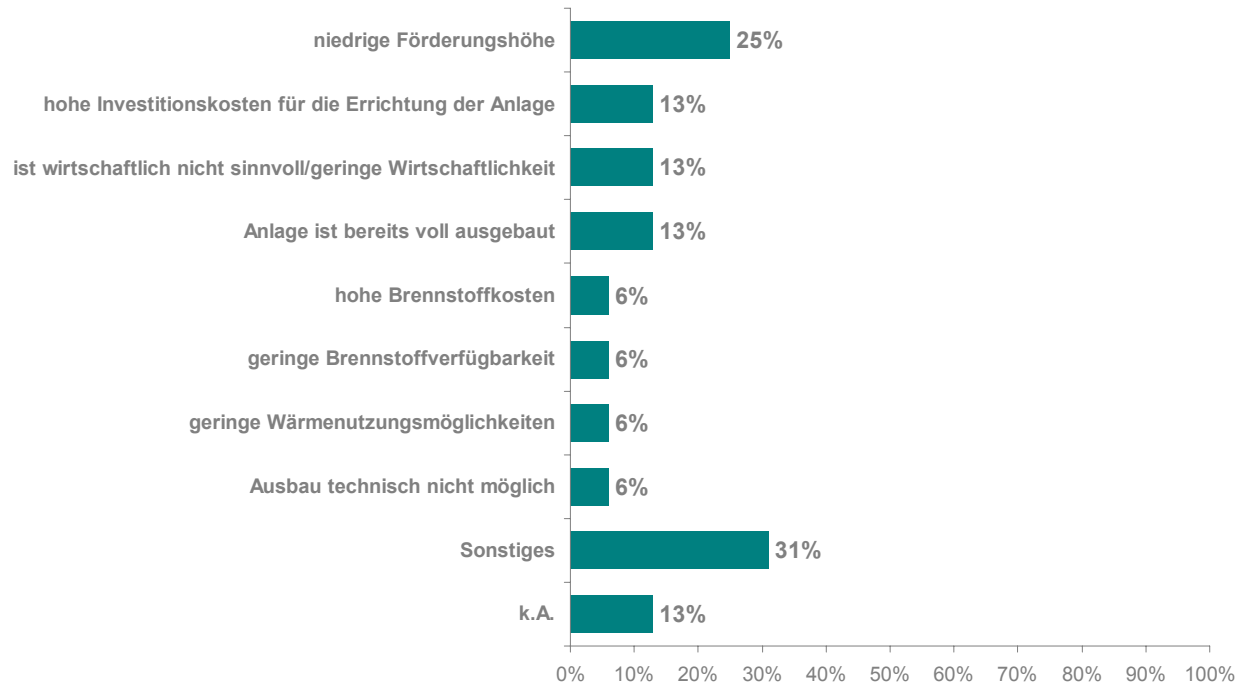
Anmerkung: Kleinwasserkraftwerke dieser Stichprobe wurden größtenteils bereits erweitert bzw. revitalisiert.



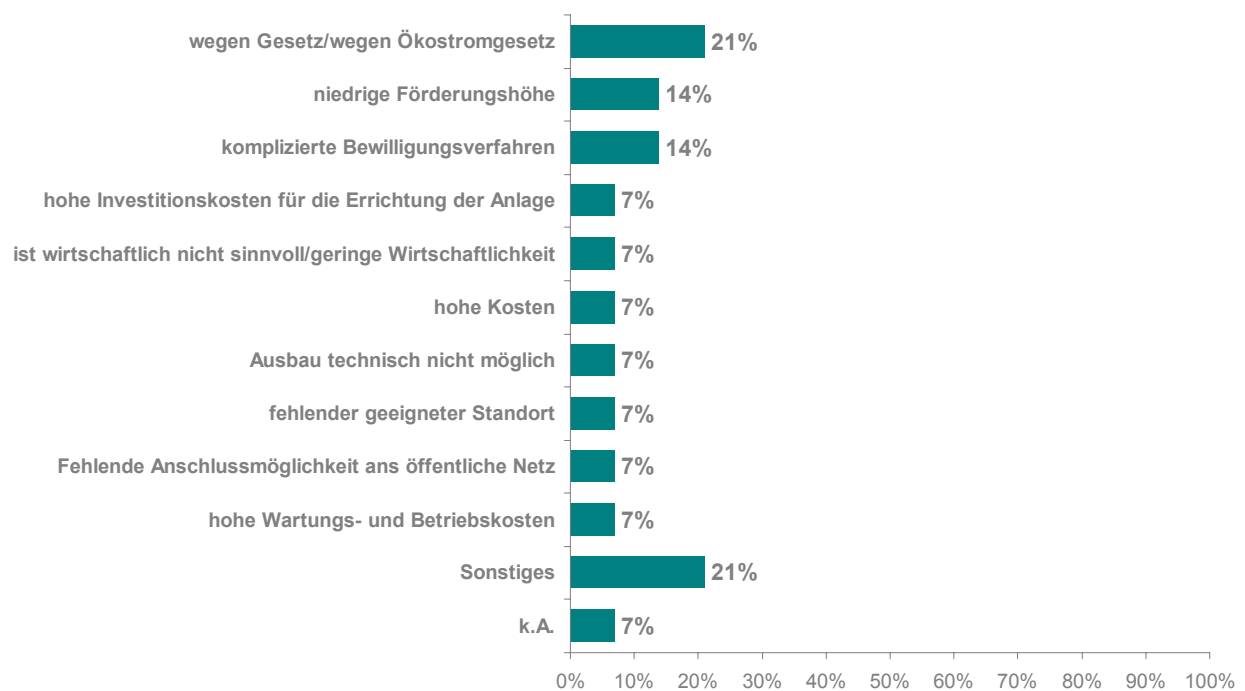
Gründe, die aus Sicht der Biogas-Anlagenbetreiber gegen einen weiteren Ausbau sprechen



Gründe, die aus Sicht der Biomasse-Anlagenbetreiber gegen einen weiteren Ausbau sprechen



Gründe, die aus Sicht der Windkraft-Anlagenbetreiber gegen einen weiteren Ausbau sprechen



Gründe, die aus Sicht der Kleinwasserkraft-Anlagenbetreiber gegen einen weiteren Ausbau sprechen

