

Bericht
über die Ökostrom-Entwicklung
und fossile Kraft-Wärme-Kopplung
in Österreich

gemäß § 25 Abs 1 Ökostromgesetz (BGBl I Nr 149/2002)
zur Vorlage beim Bundesminister für Wirtschaft und Arbeit und
beim Elektrizitätsbeirat

Juni 2005

mit Ergänzung der Halbjahresdaten 2005 im August 2005

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

Inhaltsverzeichnis

1	VORWORT	11
2	AKTUELLE ENTWICKLUNGEN	13
2.1	MENGENENTWICKLUNG	13
2.2	ENTWICKLUNG DES UNTERSTÜTZUNGSBEDARFS.....	18
3	EMPFEHLUNGEN	24
4	ENERGIEEFFIZIENZ	31
5	MARKTPREISENTWICKLUNG.....	34
6	ÖKOSTROMMENGEN UND VERGÜTUNGSVOLUMINA 2004 UND 1. HALBJAHR 2005.....	36
6.1	VERGÜTUNGSVOLUMINA.....	42
6.2	ÖKOSTROMANLAGEN IM VERTRAGSVERHÄLTNIS MIT ÖKO-BGV.....	47
7	EINSPEISETARIFENTWICKLUNG 2003 BIS 2005.....	49
8	SUBVENTIONSANTEIL AN DEN EINSPEISETARIFEN FÜR ÖKOSTROM	53
9	CO₂-REDUKTIONSKOSTEN UND CO₂-PREISENTWICKLUNG	57
10	BRENNSTOFFKOSTEN UND STROMERZEUGUNGSWIRKUNGSGRAD FÜR DEN BEREICH BIOMASSE UND BIOGAS	61
10.1	BIOMASSE-RESSOURCEN	61
10.2	BRENNSTOFFKOSTEN UND WIRKUNGSGRAD	62
11	WINDKRAFT	66
11.1	WINDRESSOURCEN IN EUROPA UND IN ÖSTERREICH.....	66
11.2	WINDKRAFTAUSBAU IN EUROPA UND IN ÖSTERREICH.....	70
11.3	WINDKRAFT UND LANDSCHAFTSSCHUTZ.....	71
11.4	WINDKRAFTAUSBAU UND NETZBELASTUNG.....	73
12	EVALUIERUNG AKTUELLER ENTWICKLUNGEN	74
12.1	AKTUALISIERUNG DER ÖKOSTROMPROGNOSEN	74
12.2	ERFORDERLICHE UNTERSTÜTZUNGSVOLUMINA	75
12.3	AUSWIRKUNGEN AUF DIE AUSLASTUNG DER ANLAGENPLANER UND ANLAGENERRICHTER	77
12.4	AUSWIRKUNGEN AUF DIE STROMVERSORGUNGSSTRUKTUR.....	78
12.5	AUSWIRKUNGEN AUF DAS NETZ- UND ENGPASSMANAGEMENT	83
13	DAS UNTERSTÜTZUNGSSYSTEM DES ÖKOSTROMGESETZES.....	86

13.1	FÖRDERBEITRÄGE UND KOSTENBELASTUNG 2003 BIS 2006.....	89
13.2	ANHEBUNG GESAMTKOSTENBELASTUNG.....	93
13.3	EINSPEISETARIFVERORDNUNG.....	94
14	AUFWENDUNGEN DER ÖKO-BILANZGRUPPENVERANTWORTLICHEN.....	96
14.1	VERGÜTUNGSVOLUMINA.....	96
14.2	AUSGLEICHSENERGIE.....	96
14.3	VERWALTUNGSKOSTEN.....	98
15	ZUSÄTZLICHE FÖRDERUNGEN FÜR ÖKOSTROM.....	99
16	VORSCHLÄGE FÜR NEUE RECHTSAKTE.....	101
16.1	ÖKOSTROMGESETZNOVELLE.....	101
16.2	VORSCHLAG FÜR EINE EINSPEISETARIFVO FÜR DIE NACH DEZEMBER 2004 GENEHMIGTE ÖKOSTROMANLAGEN.....	103
16.3	VERORDNUNG ZUR FRISTVERLÄNGERUNG DER INBETRIEBNAHMEFRIST.....	104
17	ZIELERREICHUNGSGRADE.....	105
17.1	INDIKATIVE ZIELE DER RICHTLINIE 2001/77/EG DER EUROPÄISCHEN UNION.....	106
17.2	ERREICHUNGSGRAD DER ZIELQUOTEN ÖKOSTROMGESETZ.....	109
17.2.1	<i>Basisdaten bis 2004.....</i>	<i>109</i>
17.2.2	<i>Zielerreichungsgrad Kleinwasserkraft.....</i>	<i>111</i>
17.2.3	<i>Zielerreichungsgrad „Sonstiger“ Ökostrom.....</i>	<i>111</i>
17.3	ENTWICKLUNG ZUR MARKTREIFE.....	113
18	BESCHÄFTIGUNGSEFFEKTE DURCH INVESTITION UND BETRIEB VON ÖKOSTROMANLAGEN.....	114
18.1	FALLBEISPIEL BIOMASSEANLAGE (1.900 kW).....	116
18.2	FALLBEISPIEL BIOGASANLAGE (290 kW).....	117
18.3	FALLBEISPIEL WINDKRAFTANLAGE.....	118
18.4	FALLBEISPIEL KLEINWASSERKRAFT-NEUANLAGE (5 MW).....	119
19	HERKUNFTSNACHWEISE UND STROMKENNZEICHNUNG.....	120
20	FOSSILE KRAFT-WÄRME-KOPPLUNG (KWK).....	122
20.1	RECHTLICHE RAHMENBEDINGUNGEN.....	122
20.1.1	<i>Regelungen im Ökostromgesetz.....</i>	<i>122</i>
20.1.2	<i>Fossile Kraft-Wärme-Kopplung - Zuschlagsverordnungen.....</i>	<i>123</i>
20.1.3	<i>Richtlinie 2004/8/EG - KWK-Richtlinie.....</i>	<i>123</i>
20.2	KWK-FÖRDERUNG IM JAHR 2003.....	125
20.3	KWK-FÖRDERUNG IM JAHR 2004.....	126

20.4	KWK-FÖRDERUNG IM JAHR 2005.....	127
20.5	ÜBERSICHT FOSSILE KWK IN 2003, 2004 UND 2005	127
21	ANHANG	129
21.1	ANHANG 1: ANERKANNTE ÖKOSTROMANLAGEN - STATISTISCHE AUSWERTUNGEN.....	129
21.1.1	<i>Erfassung von Anerkennungsbescheiden.....</i>	131
21.1.2	<i>Kleinwasserkraft</i>	136
21.1.3	<i>Windkraft.....</i>	149
21.1.4	<i>Biomasse fest und Abfall mit hohem biogenen Anteil</i>	152
21.1.5	<i>Biomasse gasförmig</i>	156
21.1.6	<i>Biomasse flüssig.....</i>	159
21.1.7	<i>Deponie- und Klärgas.....</i>	162
21.1.8	<i>Geothermie</i>	165
21.1.9	<i>Photovoltaik</i>	167
21.2	ANHANG 2: ÖKO-BGV DATEN - MENGEN UND VERGÜTUNGEN 1. HALBJAHR 2005	170
21.3	ANHANG 3: ÖKO-BGV DATEN - MENGEN UND VERGÜTUNGEN 2004	173
21.4	ANHANG 4: ÖKO-BGV DATEN - MENGEN UND VERGÜTUNGEN 2003	174
21.5	ANHANG 5: ÖKO-BGV DATEN: AUSGLEICHSENERGIE 2003 BIS 1. HALBJAHR 2005.....	175
21.6	ANHANG 6: KOSTENBELASTUNG DURCH VERRECHNUNGSPREIS.....	177
21.7	ANHANG 7: EINSPEISETARIFE FÜR ÖKOSTROMANLAGEN	178
21.8	ANHANG 8: INDIKATIVE ZIELWERTE DER EU-RICHTLINIE 2001/77/EG.....	181
21.9	ANHANG 9: TREIBHAUSGASBILANZ ÖSTERREICH.....	183
21.10	ANHANG 10: NATIONALER CO ₂ -ZUTEILUNGSPLAN	184

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Unterstützte Ökostrommengen 2002-2006 und unterstützte fossile Kraft-Wärme-Kopplungsmengen 2003-2005 (2005 und 2006 Prognosewerte).....	16
Abbildung 2: Unterstützte „Sonstige“ Ökostrommengen 2002-2006 im Detail (2005 und 2006 Prognosewerte)	17
Abbildung 3: Anteile an unterstütztem „Sonstigen“ Ökostrom im Vergleich zu Zielen des Ökostromgesetzes.....	18
Abbildung 4: Entwicklung der Unterstützungsvolumina für Kleinwasserkraft, „Sonstigen“ Ökostrom und fossile Kraft-Wärme-Kopplung 2003-2006 (2005 und 2006 Prognosewerte)	19
Abbildung 5: Entwicklung der Unterstützungsvolumina (Einspeisetarif zuzüglich Ausgleichsenergie abzüglich rechnerischem Marktwert) für „Sonstigen“ Ökostrom 2003-2006 (2005 und 2006 Prognosewerte)	21
Abbildung 6: Unterstützungsbedarf für „Sonstigen“ Ökostrom 2003-2007	22
Abbildung 7: Entwicklung der Durchschnittsvergütung für Teilbereiche des Ökostroms im Vergleich zum Marktpreis	23
Abbildung 8: Anteil der elektrischen Energie am gesamten energetischen Endverbrauch in Österreich...32	
Abbildung 9: Stromverbrauchsstrukturen (öffentliches Netz), Mittel der Jahre 2002-2004	33
Abbildung 10: Marktpreisentwicklung vom 1. Qu. 2003 bis inkl 3. Qu. 2005	34
Abbildung 11: Anteil unterstützter Ökostrom (exkl Wasserkraft) an der Einspeisemenge im 1. Qu. 2003.38	
Abbildung 12: Anteil unterstützter Ökostrom (exkl Wasserkraft) an der Einspeisemenge im 1. Qu. 2004.38	
Abbildung 13: Anteil unterstützter Ökostrom (exkl Wasserkraft) an der Einspeisemenge im 1. Qu. 2005.39	
Abbildung 14: Vergleich Ökostrom-Einspeisemengen 1. Qu. 2003 - 1. Qu. 2005 (relativ).....	39
Abbildung 15: Vergleich Kleinwasserkraft-Einspeisemengen 1. Qu. 2003 - 1. Qu. 2005 (relativ).....	40
Abbildung 16: Vergleich Ökostrom-Einspeisemengen 1. Qu. 2003 - 1. Qu. 2005 (absolut).....	41
Abbildung 17: Vergleich Kleinwasserkraft-Einspeisemengen 1.Qu. 2003 - 1.Qu. 2005 (absolut).....	41
Abbildung 18: Anteil am Vergütungsvolumina (exkl Wasserkraft) im 1. Qu. 2003.....	42
Abbildung 19: Anteil am Vergütungsvolumina (exkl Wasserkraft) im 1. Qu. 2004.....	43
Abbildung 20: Anteil am Vergütungsvolumina (exkl Wasserkraft) im 1. Qu. 2005.....	43
Abbildung 21: Vergleich Ökostrom-Vergütungsvolumina 1. Qu. 2003 - 1. Qu. 2005 (relativ)	44
Abbildung 22: Vergleich Kleinwasserkraft-Vergütung 1.Qu.2003 - 1.Qu.2005 (relativ).....	45
Abbildung 23: Vergleich Ökostrom-Vergütungsvolumina 1. Qu. 2003 - 1. Qu. 2005 (absolut)	46
Abbildung 24: Vergleich Kleinwasserkraft-Vergütung 1. Qu. 2003 - 1. Qu. 2005 (absolut).....	46
Abbildung 25: Entwicklung der Durchschnittsvergütung für Teilbereiche des „Sonstigen“ Ökostroms im Vergleich zum Marktpreis	49
Abbildung 26: Subventionsanteile der im Jahr 2004 durchschnittlich gewährten Einspeisetarife mit Marktpreisannahme 3,5 Cent/kWh	54
Abbildung 27: Subventionsanteile der im Jahr 2004 durchschnittlich gewährten Einspeisetarife mit Marktpreisannahme 4,0 Cent/kWh	54

Abbildung 28: Subventionsanteile der im Jahr 2004 durchschnittlich gewährten Einspeisetarife mit Marktpreisannahme 4,5 Cent/kWh	55
Abbildung 29: Subventionsanteile der im Jahr 2004 durchschnittlich gewährten Einspeisetarife mit Marktpreisannahme 6,0 Cent/kWh	56
Abbildung 30: CO ₂ -Reduktionskosten (Annahme für Ökostrom: Durchschnittliche Einspeisetarife 2004, Marktpreis 4,5 Cent/kWh, Emissionsfaktor fossile Stromerzeugung 0,34 t CO ₂ /MWh bis 0,5 t CO ₂ /MWh).....	59
Abbildung 31: CO ₂ (EU-ETS 2005) - Preisentwicklung 03.10.2003 bis 05.08.2005.....	60
Abbildung 32: CO ₂ (EU-ETS 2005, 2006, 2007) - Preisentwicklung 03.10.2003 bis 05.08.2005.....	60
Abbildung 33: Brennstoffkosten (Richtwerte) pro kWh Heizwert (Hu) für Biomasse (Waldhackgut), Biogas (aus Mais) und Erdgas.....	63
Abbildung 34: Elektrische Nettowirkungsgrade für Biomasse, Biogas und Erdgas	64
Abbildung 35: Brennstoffkosten (Richtwerte) pro kWh Stromerzeugung für Biomasse (Waldhackgut), Biogas (aus Mais) und Erdgas.....	65
Abbildung 36: Windressourcen in Europa, durchschnittliche Windgeschwindigkeiten in 80 Meter Höhe ..	66
Abbildung 37: Windressourcen in Europa, durchschnittliche Windgeschwindigkeiten in 50 (45) Meter Höhe	68
Abbildung 38: Windressourcen in Europa, durchschnittliche Windgeschwindigkeiten Off-Shore in 10 bis 200 Meter Höhe	69
Abbildung 39: Installierte Windkraftleistungen in Europa in MW im Vergleich zu Österreich, Stand 31.12.2004	71
Abbildung 40: Landschaftsauswirkung des Windkraftausbaus – Beispiel 1	72
Abbildung 41: Landschaftsauswirkung des Windkraftausbaus – Beispiel 2	72
Abbildung 42: Erforderliche Unterstützungsvolumina für „Sonstigen“ Ökostrom 2005 bis 2020 für die bis Jahresende anerkannte Ökostromanlagen (Preisbasis 2007).....	77
Abbildung 43: Einfluss des Verbrauchswachstums und der Wasserrahmenrichtlinie auf den Ökostromanteil - Prognose bis 2015	82
Abbildung 44: Gemäß Ökostromgesetz unterstützte Strommengen als Anteil an der Gesamtversorgung über öffentliche Netze	83
Abbildung 45: Windkraftausbau 2003 bis 2005, Auswirkungen auf die drei kritischen 220-kV-Nord- Süd-Leitungen (Genehmigungsstatus Ende 2004 ist zwischen Szenario 211 und 221)	84
Abbildung 46: Zuteilung des Ökostroms	87
Abbildung 47: Finanzierung des Ökostromsystems.....	88
Abbildung 48: Entwicklung der Förderbeiträge für „Sonstigen“ Ökostrom.....	92
Abbildung 49: Einspeisetarife gemäß VO BGBl II Nr 508/2002 im Vergleich zum Marktpreis (4,785 Cent/kWh veröffentlicht gem § 20 Ökostromgesetz für das 3. Qu. 2005).....	95
Abbildung 50: Erforderliche Unterstützungsvolumina für „Sonstigen“ Ökostrom 2005 bis 2022 (Preisbasis 2007) mit Gesetzesnovellenvorschlag „plus € 17 Mio/Jahr“ für zusätzliche neue Anlagen jedes Jahr	102

Abbildung 51: Anteile „Sonstiger“ Ökostrom im Vergleich zu den Zielquoten des Ökostromgesetzes – Prognoseaktualisierung nach dem Genehmigungsboom zu Jahresende 2004.....	112
Abbildung 52: Entwicklung anerkannter Ökostromanlagen vom 4. Qu. 2001 bis inkl 1. Qu. 2005.....	133
Abbildung 53: Kleinwasserkraft – Leistungssummen für unverändert bestehende, revitalisierte (unvollständig) und neue Kleinwasserkraftanlagen per Ende des 1. Qu. 2005	136
Abbildung 54: Anerkannte bestehende Kleinwasserkraft-Anlagen (Altanlagen) nach Bundesländern per Ende des 1. Qu. 2005.....	138
Abbildung 55: Anerkannte bestehende Kleinwasserkraft-Anlagen (Altanlagen) per Ende des 1. Qu. 2005 im Größenvergleich	139
Abbildung 56: Entwicklung anerkannter neuer Kleinwasserkraft-Anlagen von Juli 2003 bis inkl März 2005	140
Abbildung 57: Anerkannte neue Kleinwasserkraft-Anlagen per Ende des 1. Qu. 2005 im Größenvergleich	141
Abbildung 58: Entwicklung anerkannter neuer Kleinwasserkraft-Anlagen aus Revitalisierung (> 50 %) von Juli 2003 bis inkl März 2005	142
Abbildung 59: Anerkannte neue Kleinwasserkraft-Anlagen aus Revitalisierung (> 50 %) per Ende des 1. Qu. 2005 im Größenvergleich.....	143
Abbildung 60: Entwicklung anerkannter revitalisierter Kleinwasserkraft-Anlagen (Revitalisierung > 15 %) von Juli 2003 bis inkl März 2005	144
Abbildung 61: Anerkannte revitalisierte Kleinwasserkraft-Anlagen (Revitalisierung > 15 %) per Ende des 1. Qu. 2005 im Größenvergleich.....	145
Abbildung 62: Entwicklung der Kleinwasserkraft-Anlagen 2003 bis 2005 (gefördert und in Betrieb vs anerkannt).....	146
Abbildung 63: Entwicklung anerkannter Windkraft-Anlagen vom 4. Qu. 2001 - inkl 1. Qu. 2005.....	149
Abbildung 64: Anerkannte Windkraftanlagen(Parks) per Ende des 1. Qu. 2005 im Größenvergleich	150
Abbildung 65: Entwicklung der Windkraft-Anlagen 2003 bis 2005 (gefördert und in Betrieb vs anerkannt)	151
Abbildung 66: Geschätzte Windkraftentwicklung bis 2007	151
Abbildung 67: Entwicklung anerkannter Biomasse fest-Anlagen (inkl Abfall mhbA) vom 4. Qu. 2001 bis inkl 1. Qu. 2005.....	153
Abbildung 68: Anerkannte Biomasse fest-Anlagen (inkl Abfall mhbA) per Ende des 1. Qu. 2005 im Größenvergleich	154
Abbildung 69: Entwicklung der Biomasse fest-Anlagen (inkl Abfall mhbA) 2003 bis 2005 (gefördert und in Betrieb vs anerkannt).....	156
Abbildung 70: Entwicklung anerkannter Biogas-Anlagen vom 4. Qu. 2001 bis inkl 1. Qu. 2005.....	157
Abbildung 71: Anerkannte Biogas-Anlagen per Ende des 1. Qu. 2005 im Größenvergleich	158
Abbildung 72: Entwicklung der Biogas-Anlagen 2003 bis 2005 (gefördert und in Betrieb vs anerkannt).	159
Abbildung 73: Entwicklung anerkannter Biomasse flüssig-Anlagen vom 4. Qu. 2001 bis inkl 1. Qu. 2005	160

Abbildung 74: Anerkannte Biomasse flüssig-Anlagen per Ende des 1. Qu. 2005 im Größenvergleich ...	161
Abbildung 75: Entwicklung der Biomasse-flüssig Anlagen 2003 bis 2005 (gefördert und in Betrieb vs anerkannt).....	162
Abbildung 76: Entwicklung anerkannter Deponie- und Klärgas-Anlagen vom 4. Qu. 2001 bis inkl 1. Qu. 2005	163
Abbildung 77: Anerkannte Deponie- und Klärgasanlagen per Ende des 1. Qu. 2005 im Größenvergleich	164
Abbildung 78: Entwicklung der Deponie- und Klärgasanlagen 2003 bis 2005 (gefördert und in Betrieb vs anerkannt)	165
Abbildung 79: Entwicklung anerkannter Geothermie-Anlagen vom 4. Qu. 2001 - inkl 1. Qu. 2005	166
Abbildung 80: Entwicklung der Geothermie-Anlagen 2003 bis 2005 (gefördert und in Betrieb vs anerkannt).....	166
Abbildung 81: Entwicklung anerkannter Photovoltaik-Anlagen vom 4. Qu. 2001 - inkl 1. Qu. 2005	167
Abbildung 82: Anerkannte Photovoltaik-Anlagen per Ende des 1. Qu. 2005 im Größenvergleich.....	168
Abbildung 83: Entwicklung der Photovoltaik-Anlagen 2003 bis 2005 (gefördert und in Betrieb vs anerkannt).....	169
Abbildung 84: EU-25 Ziele für den Anteil an erneuerbarem Strom gemäß Richtlinie 2001/77/EG	182

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Vergleich anerkannte Ökostromanlagen und Ökostromanlagen im Vertragsverhältnis mit Öko-BGV.....	13
Tabelle 2: Anzahl an Ökostromanlagen-Anerkennungsbescheide mit Bescheiddatum ab 1.1.2005 und erforderlichen Genehmigungen bis zum 31.12.2004	15
Tabelle 3: Unterstützte Ökostrommengen 2002-2006 (2005 und 2006 Prognosewerte)	15
Tabelle 4: Entwicklung der Unterstützungsvolumina 2003-2006 (2005 und 2006 Prognosewerte)	19
Tabelle 5: Entwicklung der Unterstützungsvolumina für „Sonstigen Ökostrom“ 2003 bis 2006 im Detail ..	20
Tabelle 6: Versorgung über öffentliches Stromnetz in Österreich 2000-2004, inklusive Netzverluste und inklusive Kraftwerkseigenverbrauch, exklusive ÖBB 16 2/3 Hz Netz	31
Tabelle 7: Eingespeiste und vergütete Ökostrommengen im Jahr 2004	36
Tabelle 8: Eingespeiste und vergütete Ökostrommengen im 1. Halbjahr 2005 sowie Vergleich zum 1. Halbjahr 2004	37
Tabelle 9: Geförderte Ökostromanlagen per 31.12.2003 und per 31.12.2004	47
Tabelle 10: Berechnung der CO ₂ -Reduktionskosten	58
Tabelle 11: Versorgung über öffentliches Stromnetz inklusive Netzverluste und inklusive Kraftwerkseigenverbrauch, exklusive ÖBB 16 2/3 Hz Netz sowie Gesamt-Stromversorgung in Österreich 2000 bis 2004.....	79
Tabelle 12: Entwicklung der Förderbeiträge und Kostenbelastung für „Sonstigen“ Ökostrom von 2003 - 2006	91
Tabelle 13: Entwicklung der Förderbeiträge und Kostenbelastung für Kleinwasserkraft von 2003 - 2006	91
Tabelle 14: Entwicklung der Zuschläge für fossile Kraft-Wärme-Kopplung von 2003 - 2006 (2006 Prognose)	92
Tabelle 15: Entwicklung der Gesamtbelastung durch „Sonstigen“ Ökostrom (mittlerer Förderbeitrag), Kleinwasserkraft und Kraft-Wärme-Kopplung von 2003 - 2006	93
Tabelle 16: Entwicklung der jährlichen Belastung für die Stromkunden von 2003 bis 2006	93
Tabelle 17: Ausgleichsenergieaufwendungen im Jahr 2004.....	97
Tabelle 18: Ausgleichsenergieaufwendungen im 1. Halbjahr 2005	97
Tabelle 19: Ökostromförderung in den Bundesländern	99
Tabelle 20: Zielerreichungsgrad des indikativen Zielwertes der Richtlinie 2001/77/EG	108
Tabelle 21: Eingespeiste und vergütete Ökostrommengen im Jahr 2004	110
Tabelle 22: Fallbeispiele zu Beschäftigungseffekten, Überblick über die Annahmen.....	115
Tabelle 23: Fallbeispiele – Beschäftigungseffekte und Einkommensentzugseffekte	116
Tabelle 24: Fallbeispiele – Subvention pro Arbeitsplatzjahr (Nettoeffekt)	116
Tabelle 25: KWK-Zuschläge 2003 für 2010	123
Tabelle 26: Vergleich Unterstützte fossile KWK-Energie 2003, 2004 und 2005 in GWh.....	127
Tabelle 27: Vergleich fossile KWK-Fördermittel 2003, 2004 und 2005 in Mio €.....	128

Tabelle 28: Entwicklung anerkannter „Sonstiger Ökostromanlagen“ lt Bescheid-Datenbank in Zahlen...	130
Tabelle 29: Vergleich anerkannte Ökostromanlagen und geförderte, in Betrieb befindliche Anlagen	134
Tabelle 30: Anzahl an Ökostromanlagen-Anerkennungsbescheide mit Bescheiddatum ab 1.1.2005 und erforderlichen Genehmigungen bis zum 31.12.2004	135
Tabelle 31: Anerkannte bestehende Kleinwasserkraft-Anlagen per Ende des 1. Qu. 2005.....	138
Tabelle 32: Anerkannte neue Kleinwasserkraft-Anlagen per Ende des 1. Qu. 2005.....	141
Tabelle 33: Anerkannte neue Kleinwasserkraft-Anlagen aus Revitalisierung (> 50 %) per Ende des 1. Qu. 2005	143
Tabelle 34: Anerkannte revitalisierte Kleinwasserkraft-Anlagen (Revitalisierung > 15 %) per Ende des 1. Qu. 2005	144
Tabelle 35: Anerkannte Windkraft-Anlagen per Ende des 1. Qu. 2005	150
Tabelle 36: Anerkannte Biomasse fest-Anlagen (inkl Abfall mhbA) per Ende des 1. Qu. 2005	153
Tabelle 37: Anerkannte Biomasse fest-Anlagen (inkl Abfall mhbA) per Ende des 1. Qu. 2005 nach Einspeisetarifklassen	155
Tabelle 38: Anerkannte Biogas-Anlagen per Ende des 1. Qu. 2005	157
Tabelle 39: Anerkannte Biogas-Anlagen per Ende des 1. Qu. 2005 nach Einspeisetarifklassen	158
Tabelle 40: Anerkannte Biomasse flüssig-Anlagen per Ende des 1. Qu. 2005	160
Tabelle 41: Anerkannte Biomasse flüssig-Anlagen per Ende des 1. Qu. 2005 nach Einspeisetarifklassen	161
Tabelle 42: Anerkannte Deponie- und Klärgasanlagen per Ende des 1. Qu. 2005	163
Tabelle 43: Anerkannte Photovoltaik-Anlagen per Ende des 1. Qu. 2005.....	168
Tabelle 44: Einspeisemengen für Ökostrom in GWh im 1. Halbjahr 2005.....	170
Tabelle 45: Vergütungsvolumina für Ökostrom in € im 1. Halbjahr 2005.....	170
Tabelle 46: Durchschnittsvergütung für Ökostrom in Cent/kWh im 1. Halbjahr 2005.....	171
Tabelle 47: Ökostrom-Einspeisemengen und -Vergütungen laut Öko-BGV im 1. Halbjahr 2005	172
Tabelle 48: Ökostrom-Einspeisemengen und -Vergütungen laut Öko-BGV im Jahr 2004	173
Tabelle 49: Ökostrom-Einspeisemengen und -Vergütungen laut Öko-BGV im Jahr 2003.....	174
Tabelle 50: Öko-Ausgleichsenergie nach Öko-BGV im 1. Halbjahr 2005.....	175
Tabelle 51: Öko-Ausgleichsenergie für Gesamt-Österreich im 1. Halbjahr 2005	175
Tabelle 52: Öko-Ausgleichsenergie nach Öko-BGV im Jahr 2004	175
Tabelle 53: Öko-Ausgleichsenergie für Gesamt-Österreich im Jahr 2004.....	176
Tabelle 54: Öko-Ausgleichsenergie nach Öko-BGV im Jahr 2003	176
Tabelle 55: Öko-Ausgleichsenergie für Gesamt-Österreich im Jahr 2003.....	176
Tabelle 56: Kostenbelastung durch den Verrechnungspreis	177
Tabelle 57: Übersicht über die Einspeisetarife laut EinspeisetarifVO BGBl II Nr. 508/2002	179
Tabelle 58: Referenzwerte und indikative Zielwerte für Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien in der EU-25 gemäß EU-Richtlinie 2001/77/EG	181
Tabelle 59: Treibhausgasbilanz Österreich 1990, 2003, Zielwerte 2010.....	183
Tabelle 60: Nationaler CO ₂ -Zuteilungsplan für Österreich 2005-2007 gemäß. § 11 EZG	188

1 Vorwort

Der vorliegende Bericht zur Entwicklung von Ökostrom und fossiler Kraft-Wärme-Kopplung in Österreich wurde gemäß § 25 Abs 1 Ökostromgesetz (BGBl I Nr 149/2002) erstellt, der als begleitende Kontrolle eine jährliche Berichterstellung durch die Energie-Control GmbH zur Vorlage beim Bundesminister für Wirtschaft und Arbeit und beim Elektrizitätsbeirat vorschreibt.

§ 25 Abs 1 Ökostromgesetz bestimmt folgendes:

„Die Energie-Control GmbH hat dem Bundesminister für Wirtschaft und Arbeit sowie dem Elektrizitätsbeirat jährlich spätestens Ende Juni einen Bericht vorzulegen, in dem analysiert wird, inwieweit die Ziele des Gesetzes erreicht wurden und welche Veränderungen im Vergleich zu den Vorjahren erfolgt sind. Im Bericht können Vorschläge zur Verbesserung oder Adaptierung der Fördermechanismen und sonstiger Regelungen dieses Gesetzes enthalten sein. Überdies soll der Bericht die Mengen sowie die Aufwendungen für elektrische Energie aus anerkannten Anlagen auf Basis von Sonne, Erdwärme, Wind, Wellen- und Gezeitenenergie, Biomasse, Abfall mit hohem biogenen Anteil, Deponiegas, Klärgas und Biogas (Ökostromanlagen sowie Hybrid- und Mischfeuerungsanlagen) beinhalten.“

Ergänzend zu den Vorgaben des Ökostromgesetzes hat das Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit mit Schreiben vom 04.03.2005 (ECG PE-Nr 2052) aufgrund des zu Jahresende 2004 beobachteten Genehmigungsbooms neuer Ökostromanlagen um die Evaluierung folgender Daten und Fakten ersucht:

- Aktualisierung der Ökostromprognosen im Hinblick auf die bis zum Ende des Jahres 2004 erfolgten Anlagengenehmigungen, insbesondere damit zusammenhängende und zu erwartende Erzeugungsmengen an Ökostrom,
- Auswirkungen auf die Erreichung der Ziele des Ökostromgesetzes,
- Abschätzung der für die Förderung der bestehenden bzw noch zu erwartenden Ökostromanlagen erforderlichen Geldmittel und Auswirkungen auf die Auftragslage der Anlagenplaner und Errichter von Ökostromanlagen,

- Darstellung der Auswirkungen auf die Stromversorgungsstruktur, insbesondere auf Netz- und Engpassmanagement.

Diese Punkte wurden daher ebenfalls in den vorliegenden Bericht aufgenommen.

Ergänzend wird auf das Gutachten des Sachverständigen der Energie-Control GmbH, DI Christian Schönbauer, vom 30. April 2005 hingewiesen, in dem die Grundlagen für die Öko-Förderbeitragsermittlung 2006 dargestellt sind, insbesondere die für das Jahr 2006 prognostizierten Ökostrommengen und erforderlichen Unterstützungsvolumina.

Die Energie-Control GmbH veröffentlicht regelmäßig Daten zur Ökostromentwicklung auf der Homepage www.e-control.at. Die Marktpreientwicklung, Ökostrommengen und Vergütungsvolumina, Ausgleichsenergiemengen und -aufwendungen werden auf dieser Internetseite quartalsweise aktualisiert.

2 Aktuelle Entwicklungen

2.1 Mengenentwicklung

Die aktuellen Entwicklungen des Ökostromausbaus sind durch einen Genehmigungsboom neuer Biomasse-, Windkraft- und Biogasanlagen zu Jahresende 2004 geprägt. Dadurch mussten die Prognosen der Ökostrommengen und der erforderlichen Unterstützungsvolumina stark nach oben korrigiert werden.

Entwicklung Engpassleistung [in MW] von Ökostromanlagen jener Anlagen im Vertragsverhältnis mit Öko-BGV zum angegebenen Stichtag [vorläufige Werte, Stand Juni 2005]			
Energieträger	Vertragsverhältnis mit Öko-BGV per 31.12.2003	Vertragsverhältnis mit Öko-BGV per 31.12.2004	Anerkannte Anlagen per 31.03.2005**)
Biogas	14,97	28,36	71,31
Biomasse fest	41,07	87,54	378,84
Biomasse flüssig	1,97	6,84	18,79
Deponie- und Klärgas	22,73	20,28	29,55
Geothermie	0,92	0,92	0,92
Photovoltaik*)	14,18	15,07	27,74
Windkraft	395,59	594,56	923,79 (863,79)***)
Kleinwasserkraft bis 10 MW	858,10	851,54	1.103,41

*) bei PV-Anlagen besteht gemäß § 10 Abs 2 Ökostromgesetz eine Abnahmepflicht des Öko-BGV auch dann, wenn das 15 MW-Kontingent bereits erreicht wurde

**) bzw. bei Windkraft per Mitte August 2005, da im Juli 2005 weitere 60 MW anerkannt wurden. Bei den anderen Energieträgern bleiben die Zuwächse nach dem 1. Quartal 2005 bis Mitte August 2005 unter 3 MW und werden deshalb nicht aktualisiert.

***) Wert in Klammer per 31.03.2005, Wert vor der Klammer per Mitte August 2005

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

Tabelle 1: Vergleich anerkannte Ökostromanlagen und Ökostromanlagen im Vertragsverhältnis mit Öko-BGV¹

¹ Abweichungen von anderen statistischen Auswertungen sind aufgrund von Teilbetriebnahmen und unvollständigen Angaben (nur Vertragsverhältnisse mit Öko-BGV zum jeweiligen Stichtag berücksichtigt) möglich.

Die Tabelle zeigt, dass in den letzten Wochen des Jahres 2004 wesentlich mehr Biomasse- und Biogasanlagen genehmigt wurden, als insgesamt zu Jahresende 2004 in Betrieb waren. Windkraftanlagen wurden in diesen wenigen Wochen mehr genehmigt, als in den Windkraft-Ausbauboomjahren 2003 und 2004 pro Jahr errichtet wurden. Somit ist insgesamt 924 MW Windkraft genehmigt, nach Angaben des Bundeslandes Niederösterreich können noch etwa 20 MW (mit Rechtsanspruch auf die Einspeisetarife der Verordnung vom Dezember 2002) zusätzlich hinzukommen. Zu berücksichtigen ist, dass manche Ökoanlagen-Anerkennungsbescheide erst mit beträchtlichen Verzögerungen nach Erteilung der Anlagen-Errichtungsgenehmigungen ausgestellt wurden. Es wurden daher auch noch nach dem März 2005 Ökoanlagen anerkannt, die die Errichtungsgenehmigungen bis Ende 2004 vorliegen hatten und die Anspruch auf die EinspeisetarifVO vom Dezember 2002 haben. Diese sind in Tabelle 1 (außer bei Windkraft) nicht enthalten.

Die folgende Tabelle zeigt die Anzahl der Ökoanlagen-Anerkennungen in den Monaten Jänner 2005 bis Mai 2005 für Anlagen mit Errichtungsgenehmigungen bis Jahresende 2004 in den einzelnen Bundesländern. Mit Ausnahme von Niederösterreich wurden nur mehr sehr vereinzelt solche Ökoanlagen-Anerkennungen nach dem März 2005 ausgestellt.²

² Im Bundesland Niederösterreich wurden auch noch im Juli 2005 Ökoanlagen-Anerkennungsbescheide unter anderem für rund 60 MW Windkraftanlagen ausgestellt mit dem Hinweis, dass für diese Anlagen alle für die Errichtung erforderlichen Genehmigungen bereits bis Ende 2004 vorgelegen waren.

Anzahl an Ökostromanlagen-Anerkennungsbescheiden mit Bescheiddatum ab dem 1.1.2005, erforderlichen Genehmigungen jedoch bis zum 31.12.2004 [für Anlagen aus Biogas, BioM fest, BioM flüssig, Windkraft, Deponie- und Klärgas - OHNE Kleinwasserkraft und Photovoltaik]						
Bundesland	Jan 05	Feb 05	Mar 05	Apr 05	Mai 05	Kumuliert
Burgenland	1					1
Kärnten	15	2	1	1		19
Niederösterreich	11	30	10	5	4	60
Oberösterreich	5	3	1	1		10
Salzburg			1	2		3
Steiermark	14	1	1	1		17
Tirol	1	3	1			5
Vorarlberg	3				2	5
Wien						
Kumuliert	50	39	15	10	6	120

Insgesamt 8 von diesen Anlagen wurden als Altanlage gem § 5 Abs 1 lit 14 ÖkostromG anerkannt (für deren Errichtung alle notwendigen Genehmigungen bis 31.12.2004 vorlagen).

[Quelle: Energie-Control GmbH, Stand 31.05.2005]

Tabelle 2: Anzahl an Ökostromanlagen-Anerkennungsbescheide mit Bescheiddatum ab 1.1.2005 und erforderlichen Genehmigungen bis zum 31.12.2004

Die folgende Tabelle zeigt die Entwicklung der mit Einspeisetarifen unterstützten Ökostrommengen in Österreich in den Jahren 2003 bis 2006 (2003 und 2004 Ist-Werte, 2005 und 2006 Prognosewerte anhand bereits anerkannter Ökostromanlagen).

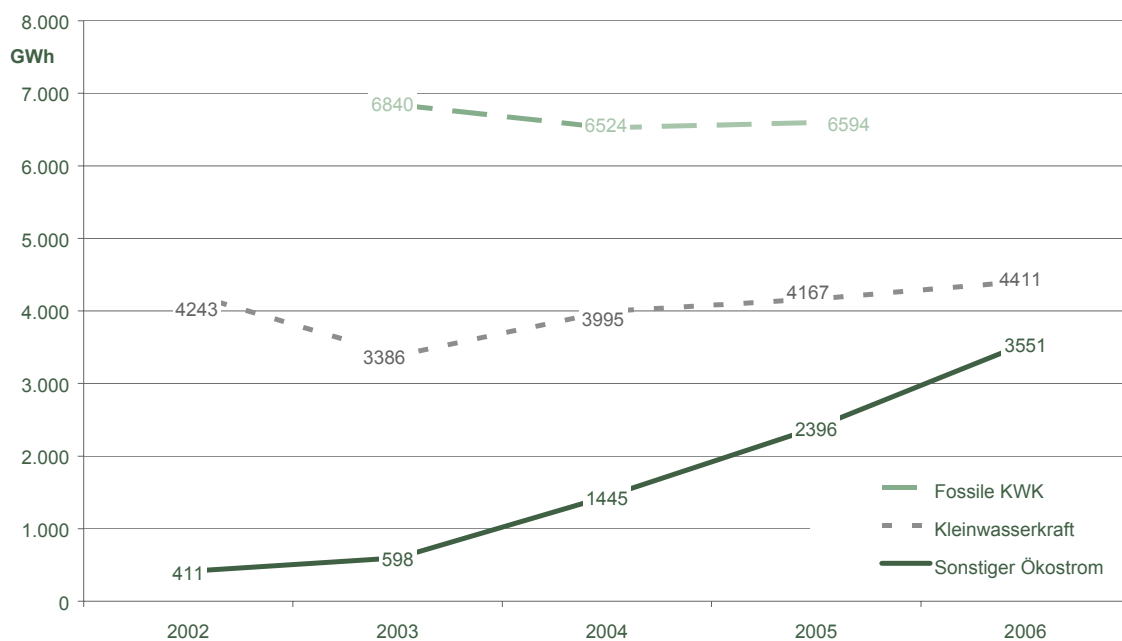
Unterstützte Ökostrommengen [in GWh]					
Energieträger	2002	2003	2004	2005	2006
Windkraft	203	366	924	1.500	1.680
Biomasse fest	95	99	313	590	1.365
Biogas	20	42	102	180	300
Biomasse flüssig	3	2	18	28	84
Photovoltaik	3	11	12	12	12
Anderer unterstützter Ökostrom	88	78	76	86	110
Summe "Sonstiger" Ökostrom	412	598	1.445	2.396	3.551
Kleinwasserkraft	4.243	3.386	3.995	4.167	4.411
Summe unterstützter Ökostrom	4.655	3.984	5.440	6.563	7.962

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

Tabelle 3: Unterstützte Ökostrommengen 2002-2006 (2005 und 2006 Prognosewerte)

Bezogen auf eine Gesamtabgabemenge aus öffentlichen Netzen an Endverbraucher im Jahr 2006 in Höhe von 53.506 GWh (Prognose) bedeutet die insgesamt unterstützte Ökostrommenge in Höhe von 7.962 GWh im Jahr 2006 einen Anteil von 14,9 %, davon 8,2 % (4.411 GWh) Kleinwasserkraft und 6,6 % (3.551 GWh) „Sonstiger“ unterstützter Ökostrom. Weitere Steigerungen sind durch die bereits genehmigten Ökostromanlagen, die erst 2006 und 2007 in Betrieb gehen werden, zu erwarten.

Abbildung 1 zeigt die Entwicklung der unterstützten Kleinwasserkraftmengen (2002 bis 2006), „Sonstiger“ Ökostrommengen (2002 bis 2006) sowie der unterstützten fossilen Kraft-Wärme-Kopplungsmengen (2003 bis 2005) in grafischer Form.



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

Abbildung 1: Unterstützte Ökostrommengen 2002-2006 und unterstützte fossile Kraft-Wärme-Kopplungsmengen 2003-2005 (2005 und 2006 Prognosewerte)

Die folgende Abbildung zeigt die Entwicklung der Bereiche Windkraft, Biomasse, Biogas, Photovoltaik („Sonstiger“ Ökostrom) von 2002 bis 2006.

2 Aktuelle Entwicklungen

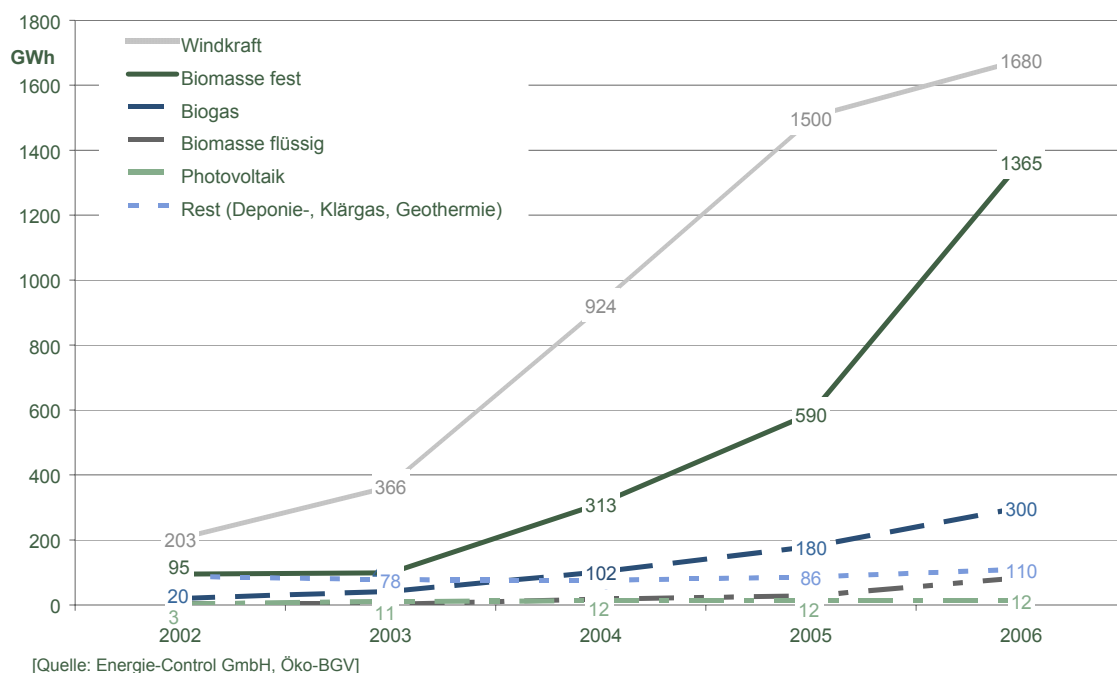
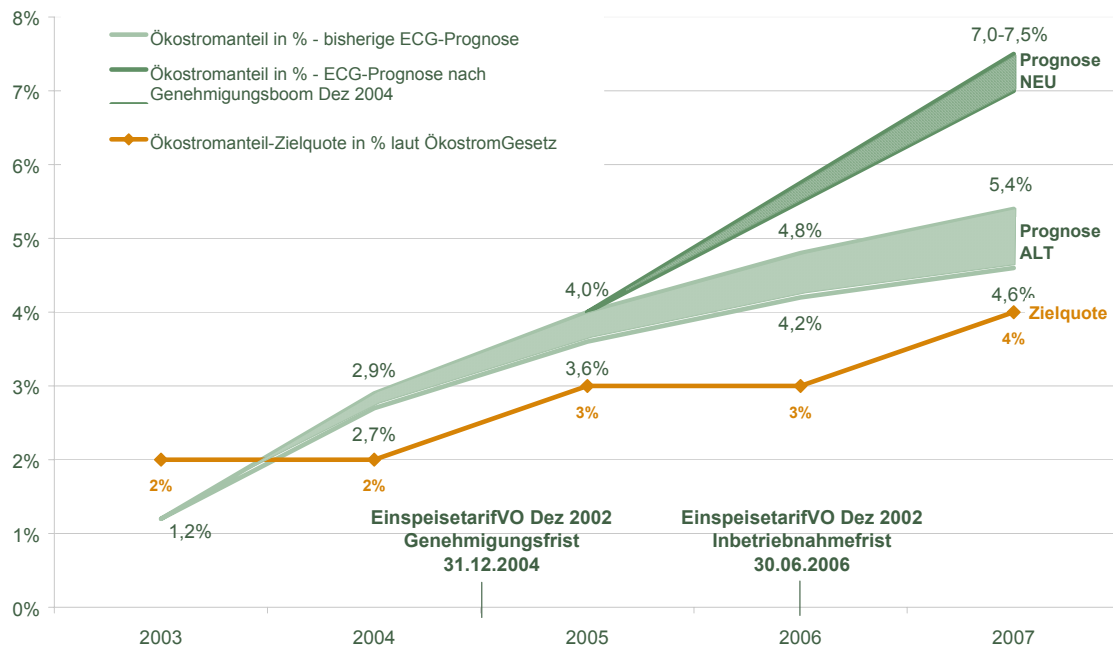


Abbildung 2: Unterstützte „Sonstige“ Ökostrommengen 2002-2006 im Detail (2005 und 2006 Prognosewerte)

Die folgende Abbildung zeigt die bisherige Entwicklung sowie die nach dem Genehmigungsboom korrigierte Prognose für die „Sonstigen“ Ökostromanteile (in das öffentliche Netz eingespeiste Ökostrommengen in Bezug auf aus dem öffentlichen Netz an Endverbraucher abgegebene Strommengen).



[Quelle: Energie-Control GmbH]

Abbildung 3: Anteile an unterstütztem „Sonstigen“ Ökostrom im Vergleich zu Zielen des Ökostromgesetzes

2.2 Entwicklung des Unterstützungsbedarfs

Ein Anstieg der unterstützten „Sonstigen“ Ökostrommengen auf 7,0 % bis 7,5 % im Jahr 2007 ist möglich, wenn die bereits genehmigten Ökostromanlagen auch weitgehend errichtet werden. Ein Teil der bereits genehmigten Ökostromanlagen mit Rechtsanspruch auf die Einspeisetarife gemäß der Verordnung des Bundesministers für Wirtschaft und Arbeit, mit der Preise für die Abnahme elektrischer Energie aus Ökostromanlagen festgesetzt werden (EinspeisetarifVO, BGBl II Nr 508/2002 vom 20. Dezember 2002), wird erst im Laufe der Jahre 2006 und 2007 in Betrieb gehen und daher erst im Jahr 2008 vollwirksam sein.

Die folgende Tabelle zeigt die Entwicklung der Unterstützungsvolumina für die drei gemäß Ökostromgesetz unterstützten Bereiche Kleinwasserkraft, „Sonstiger“ Ökostrom und fossile Kraft-Wärme-Kopplung. Das Jahr 2006 wurde – für Kleinwasserkraft und „Sonstigen“ Ökostrom - mit zwei unterschiedlichen Marktpreisvarianten gerechnet, nämlich 3,497 Cent/kWh (Mittelwert der beiden ersten Quartalswerte 2005 veröffentlicht gemäß § 20

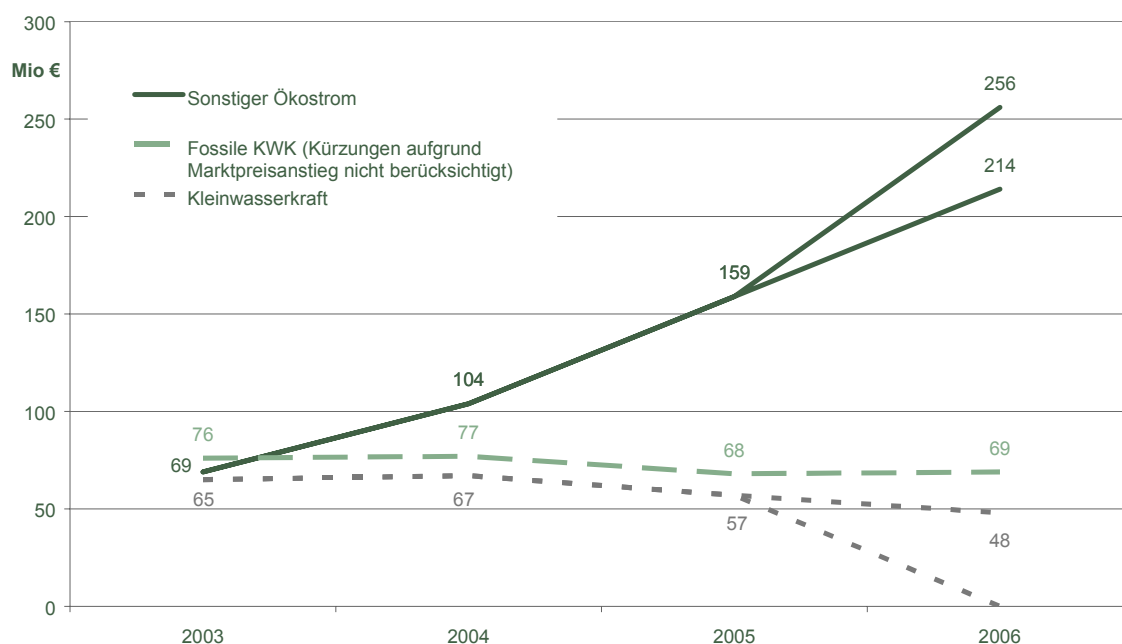
Ökostromgesetz) und 4,785 Cent/kWh (3. Quartalswert 2005 veröffentlicht gemäß § 20 Ökostromgesetz).

Unterstützungsvolumina [in Mio Euro]						
Bereich	2003	2004	2005	2006 (Variante Marktpreis 3,497 Cent/kWh)	2006 (Variante Marktpreis 4,785 Cent/kWh)	
"Sonstiger" Ökostrom	69	104	159	256	214	
Kleinwasserkraft	65	67	57	48	0	
Fossile Kraft-Wärme-Kopplung <i>(vorbehaltlich Kürzung wegen gestiegenem Marktpreis)</i>	76	77	68	69	69	
Summe	210	248	284	373	283	

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

Tabelle 4: Entwicklung der Unterstützungsvolumina 2003-2006 (2005 und 2006 Prognosewerte)

Die folgende Abbildung zeigt die Entwicklung der Unterstützungsvolumina für Kleinwasserkraft, „Sonstigen“ Ökostrom und fossile Kraft-Wärme-Kopplung von 2003 bis 2006 in graphischer Form.³



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

Abbildung 4: Entwicklung der Unterstützungsvolumina für Kleinwasserkraft, „Sonstigen“ Ökostrom und fossile Kraft-Wärme-Kopplung 2003-2006 (2005 und 2006 Prognosewerte)

³ Die Technologiefördermittel wurden im jeweiligen Jahr schwerpunktmäßig den Technologien, für die am meisten Programme der Bundesländer bekannt sind, zugeteilt, nämlich überwiegend für Biogas- und Biomasseanlagen.

Über die tatsächlich zu gewährenden Unterstützungen für fossile Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen sind gegenwärtig Rechtsverfahren offen, es werden Kürzungen der hier ausgewiesenen Beträge erwartet, weil die Erlöse aus dem Verkauf des KWK-Stroms zufolge der gestiegenen Marktpreisen gestiegen sind und somit der Unterstützungsbedarf für einen Weiterbetrieb der Anlagen (auch unter Berücksichtigung gesteigener Brennstoffkosten) sinkt.

Tabelle 5 zeigt die Unterstützungsvolumina für „Sonstige“ Ökostromanlagen gegliedert nach deren Energieträgern.

Bei dieser Darstellung der Unterstützungsvolumina wurden die Technologiefördermittel ebenfalls im jeweiligen Jahr den Energieträgern zugeordnet, für die sie überwiegend eingesetzt werden, nämlich den Biomasse- und den Biogasanlagen.

Unterstützungsvolumina [in Mio Euro]						
Bereich	2003	2004	2005	2006 (Variante Marktpreis 3,497 Cent/kWh)	2006 (Variante Marktpreis 4,785 Cent/kWh)	
Windkraft	24	48	79	89	72	
Biomasse fest	16	25	43	113	94	
Biogas	17	18	22	34	30	
Biomasse flüssig	1	2	3	8	7	
Photovoltaik	8	8	9	9	9	
Anderer unterstützter Ökostrom (exkl. Wasserkraft)	3	3	3	3	2	
Summe	69	104	159	256	214	

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

Tabelle 5: Entwicklung der Unterstützungsvolumina für „Sonstigen Ökostrom“ 2003 bis 2006 im Detail

Die folgende Abbildung zeigt diese Entwicklung der Unterstützungsvolumina für die Energieträger des „Sonstigen“ Ökostroms in graphischer Form.

2 Aktuelle Entwicklungen

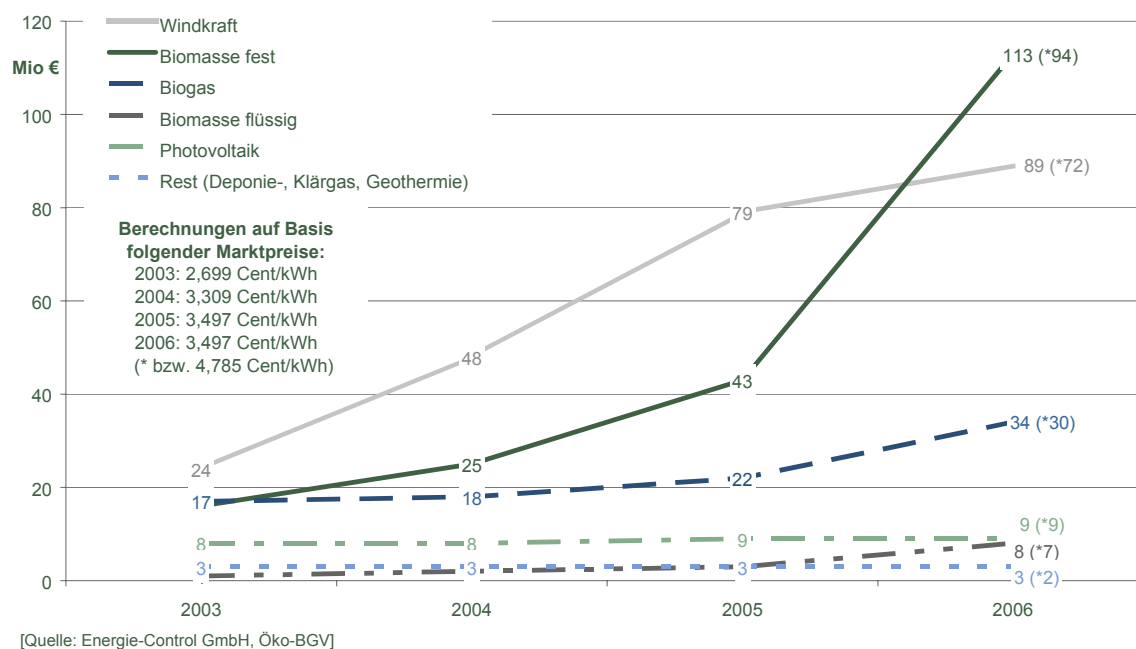
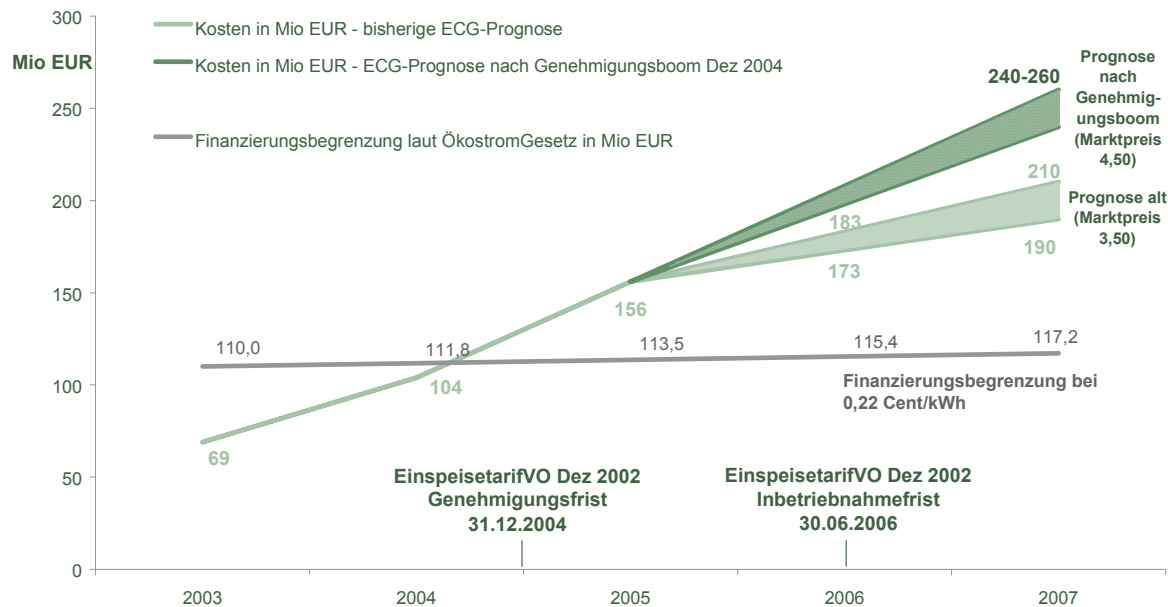


Abbildung 5: Entwicklung der Unterstützungsvolumina (Einspeisetarif zuzüglich Ausgleichsenergie abzüglich rechnerischem Marktwert) für „Sonstigen“ Ökostrom 2003-2006 (2005 und 2006 Prognosewerte)

Die folgende Abbildung zeigt die korrigierte Prognose der Entwicklung des Unterstützungsbedarfs für „Sonstigen“ Ökostrom nach dem Genehmigungsboom für die bis Ende 2004 genehmigten Anlagen bis 2007.

2 Aktuelle Entwicklungen



[Quelle: Energie-Control GmbH]

Abbildung 6: Unterstützungsbedarf für „Sonstigen“ Ökostrom 2003-2007

Abbildung 7 zeigt die Entwicklung der durchschnittlich gewährten Einspeisetarife von 2003 bis zum 1. Qu. 2005, im Vergleich zur Entwicklung der Marktpreise.⁴⁵

Auffallend ist, dass in allen Bereichen des unterstützten „Sonstigen“ Ökostroms signifikante Steigerungen der durchschnittlichen Einspeisetarife gegeben sind. Dies steht im Widerspruch zur Zielsetzung des Ökostromgesetzes in § 4 Abs 1 Z 3, eine technologiepolitische Schwerpunktsetzung im Hinblick auf die Erreichung der Marktreife neuer Technologien vorzunehmen.

⁴ Veröffentlichungen der Energie-Control GmbH gemäß § 20 Ökostromgesetz.

⁵ Anmerkung: Der Wert für Kleinwasserkraft für das 1. Qu. 2005 ist für das Gesamtjahr nicht repräsentativ, da nach dem Zonenmodell die in einem Kalenderjahr von einer Anlage eingespeisten ersten Einspeisemengen höhere Tarife erhalten.

2 Aktuelle Entwicklungen

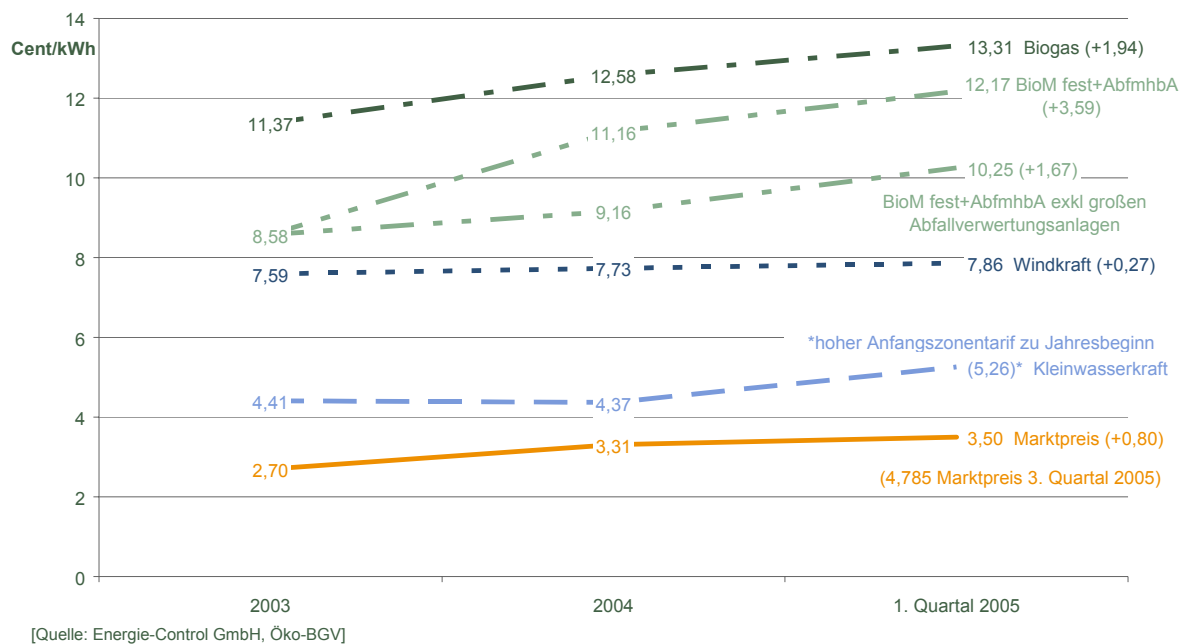


Abbildung 7: Entwicklung der Durchschnittsvergütung für Teilbereiche des Ökostroms im Vergleich zum Marktpreis

Der durchschnittliche Einspeisetarif für Biogasanlagen ist von 11,37 Cent/kWh im Jahr 2003 auf 13,31 Cent/kWh im 1. Qu. 2005 angestiegen, für feste Biomasseanlagen und Abfall mit hohem biogenen Anteil bei Nichtberücksichtigung einzelner großer Abfallverbrennungsanlagen von 8,58 Cent/kWh auf 12,17 Cent/kWh und für Windkraftanlagen von 7,59 Cent/kWh auf 7,86 Cent/kWh.

Mit dieser Entwicklung steigender Einspeisetarife haben sich die Technologien zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern und ihre Kostenstrukturen – mit Ausnahme der Wasserkraft – von einer Marktreife stärker entfernt als zu Beginn der Umsetzung des Ökostromgesetzes. Bei einem Marktpreisniveau von 4 Cent/kWh entspricht der angeführte Einspeisetarif für Biogas im ersten Quartal 2005 (13,31 Cent/kWh) einer Subventionsquote von 70 %, für feste Biomasse (12,17 Cent/kWh) einer Subventionsquote von 67 % und für Windkraft (7,86 Cent/kWh ohne Berücksichtigung der Ausgleichsenergieaufwendungen) einer Subventionsquote von 49 %.

3 Empfehlungen

Für die weitere Entwicklung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern, die in einem ausgewogenen Verhältnis die ökonomischen Rahmenbedingungen und die Zielsetzungen einer CO₂-neutralen Stromerzeugung berücksichtigt, wird bei besonderer Beachtung der spezifischen Voraussetzungen Österreichs (Topographie/Wasserkraft, Windstärken im internationalen Vergleich, Biomassepotenziale und Biomasse-Nutzungsmöglichkeiten) Folgendes empfohlen:

- **Empfehlung 1: Optimale Nutzung der noch vorhandenen Wasserkraftpotenziale**
Aufgrund seiner topographischen Rahmenbedingungen hat Österreich das größte Stromerzeugungspotenzial aus erneuerbaren Energieträgern jedenfalls bei der Wasserkraft, und zwar zu wesentlich geringeren Kosten als Stromerzeugung aus Windkraft, Biomasse, Biogas oder direkter Sonnenenergie. Insbesondere die nationalen Umsetzungsschritte der Wasserrahmenrichtlinie der Europäischen Union sollten der für eine umweltgerechte und CO₂-freie Stromerzeugung in Österreich besonders geeigneten Wasserkraftnutzung entsprechenden Stellenwert einräumen.
- **Empfehlung 2: Fortsetzung der Förderung von Kleinwasserkraft, insbesondere in Zusammenhang mit Investitionen zur Stromertragssteigerung**
Die weitere forcierte Nutzung von Kleinwasserkraft als kosteneffizienteste Ökostromtechnologie sollte fortgesetzt werden. Insbesondere sollten Investitionsmaßnahmen zur Stromertragssteigerung (Neubau, Revitalisierungen) unterstützt werden, aber nur soweit sie sich nicht aus den am Strommarkt erzielbaren Stromerlösen auch ohne Förderung rechnen. Bei bestehenden Kleinwasserkraftanlagen ist eine Differenzierung der Unterstützungen zwischen Anlagen, deren Investitionen bereits weitgehend wirtschaftlich abgeschrieben sind, und solchen, die in jüngerer Vergangenheit erhebliche Investitionen getätigt haben, wirtschaftlich und als Anreiz für weitere Modernisierungen gerechtfertigt, wenn sie auch einfach administrierbar ist. In jedem Fall wird mit der derzeitigen Förderungsstruktur beim gegebenen und erwarteten Marktpreisniveau die gesetzliche Kostenbelastungsgrenze in Höhe von 0,16 Cent pro kWh Endverbrauch (etwa € 85 Mio pro Jahr) für die Förderung von Kleinwasserkraftanlagen bis 10 MW Leistung deutlich unterschritten (Prognose 2006:

maximal € 48 Mio), sodass eine Fortführung der Förderung auch für weitere neue Kleinwasserkraftanlagen dem Gesetzesrahmen entspricht.

- **Empfehlung 3: Investitionsunterstützung für Mittlere Wasserkraft, sofern für Wirtschaftlichkeit erforderlich**

Die Förderung der Kleinwasserkraft (kleiner 10 MW) hat in den letzten beiden Jahren zu Investitionsentscheidungen von etwa 120 MW neuen Kleinwasserkraftanlagen geführt. Zusätzliche Potenziale sind bei Wasserkraftanlagen größer 10 MW gegeben, deren Potenziale durch vergleichsweise geringe Investitionsanreize, etwa für Wasserkraftanlagen zwischen 10 MW und 20 MW, genutzt werden könnte. Eine solche Förderung von neuen Wasserkraftanlagen über 10 MW ist durch das bestehende Ökostromgesetz nicht gedeckt und bedarf einer Gesetzesnovelle.

- **Empfehlung 4: Forcierung von Energieeffizienzmaßnahmen**

Das Strombedarfswachstum⁶ wird auf die Stromversorgungsstruktur Österreichs in den nächsten 10 bis 15 Jahren einen größeren Einfluss haben als der Ökostromausbau, der in diesem Zeitraum - auch bei hoher Zuwachsrate - nur einen Teil des Strombedarfswachstums abdecken wird. Maßnahmen für einen möglichst effizienten Einsatz elektrischer Energie sind daher sowohl für die Stromversorgungsstruktur als auch für eine möglichst umweltverträgliche Stromerzeugung von großer Wichtigkeit. Insbesondere sollten jene Effizienzsteigerungsmaßnahmen unterstützt werden, die eine klar nachweisbare Stromverbrauchsreduktion ermöglichen und deren Kosten je eingesparter kWh deutlich unter den Unterstützungskosten für geförderte Stromerzeugung liegen (für Stromerzeugung aus Windkraft, Biomasse und Biogas zwischen 4 Cent/kWh bis 12 Cent/kWh).

- **Empfehlung 5: Sonstiger Ökostrom - Evaluierungserfordernis des Investitionsbooms**

Es sollte mit den Erfahrungswerten des aktuellen Ökostromanlagen-Investitionsbooms eine grundsätzliche Evaluierung der Stromerzeugungsanlagen aus „Sonstigen“ Ökostromanlagen mit einer Auswertung mehrjähriger Betriebserfahrungen und einem

⁶ Nach aktuellen WIFO-Prognosen vom Juni 2005 wird bei einem BIP-Wachstum in Höhe von 2,2 % pro Jahr ein Anstieg des Strombedarfs zwischen 1,9 % pro Jahr (Effizienzzenario) und 2,7 % pro Jahr erwartet.

Vergleich mit internationalen Anwendungen durchgeführt werden. Darauf aufbauend sollte eine Neuorientierung etwaiger weiterer Förderungsschwerpunkte stattfinden.

- **Empfehlung 6: Keine breite Förderung von netzgekoppelter Stromerzeugung mit Erzeugungskosten über 10 Cent/kWh**

Netzgekoppelte elektrische Energie kann derzeit zu einem Preis zwischen 4 Cent/kWh und 4,7 Cent/kWh verkauft werden (exklusive Netzkosten für die Verteilung). Neue moderne Kraftwerke werden zumeist mit Erzeugungskosten um 4 Cent/kWh kalkuliert. Selbst wenn ein gewisser Anstieg dieser Erzeugungskosten aufgrund von höheren Brennstoffkosten und Kosten für CO₂-Emissionsrechte möglich ist, so werden die Erzeugungskosten moderner Anlagen in der nächsten Kraftwerksgeneration langfristig deutlich unter 10 Cent/kWh bleiben. Der Zielsetzung des Ökostromgesetzes, eine Entwicklung zur Marktreife zu unterstützen, kann daher nur entsprochen werden, wenn klare Begrenzungen des Förderungsmaßes bzw der maximalen Stromerzeugungskosten bei geförderten netzgekoppelten Stromerzeugungsanlagen definiert werden.

Das Fehlen einer solchen Begrenzung hat in den vergangenen zweieinhalb Jahren dazu geführt, dass die Ökostrom-Erzeugungskosten (mit Ausnahme der Wasserkraft) gestiegen sind, statt sich einer Marktreife anzunähern. Ökostrom-Erzeugungstechnologien mit Kosten über 10 Cent/kWh haben meist Kostenstrukturprobleme (zum Beispiel hohe Brennstoffkosten), die auch mit technologischen Weiterentwicklungen nicht behoben werden können. Diese Anlagen würden daher während ihrer gesamten Lebensdauer einen beträchtlichen Förderungsaufwand erfordern, andernfalls würden sie umgehend außer Betrieb genommen.

Bezogen auf den Klimaschutzeffekt bedeutet die Förderung von Ökostromanlagen mit Erzeugungskosten über 10 Cent/kWh CO₂-Reduktionskosten deutlich über 100 EUR/t CO₂-Vermeidung und liegen damit weit über den gegenwärtigen Preisen von CO₂-Emissionsrechten (Stand 12.08.2005: 22 EUR/t CO₂) und über den Kosten von anderen CO₂-Minderungsmaßnahmen (Kosten der CO₂-Sequestration nach fossilen Kraftwerken: etwa 30 EUR/t CO₂ bis 60 EUR/t CO₂).

Über Skaleneffekte sind bei Ökostrom-Erzeugungstechnologien, wie auch bei anderen Technologieentwicklungen, für den Technologieteil Kostenreduktionen von etwa 18 % bis 20 % bei Verdoppelung des Marktvolumens zu erwarten. Erzeugungskosten über 10 Cent/kWh sind von dem erwarteten Marktpreisniveau so weit entfernt, dass dieses auch mit diesen Skaleneffekten langfristig nicht erreicht wird. Es sollte bei diesen Technologien daher von großtechnischen Serienanwendungen Abstand genommen und in Forschung und Technologieentwicklungen in kleinerem Maßstab investiert werden.

Für Ökostrom-Erzeugungstechnologien mit Erzeugungskosten über 10 Cent/kWh sollten daher keine weiteren umfassenden netzgekoppelten Anwendungen gefördert, sondern Nischenanwendungen überprüft werden (zum Beispiel dezentrale Stromversorgungen ohne Netzanschluss). Außerdem sollte die Möglichkeit von Technologieförderprogrammen überprüft werden, um die Potenziale zur Kostenminderung auszuloten.

- **Empfehlung 7: Windkraftausbau nur an (im internationalen Vergleich) optimalen Windstandorten**

Österreich ist aufgrund seiner Voraussetzungen kein typisches Windkraftland. Die durchschnittlichen Windgeschwindigkeiten sind selbst an den besten Standorten wesentlich geringer als an guten Küstenstandorten. Das Förderausmaß für Windkraft in Österreich ist daher um etwa 20 % bis 30 % höher als etwa in Spanien. Kein Binnenland Europas hat auch nur annähernd so viel installierte Windkraftleistung wie Österreich. Flächenmäßig viel größere Länder mit wesentlich besseren Voraussetzungen (Windstärken), wie Irland, Frankreich, Griechenland, Portugal, Schweden, haben meist nur einen Bruchteil der in Österreich installierten Windkraftleistung.

- **Empfehlung 8: Windkraftausbau nur mit überregionaler Berücksichtigung des Landschaftsschutzes**

In den Jahren 2003 und 2004 wurden in Österreich rund 800 MW Windkraftleistung genehmigt. Das sind etwa 450 neue zusätzliche Windräder, die eine Nabenhöhe von etwa 80 bis 100 Meter haben, zuzüglich des rotierenden Rotors mit einem Durchmesser von rund 60 bis 80 Meter ⁷. Der Windkraftausbau in dieser Dimension hat nachhaltige

⁷ Der bewegte Rotor hat, im Vergleich zu statischen Landschaftsveränderungen, zusätzliche Auswirkungen auf das subjektive Landschaftsempfinden.

Auswirkungen auf das überregionale Landschaftsbild. Bei den bisherigen Entscheidungsprozessen war kaum erkennbar, dass diese überregionalen Auswirkungen berücksichtigt wurden. Insbesondere in der letzten Phase des Genehmigungsprozesses, der vor allem den Windkraftausbau im Weinviertel betraf, ist kaum noch eine flächenmäßige Bündelung erkennbar, sodass mit der unmittelbar bevorstehenden Errichtung von über 100 Windrädern in dieser Region eine großflächige Beeinträchtigung des Landschaftsbildes zu befürchten ist.

Für die Erzeugung einer Strommenge, die der jährlichen Strombedarfssteigerung entspricht, wären jedes Jahr etwa 200 neue Windräder erforderlich. Bei bisherigen Entscheidungsprozessen waren Landschaftsschutzfragen auch deshalb untergeordnet, weil unmittelbar betroffene Anrainer oft über Teilnehmungsmodelle an den Renditen der Windkrafterzeugung partizipieren und die für die Flächenwidmung zuständigen Gemeinden ebenfalls oft beträchtliche finanzielle Abgeltungen durch die Windkraftbetreiber erhalten (beispielsweise etwa € 3.000 bis € 5.000 pro Jahr für jedes bewilligte Windrad, garantiert für 13 Jahre).

Für einen etwaigen weiteren Windkraftausbau wird empfohlen, einen solchen flächenmäßig unmittelbar an bereits für Windkraft genutzte Flächenabschnitte anzuschließen, um weitere großräumige Landschaftsauswirkungen zu minimieren. Diese bereits genutzten Windkraftstandorte sind meist auch – für österreichische Verhältnisse – die mit den besten Windqualitäten.

- **Empfehlung 9: Ökostromvermarktung durch Ökostrom-Anlagenbetreiber statt Zwangszuweisungssystem**

Mit etwa 9 % Kleinwasserkraft und etwa 8 % „Sonstigem“ Ökostrom werden zukünftig etwa 17 % Ökostrom von den Ökobilanzgruppen-Verantwortlichen abgenommen und aliquot den Stromhändlern täglich per Fahrplan zugewiesen. Ein so starker Eingriff in die üblichen Strukturen eines direkten Vertragsverhältnisses zwischen Erzeugern, (Zwischenhändlern) und Verbrauchern könnte dadurch reduziert werden, dass zumindest ein Teil der geförderten Ökostrommengen nicht mittels Bezahlung eines Einspeisetarifs dem Ökostromanlagen-Betreiber abgenommen wird, sondern (wie bei der Unterstützung fossiler Kraft-Wärme-Kopplung) nur ein um den Marktpreis reduzierter Unterstützungstarif gewährt wird. Der erzeugte Ökostrom wird vom Ökostromanlagenbetreiber

selbst vermarktet. Dadurch können die Mehraufwendungen reduziert werden, die durch einen so hohen Anteil geförderter und den Stromhändlern zwangs-zugewiesener elektrischer Energie entstehen.

- **Empfehlung 10: Biomasse - Priorität für stoffliche Nutzung und Wärmenutzung**

Feste Biomasse ist, aufgrund seiner geringen Energiedichte und des damit verbundenen niedrigen Stromerzeugungswirkungsgrades, nur bedingt für die Stromerzeugung geeignet. Der elektrische Nettowirkungsgrad - nach Abzug des Eigenbedarfs für die Biomasseaufbereitung und die Biomasse-Kraftwerksanlage - beträgt selbst bei Großanlagen meist unter 30 %, bei Kleinanlagen meist nur 15 % bis 20 %. Aufgrund der hohen Einspeisetarife wurden trotzdem in den vergangenen zwei Jahren Biomasse-Stromerzeugungsanlagen in einem solchen Ausmaß genehmigt, dass in Zukunft etwa 10 % der in Österreich insgesamt für stoffliche Nutzung (Möbelindustrie, Papier- und Zellstoffindustrie, Spanplattenindustrie uam), Wärmenutzung und eben Stromerzeugung eingesetzten Biomassemengen für Biomasse-Stromerzeugungsanlagen eingesetzt werden. Zur Maximierung der Erlösstruktur (subventionierte Einspeisetarife für in das Netz eingespeisten Strom) werden diese Anlagen meist auch ausschließlich stromgeführt betrieben, obwohl mit Wärmenutzung wesentlich höhere gesamtenergetische Wirkungsgrade und Klimaschutzeffekte erzielbar wären.

- **Empfehlung 11: Förderhöhe nur im wirtschaftlich unbedingt erforderlichen Ausmaß**

Es sollten nur dort Förderungen gewährt werden, wo sie tatsächlich für einen wirtschaftlichen Betrieb erforderlich sind und wo sie als vorübergehende Unterstützung eine umweltverträglichere Energieerzeugungsstruktur begünstigen. Im Detail sollten dabei folgende Sachverhalte berücksichtigt werden:

- Moderne neue fossile Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen können mit der derzeitigen Kostenstruktur und Stromerlösstruktur bei effizientem Einsatz auch ohne Förderungen wirtschaftlich betrieben werden.
- Der Unterstützungsbedarf für bestehende fossile Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen ist aufgrund gestiegener Stromerlöse geringer geworden bzw kann bei höherem Marktpreisniveau eine Unterstützung ebenfalls nicht mehr erforderlich sein.
- Anlagen – wie manche bestehende Kleinwasserkraftanlagen – deren Lebensdauer die Abschreibungsdauer bereits überschritten hat und die keine

substantiellen Re-Investitionen belegen können, haben für einen wirtschaftlichen Betrieb ebenfalls meist keinen Förderbedarf.

- **Empfehlung 12: Administrierbare Budgetbegrenzung**

Der im § 22 Abs 3 Ökostromgesetz definierte Budgetrahmen wird für „Sonstigen“ Ökostrom mit der überhitzten Entwicklung und dem Genehmigungsboom zu Jahresende 2004 in den nächsten Jahren um mehr als 100 % überschritten. Ein solches Ausmaß an Budgetüberschreitung gemeinsam mit der massiven Übererfüllung der Zielquoten für „Sonstigen“ Ökostrom entspricht nicht dem in § 22 Abs 3 Ökostromgesetz festgehaltenen und in der Ausschussfeststellung des Nationalrates (AB 1243 BlgNR, 21. GP) bestärkten Willen des Gesetzgebers zu einer kontinuierlichen und budgetmäßig begrenzten Entwicklung. Die aktuelle Budgetexplosion kann mit der im Ökostromgesetz enthaltenen Verordnungsermächtigung zur Anhebung der Kostenbelastungsgrenze alleine nicht zufriedenstellend begründet werden. Für jede weitere Entwicklung ist daher sicherzustellen, dass vorgegebene Budgetgrenzen auch tatsächlich eingehalten werden.

4 Energieeffizienz

Für die Entwicklung des Ökostromanteils an der Gesamt-Stromversorgung in Österreich entscheidend ist

- die weitere Entwicklung der Wasserkraft insbesondere in Hinblick auf die Umsetzung der EU-Wasserrahmenrichtlinie und
- die Entwicklung des Gesamtstrombedarfs.

Daher wird zukünftig der Implementierung von Energieeffizienzmaßnahmen eine wesentliche Bedeutung zukommen. In den Ausführungen in diesem Abschnitt soll dieser Themenkomplex daher angesprochen werden, ohne dass eine vollständige Erörterung in diesem Rahmen möglich ist.

Die folgende Tabelle zeigt die Entwicklung der über das öffentliche Stromnetz in Österreich verteilten Strommenge von 2000 bis 2004.

Versorgung über öffentliches Stromnetz in Österreich						
Kalenderjahr	Verbrauch	Veränderung		Gesamte Versorgung inkl. PSP*) exkl. phys. Exporte	Veränderung	
	in GWh	in GWh	in %		in GWh	in GWh
2000	50.678,3	1.547,2	3,1	60.502		
2001	52.719,0	2.040,6	4,0	62.341	1.839,0	3,0
2001 (a)	52.213,0	1.534,7	3,0	61.891	1.389,0	2,3
2002	52.860,9	647,9	1,2	63.370	1.479,0	2,4
2003	55.214,8	2.353,9	4,5	65.832	2.462,0	3,9
2004	56.655,0	1.440,2	2,6	67.819	1.987,0	3,0

(a) Überleitung zu den Erhebungsrichtlinien 2002 (zum Teil geschätzt)

*) Pumpspeicherstrom

[Quelle: Energie-Control GmbH]

Tabelle 6: Versorgung über öffentliches Stromnetz in Österreich 2000-2004, inklusive Netzverluste und inklusive Kraftwerkseigenverbrauch, exklusive ÖBB 16 2/3 Hz Netz

In einem Business as usual Szenario wird davon ausgegangen, dass der Strombedarf in Österreich bei einem Wirtschaftswachstum in Höhe von 2,2 % pro Jahr zwischen 1,9 % (Effizienzscenario) und 2,7 % steigt.⁸ Die Steigerungsraten in den Jahren 2003 und 2004 waren darüber hinaus signifikant höher.

Das Strombedarfswachstum ist vor allem in den Bereichen

- Dienstleistungen und
- Privater Verbrauch (Haushalte)

gegeben.

Im industriellen Bereich werden im Vergleich dazu geringere Bedarfssteigerungen erwartet.

In den folgenden Abbildungen wird ein Überblick über die Strombedarfsstrukturen gegeben.

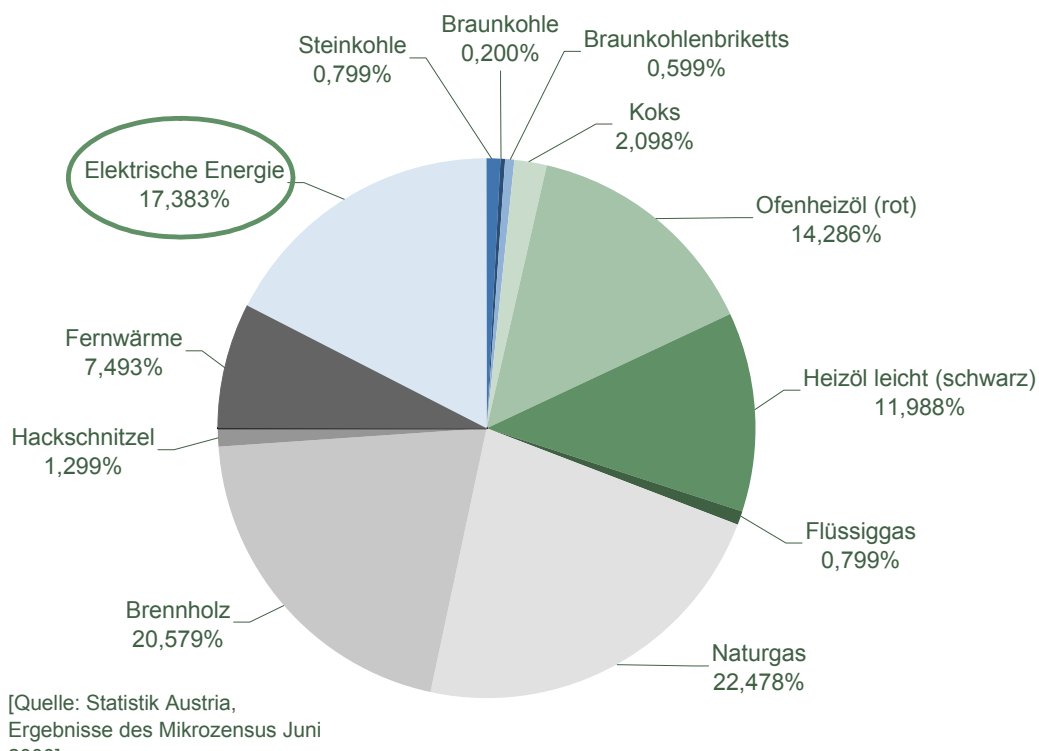


Abbildung 8: Anteil der elektrischen Energie am gesamten energetischen Endverbrauch in Österreich

⁸ Kratena; Würger: Wifo-Energieszenarien bis 2020.

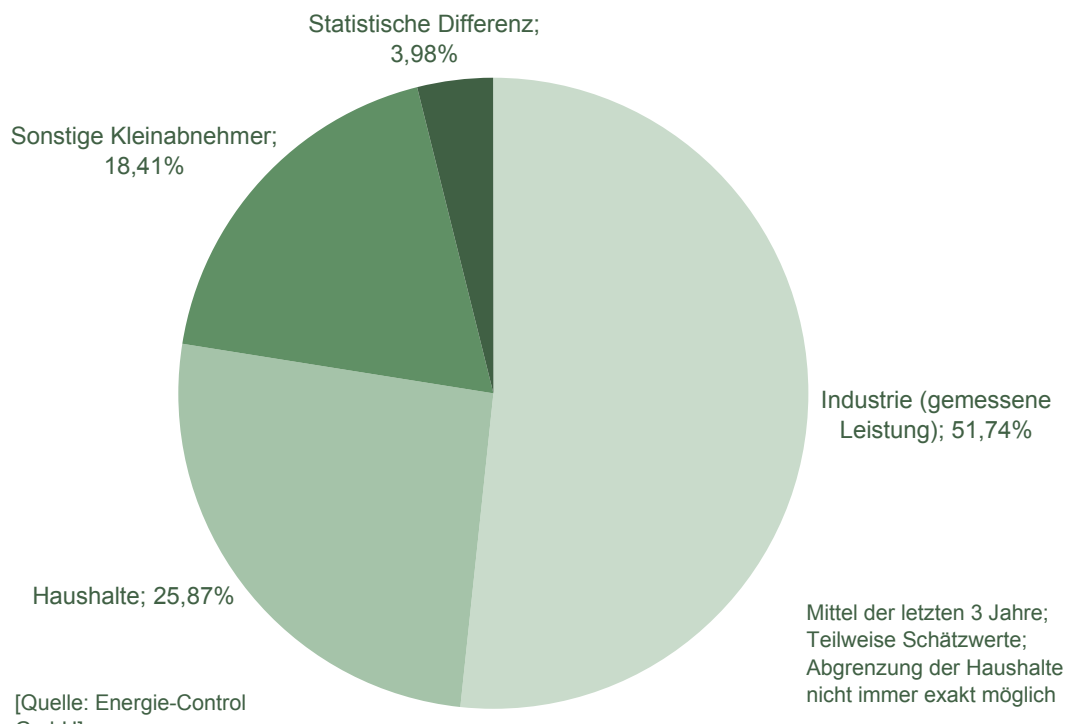


Abbildung 9: Stromverbrauchsstrukturen (öffentliches Netz), Mittel der Jahre 2002-2004

5 Marktpreisentwicklung

Gemäß § 20 Ökostromgesetz hat die Energie-Control GmbH vierteljährlich die durchschnittlichen Marktpreise elektrischer Grundlastenergie festzustellen und in geeigneter Weise zu veröffentlichen.

Ab dem 1. Quartal 2004 liegen dieser Marktpreisberechnung der Energie-Control GmbH die entsprechenden Settlement Preise der EEX Grundlast Quartalsfutures (Phelix) zugrunde und lösen somit die im Jahr 2003 als Grundlage verwendeten Platts German Forward Baseload Assesement Preise ab.

Die nachfolgende Abbildung zeigt die Entwicklung der von der Energie-Control GmbH auf der Homepage veröffentlichten Marktpreise vom 1. Qu. 2003 bis zum 2. Qu. 2005.

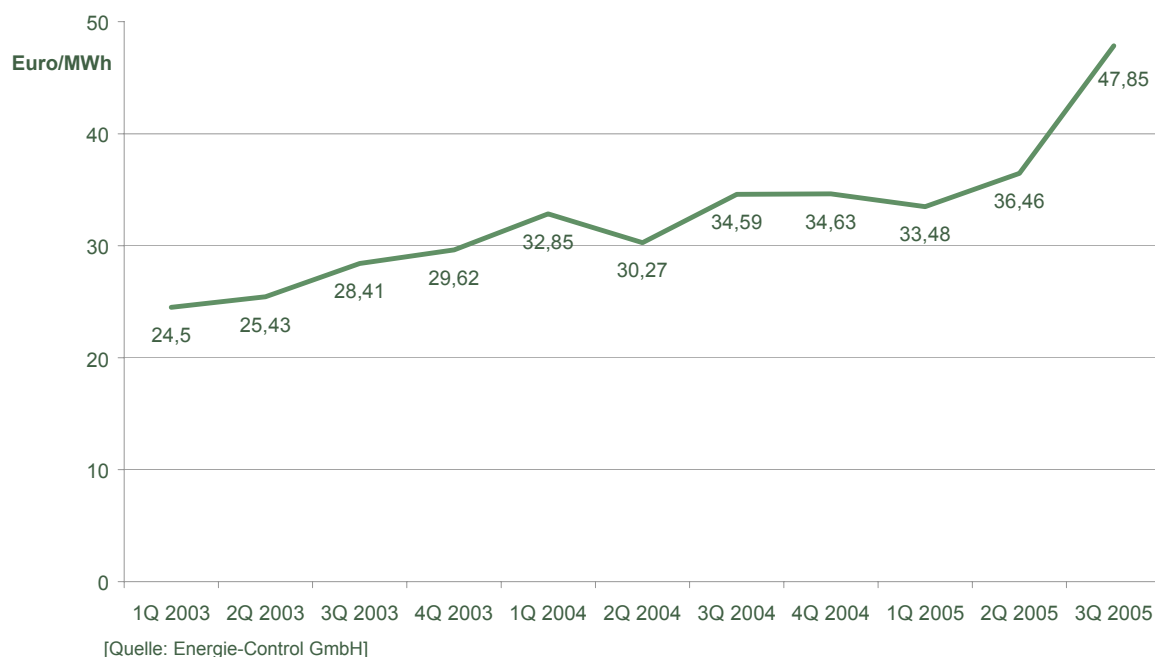


Abbildung 10: Marktpreisentwicklung vom 1. Qu. 2003 bis inkl 3. Qu. 2005

Im Zeitraum 1. Qu. 2003 bis 3. Qu. 2005 zeigt sich somit ein beträchtlicher Anstieg der gemäß § 20 Ökostromgesetz von der Energie-Control GmbH veröffentlichten Marktpreise. Anzumerken ist, dass dieser Marktpreiserhebung über die Durchschnittswerte der Leipziger Börse ein im Vergleich zum Gesamtstrommarkt relativ geringes Handelsvolumen zugrunde liegt. Daher sind diese nur bedingt repräsentativ für die Strompreise der tatsächlichen - überwiegend abseits des Börsehandels abgeschlossenen - Stromhandelsverträge.

Die Frage der Preisbildung und der Transparenz auf den Großhandelsmärkten ist auch ein Schwerpunkt der im Sommer 2005 durchgeführten Branchenbefragung („Sector Inquiry“) der Europäischen Wettbewerbskommission.

Nach derzeitigem Wissensstand ist nicht unbedingt davon auszugehen, dass der außergewöhnlich starke Marktpreisanstieg im 3. Qu. 2005 nachhaltig ist. Die Forward Preise liegen ab dem 2. Qu. 2006 wieder deutlich unter dem derzeitigen Preisniveau.

6 Ökostrommengen und Vergütungsvolumina 2004 und 1. Halbjahr 2005

Die folgende Tabelle zeigt die Ökostrommengen und Vergütungsvolumina, die von den drei Ökobilanzgruppenverantwortlichen (Öko-BGV) abgenommen und vergütet wurden, im Jahr 2004.⁹

Ökostrom - Einspeisemengen und Vergütungen in Österreich im Jahr 2004						
Energieträger	Einspeisemenge in GWh	Vergütung netto in Euro	Einspeisemenge %Anteil	Vergütung %Anteil	Ökostromanteil in % an der Gesamtabgabemenge ²⁾	Durchschnitts- vergütung in Cent/kWh
Kleinwasserkraft	3.995	174.478.887	73,45	57,69	7,72	4,37
Sonstige Ökostromanlagen	1.444	127.978.512	26,55	42,31	2,79	8,86 (9,18)¹⁾
Windkraft	924	71.422.865	16,98	23,61	1,78	7,73
Biomasse fest inkl. Abfall mhbA	313	28.673.980	5,75	9,48	0,60	9,16 (11,16) ¹⁾
Biomasse gasförmig	102	12.802.452	1,87	4,23	0,20	12,58
Biomasse flüssig	18	2.302.265	0,33	0,76	0,03	12,93
Photovoltaik	12	7.542.623	0,21	2,49	0,02	65,16
Deponie- und Klärgas	74	5.057.063	1,36	1,67	0,14	6,84
Geothermie	2	177.264	0,05	0,06	0,00	7,18
Gesamt Kleinwasserkraft und Sonstige Ökostromanlagen	5.439	302.457.399	100,00	100,00	10,51	5,56 (5,59)¹⁾

¹⁾ bei Nicht-Berücksichtigung von großen Abfallverwertungsanlagen würde die Durchschnittsvergütung auf den Wert in der Klammer ansteigen
²⁾ bezogen auf die Gesamtabgabemenge aus öffentlichen Netzen an Endverbraucher von 51.766 GWh für 2004

[Quelle: Meldungen der Öko-BGV, Stand Mai 2005]

Tabelle 7: Eingespeiste und vergütete Ökostrommengen im Jahr 2004

Die folgende Tabelle zeigt die Ökostrommengen und Vergütungsvolumina, die von den drei Öko-BGV abgenommen und vergütet wurden, im ersten Halbjahr 2005, im Vergleich zu den Werten im ersten Halbjahr 2004.

⁹ Eine Zuordnung zu den einzelnen Öko-BG befindet sich im Anhang.

Ökostrom - Einspeisemengen und Vergütungen in Österreich im 1. Halbjahr 2005 sowie Vergleich zum 1. Halbjahr 2004							
Energieträger	Einspeisemenge in GWh im 1. HJ 2005	Vergütung netto in Euro im 1. HJ 2005	Einspeisemenge %Anteil	Vergütung %Anteil	Durchschnittsvergütung in Cent/kWh	Einspeisemenge in GWh im 1. HJ 2004	Vergütung netto in Euro im 1. HJ 2004
Kleinwasserkraft	1.909	91.044.553	63,21	47,04	4,77	2.007	93.785.591
Sonstige Ökostromanlagen	1.111	102.500.437	36,79	52,96	9.23 (9,48)¹⁾	676	60.301.608
Windkraft	711	55.102.292	23,54	28,47	7,75	466	36.081.808
Biomasse fest inkl. Abfall mhbA	255	26.865.988	8,45	13,88	10,53 (12,17) ¹⁾	116	11.298.622
Biomasse gasförmig	90	11.905.594	2,99	6,15	13,17	41	4.985.739
Biomasse flüssig	15	2.136.725	0,50	1,10	14,09	9	1.156.513
Photovoltaik	7	4.218.110	0,22	2,18	64,83	6	4.029.650
Deponie- und Klärgas	32	2.210.056	1,06	1,14	6,92	37	2.643.636
Geothermie	1	61.672	0,03	0,03	7,49	1	105.641
Gesamt Kleinwasserkraft und Sonstige Ökostromanlagen	3.019	193.544.990	100,00	100,00	6,41 (6,45)¹⁾	2.683	154.087.198

²⁾ bei Nicht-Berücksichtigung von großen Abfallverwertungsanlagen würde die Durchschnittsvergütung auf den Wert in der Klammer ansteigen

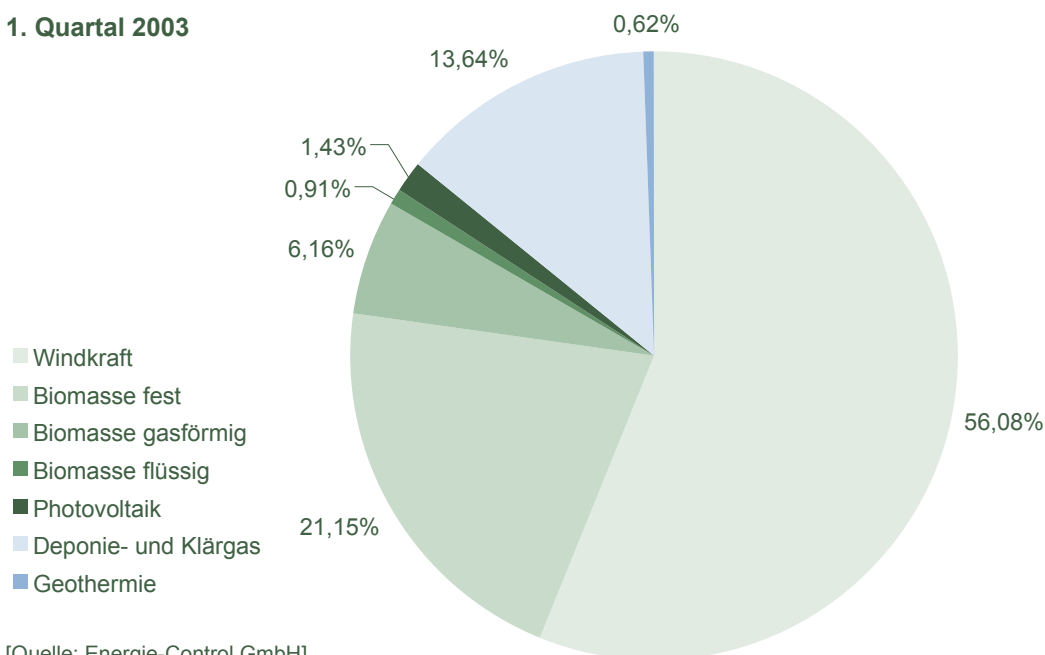
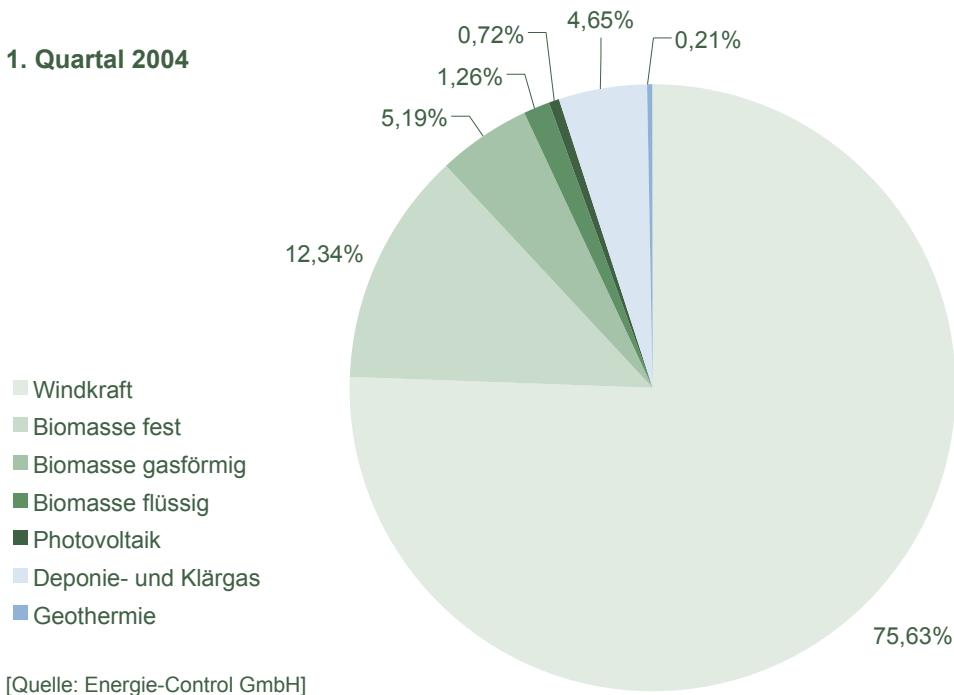
[Quelle: Meldungen der Öko-BGV, August 2005 - vorläufige Werte]

Tabelle 8: Eingespeiste und vergütete Ökostrommengen im 1. Halbjahr 2005 sowie Vergleich zum 1. Halbjahr 2004

Die folgenden Abbildungen zeigen Auswertungen im Detail bis inklusive 1. Qu. 2005.

Im Vergleich 1. Qu. 2003 und 1. Qu. 2004¹⁰ war der Zuwachs im Bereich der Windkraft am markantesten. Nachdem die Windkraft mit Ende 2004 schon zu einem Großteil ausgebaut war (zu rund 71 % bezogen auf die anerkannten Anlagen) werden im Vergleich des 1. Qu. 2004 mit dem 1. Qu. 2005 die wesentlichsten Zuwächse im Bereich der Biomasse verzeichnet (vgl. Abbildung 11, Abbildung 12, Abbildung 13 mit Abbildung 14).

¹⁰ Vgl. Bericht über die Ökostrom-Entwicklung und Kraft-Wärme-Kopplung 2004, Kapitel 4.3.

1. Quartal 2003

Abbildung 11: Anteil unterstützter Ökostrom (exkl Wasserkraft) an der Einspeisemenge im 1. Qu. 2003
1. Quartal 2004

Abbildung 12: Anteil unterstützter Ökostrom (exkl Wasserkraft) an der Einspeisemenge im 1. Qu. 2004

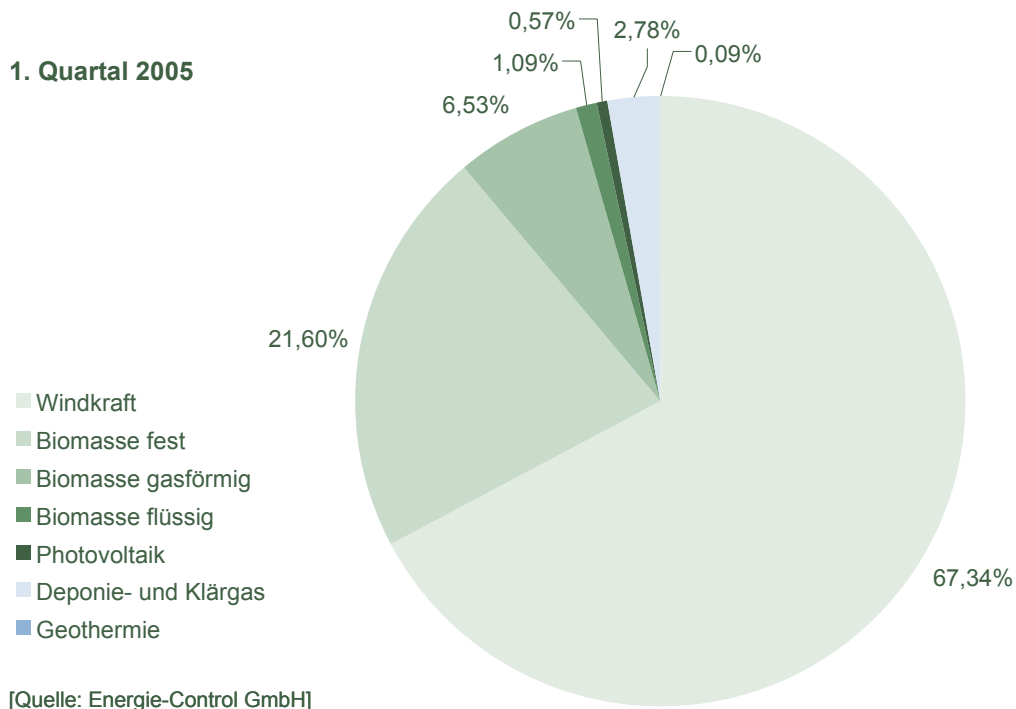


Abbildung 13: Anteil unterstützter Ökostrom (exkl Wasserkraft) an der Einspeisemenge im 1. Qu. 2005

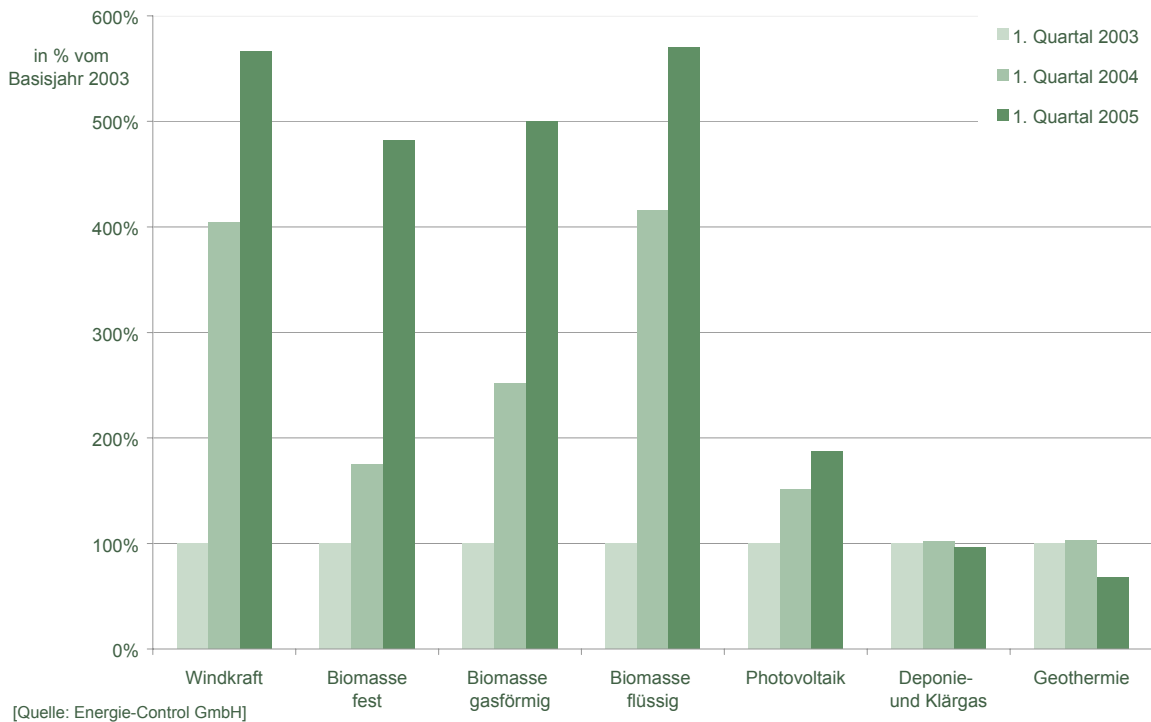


Abbildung 14: Vergleich Ökostrom-Einspeisemengen 1. Qu. 2003 - 1. Qu. 2005 (relativ)

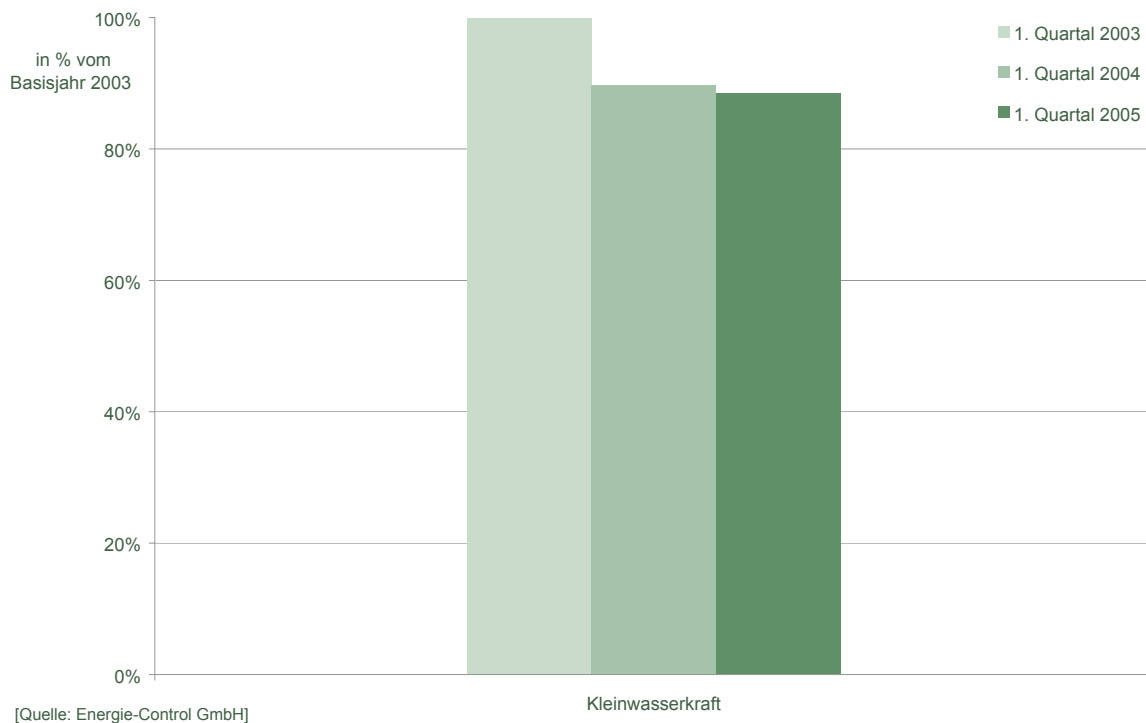
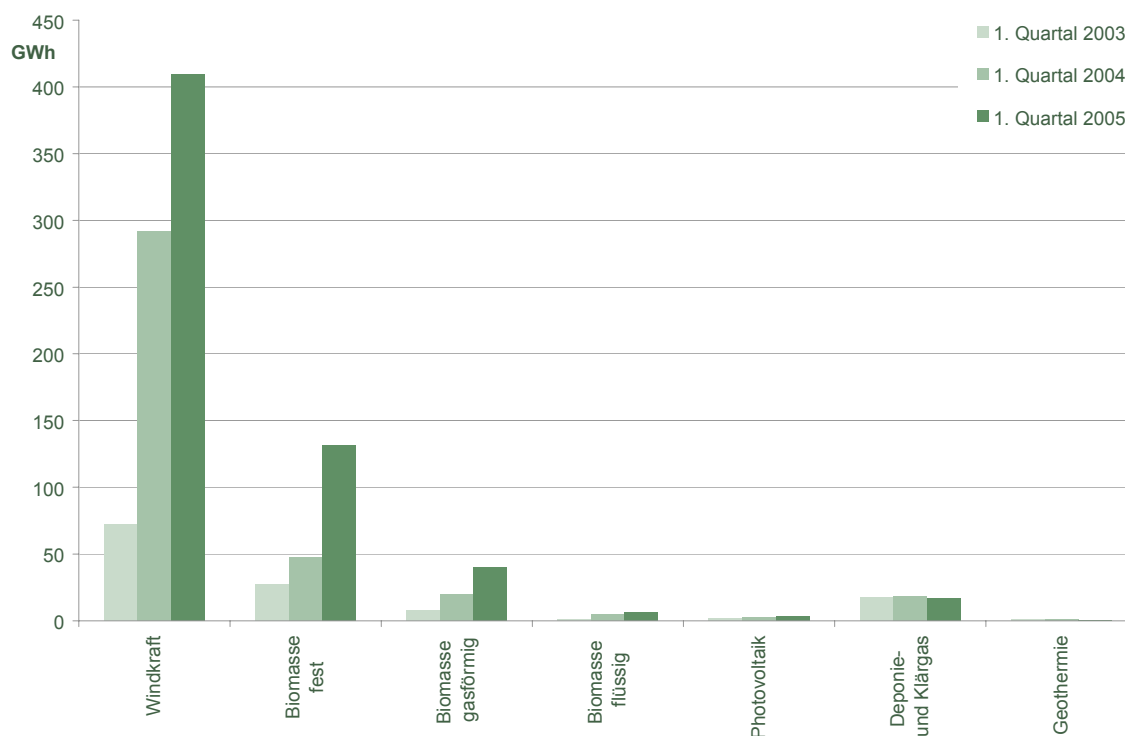


Abbildung 15: Vergleich Kleinwasserkraft-Einspeisemengen 1. Qu. 2003 - 1. Qu. 2005 (relativ)

Eine Gegenüberstellung der Absolutwerte der Betrachtungsperioden für „Sonstigen“ Ökostrom ergibt einen Anstieg von 128,87 GWh (1. Qu. 2003), 386,01 GWh (1. Qu. 2004) auf schließlich 607,74 GWh im 1. Qu. 2005. Im Bereich Kleinwasserkraft stehen 684,28 GWh (1. Qu. 2003), den Werten 613,56 GWh (1. Qu. 2004) und 606,27 GWh (1. Qu. 2005) gegenüber. Es ist allerdings anzumerken, dass aufgrund der klimatischen Bedingungen diese Werte schwanken können. Ebenso kann es zu Verzerrungen durch verspäteten Eintritt in die Bilanzgruppe kommen.¹¹

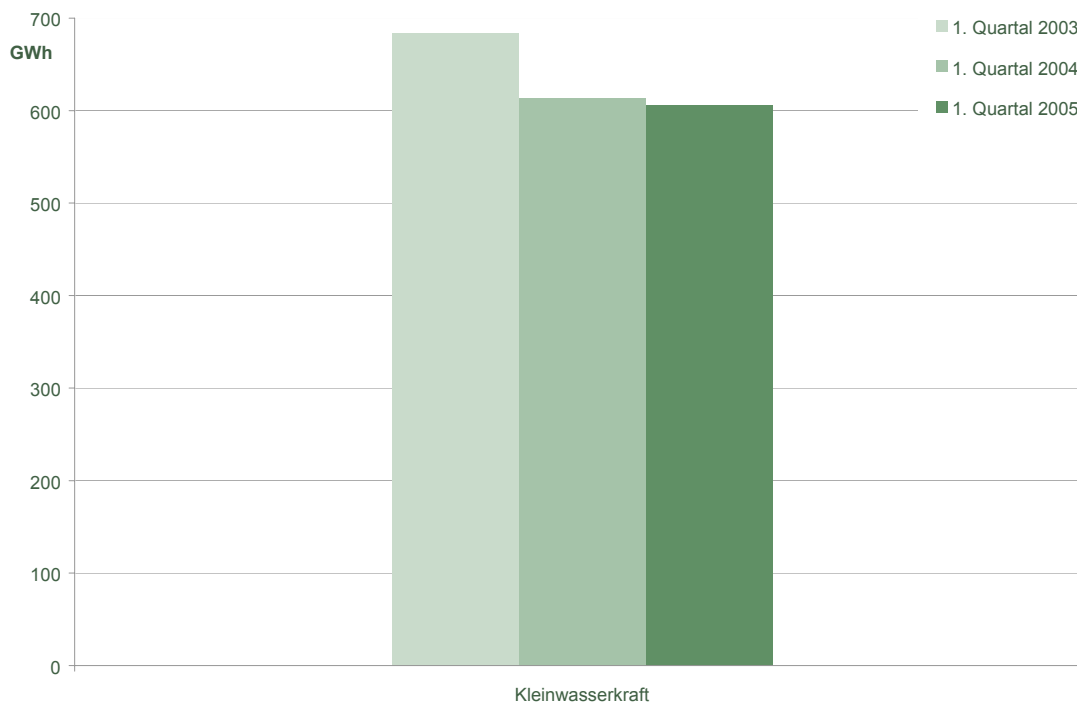
¹¹ Vgl dazu Kapitel 21.1.2.

6 Ökostrommengen und Vergütungsvolumina 2004 und 1. Halbjahr 2005



[Quelle: Energie-Control GmbH]

Abbildung 16: Vergleich Ökostrom-Einspeisemengen 1. Qu. 2003 - 1. Qu. 2005 (absolut)



[Quelle: Energie-Control GmbH]

Abbildung 17: Vergleich Kleinwasserkraft-Einspeisemengen 1.Qu. 2003 - 1.Qu. 2005 (absolut)

Wie bereits dargestellt, werden die gesetzlichen Zielquoten für „Sonstigen“ Ökostrom seit dem Jahr 2004 überschritten und werden in den kommenden Jahren sehr stark überschritten werden. Es wird erwartet, dass im Jahr 2008 „Sonstiger“ Ökostrom einen Anteil von rund 8 % zur öffentlichen Stromversorgung beitragen wird.

6.1 Vergütungsvolumina

Der Anstieg der Stromerzeugung aus geförderten erneuerbaren Energiequellen wird begleitet von einem stetig wachsenden Finanzierungsaufwand. Dieser hat zu Beginn des Jahres 2005 zu einer Anpassung der im § 22 Abs 3 Ökostromgesetz mit maximal 0,22 Cent/kWh begrenzten Gesamtkostenbelastung auf 0,3 Cent/kWh per Verordnung des Bundesministers für Wirtschaft und Arbeit (vgl Kapitel 13.2) geführt.

In der folgenden Abbildung werden die an die Anlagenbetreiber ausgezahlten Einspeisetarife dargestellt. Die Einspeisetarifvolumina beinhalten auch den Marktwert des erzeugten Stroms. Die dargestellten Werte sind daher nicht mit dem Unterstützungsaufwand zu verwechseln, der sich aus diesen Werten durch Abzug des Marktpreises und Hinzuzählung der Ausgleichsenergieaufwendungen (und etwaiger weiterer Förderungen) ergibt.

1. Quartal 2003

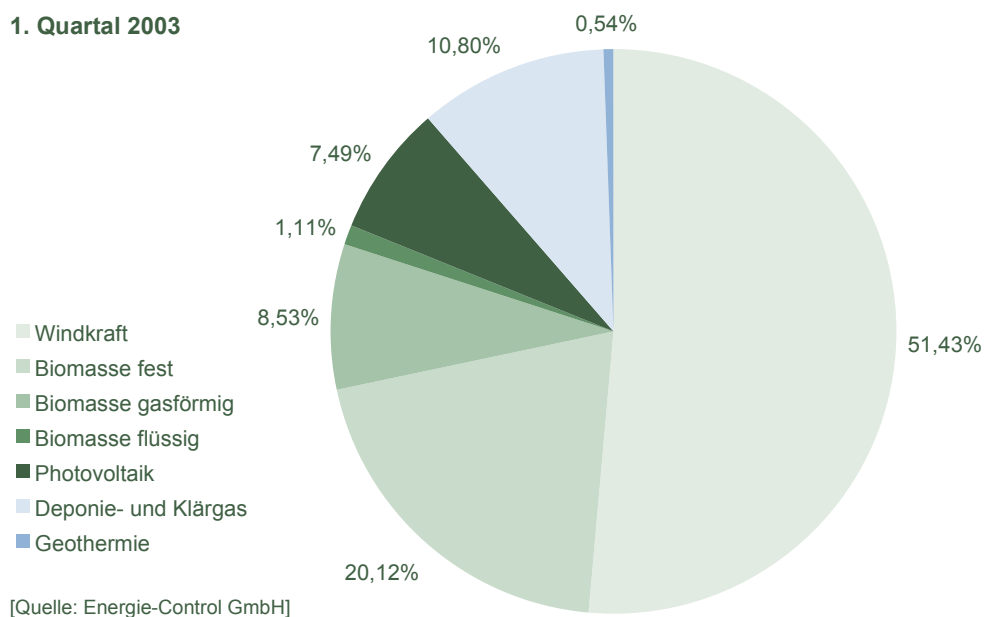
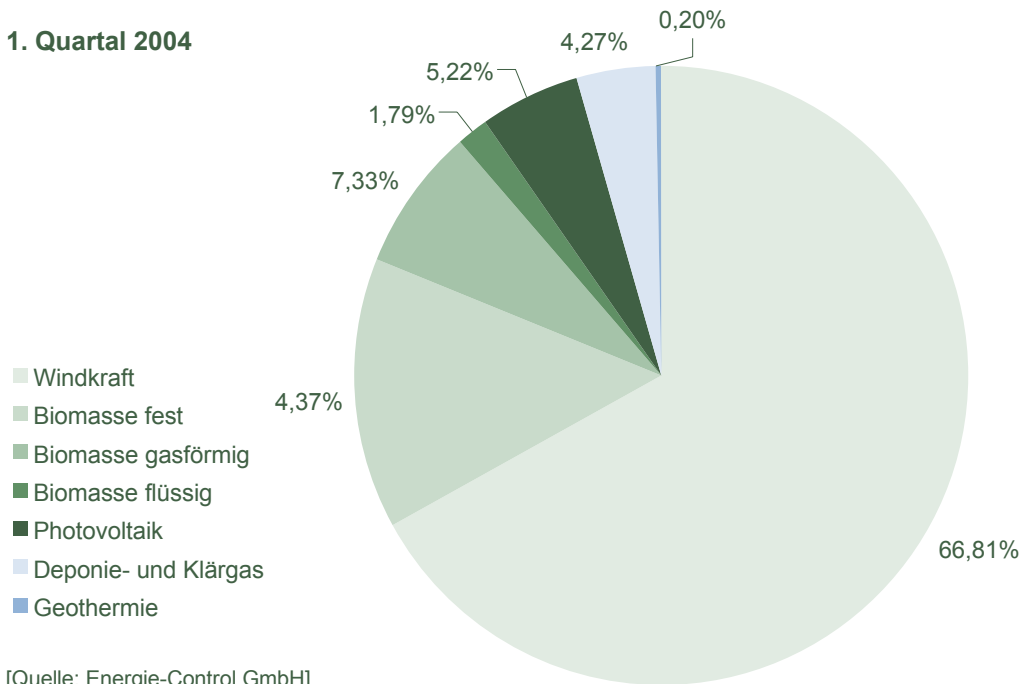
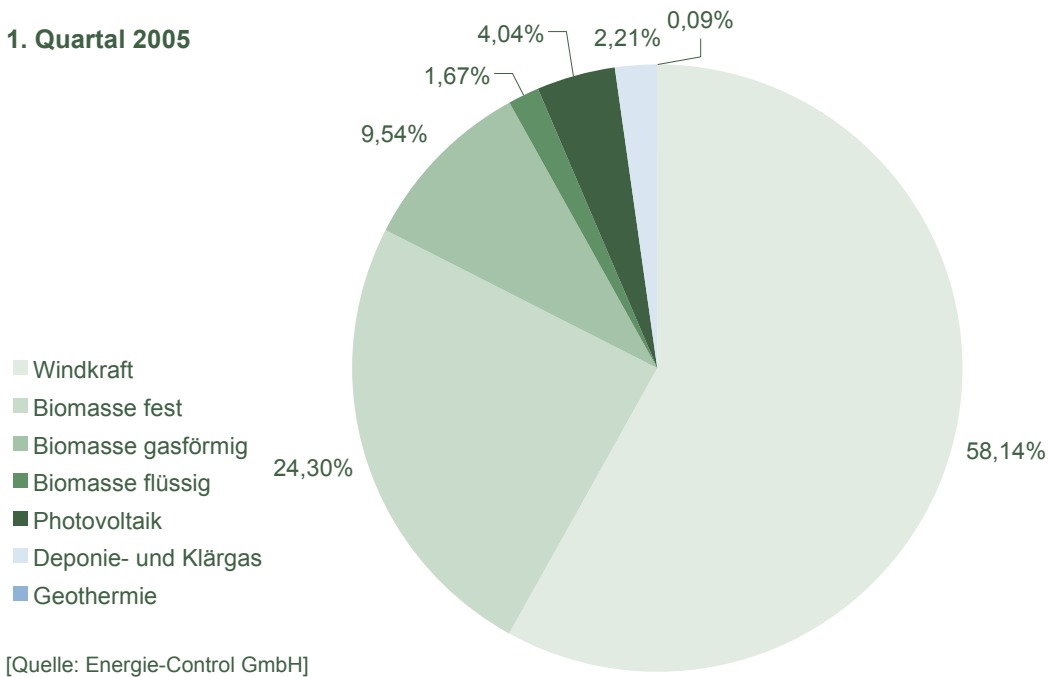


Abbildung 18: Anteil am Vergütungsvolumina (exkl Wasserkraft) im 1. Qu. 2003

1. Quartal 2004

Abbildung 19: Anteil am Vergütungsvolumina (exkl Wasserkraft) im 1. Qu. 2004
1. Quartal 2005

Abbildung 20: Anteil am Vergütungsvolumina (exkl Wasserkraft) im 1. Qu. 2005

Aus Abbildung 19 und Abbildung 20 ist ersichtlich, dass im Vergleichszeitraum 1. Qu. 2004 und 1. Qu. 2005 der Anteil des höherpreisigen Segments der Biomasse gestiegen ist und sich somit der Anteil der Biomasse am Gesamtvergütungsvolumen um rund 10 % erhöht hat.

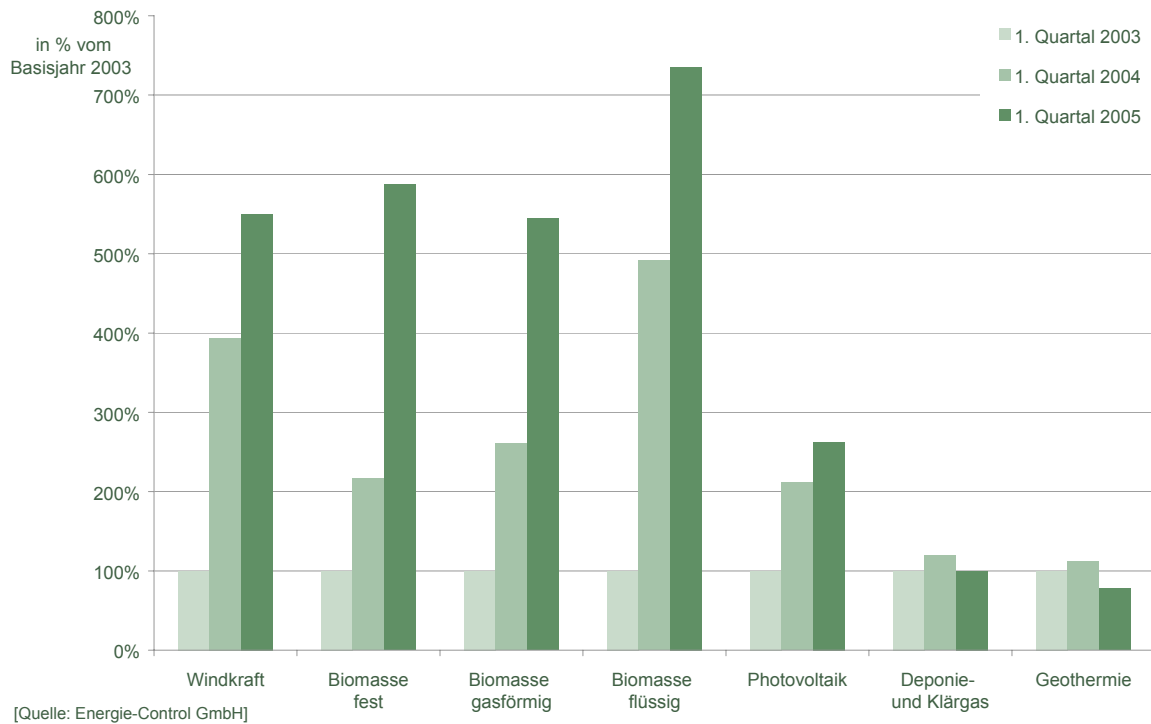


Abbildung 21: Vergleich Ökostrom-Vergütungsvolumina 1. Qu. 2003 - 1. Qu. 2005 (relativ)

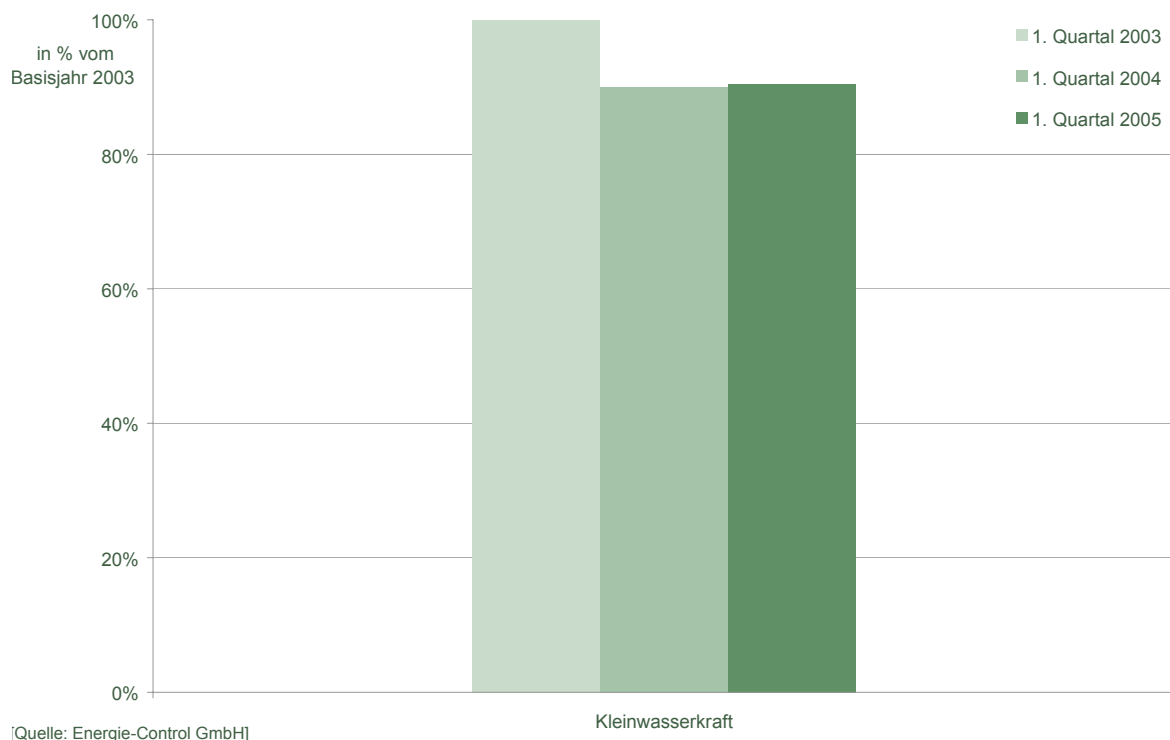


Abbildung 22: Vergleich Kleinwasserkraft-Vergütung 1.Qu.2003 - 1.Qu.2005 (relativ)

Dieser Anstieg ist sowohl auf Basis der relativen Werte (vgl. Abbildung 21 und Abbildung 22) als auch der absoluten Werte (vgl. Abbildung 23 und Abbildung 24) ersichtlich. Die ausgewiesene Abnahme im Bereich Kleinwasserkraft lässt sich mit einem eher schlechten Wasserjahr im Jahr 2003 bzw. mit einem verzögerten Zurückwechselln in die Öko-Bilanzgruppe zu Beginn 2005 erklären. Letzteres wirkt sich im Bereich der Vergütungsvolumina besonders stark aus, da aufgrund des Staffeltarifes im Bereich der Kleinwasserkraft die ersten eingespeisten Kilowattstunden pro Jahr mit einem höheren Tarif vergütet werden.

6 Ökostrommengen und Vergütungsvolumina 2004 und 1. Halbjahr 2005

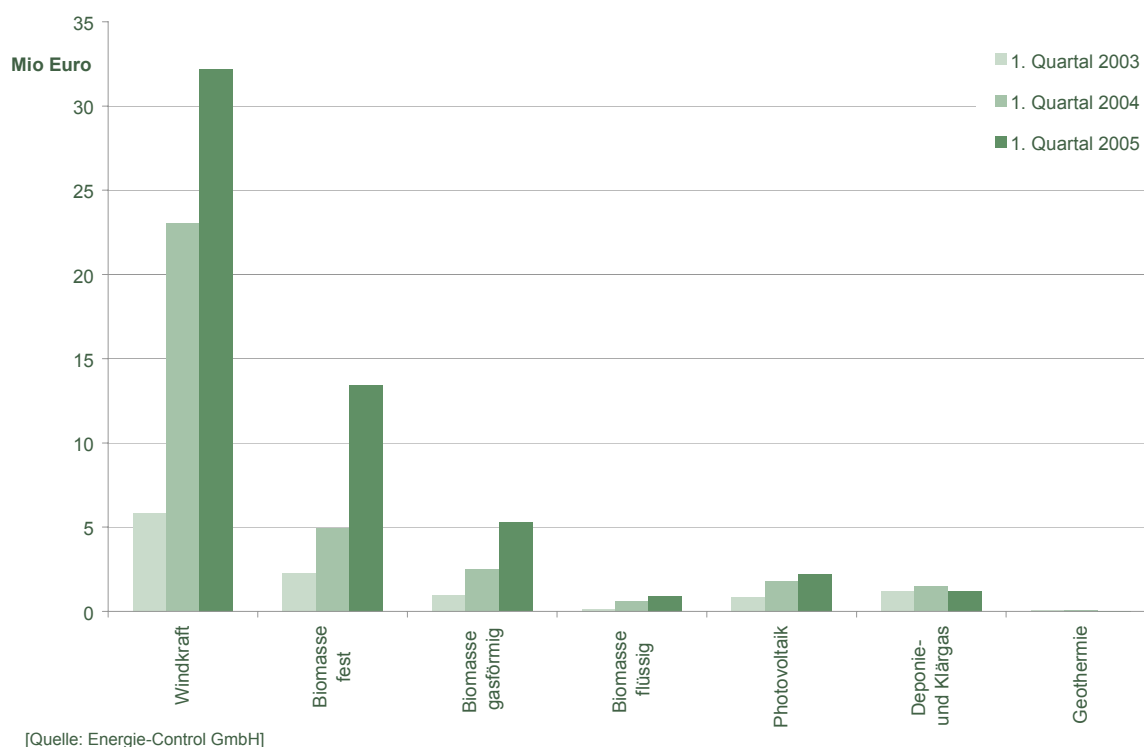


Abbildung 23: Vergleich Ökostrom-Vergütungsvolumina 1. Qu. 2003 - 1. Qu. 2005 (absolut)

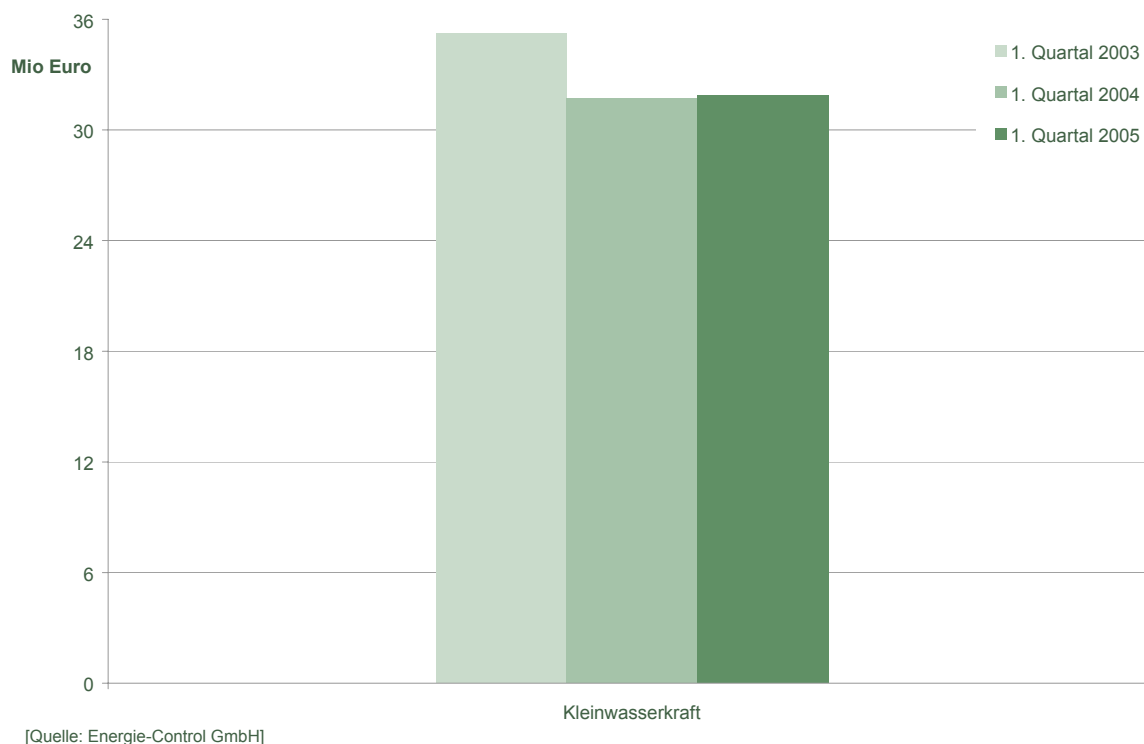


Abbildung 24: Vergleich Kleinwasserkraft-Vergütung 1. Qu. 2003 - 1. Qu. 2005 (absolut)

6.2 Ökostromanlagen im Vertragsverhältnis mit Öko-BGV

Gemeinsam mit den Meldungen der abgenommenen Energiemenge und der Vergütungsvolumina wurden mit Stichtag 31.12. 2003 und 31.12. 2004 von den Öko-BGV auch die Anzahl der unter Vertrag stehenden, geförderten Ökostromanlagen sowie deren Engpassleistung übermittelt.

Die folgende Tabelle stellt jene Anlagen dar, die nach der Meldung der Öko-BGV am 31. Dezember 2003 bzw am 31. Dezember 2004 in **einem Vertragsverhältnis mit den Öko-BGV** standen.

Entwicklung Anlagenanzahl und Engpassleistung jener Anlagen im Vertragsverhältnis mit Öko-BGV [vorläufige Werte, Stand Juni 2005]				
Energieträger	Stichtag 31.12.2003		Stichtag 31.12.2004	
	Anzahl der Anlagen	Engpassleistung in MW	Anzahl der Anlagen	Engpassleistung in MW
Biogas	119	14,97	159	28,36
Biomasse fest	27	41,07	39	87,54
Biomasse flüssig	21	1,97	34	6,84
Deponie- und Klärgas	43	22,73	42	20,28
Geothermie	2	0,92	2	0,92
Photovoltaik	1.793	14,18	1.852	15,07
Windenergie	97	395,59	116	594,56
Kleinwasserkraft bis 10 MW	2.044	858,10	2.063	851,54

[Quelle: Öko-BGV]

Tabelle 9: Geförderte Ökostromanlagen per 31.12.2003 und per 31.12.2004¹²

Bei der Interpretation dieser Angaben ist zu berücksichtigen, dass

- nicht alle Ökostromanlagen durch das Förderregime abgedeckt sind (Photovoltaik-Anlagen, Anlagen, die durch Ablauf des Vergütungszeitraums nicht mehr in das Förderregime fallen),

¹² Gemäß § 10 Ökostromgesetz besteht für Photovoltaikanlagen auch eine Abnahmeverpflichtung über die 15 MW-Grenze hinaus, allerdings ohne Anspruch auf einen geförderten Einspeisetarif.

- im Bereich Kleinwasserkraft es, vor allem für größere Kleinwasserkraftanlagen, wirtschaftlich sein kann, gegen Ende des Jahres aus dem Förderregime auszusteigen, da die am Markt angebotene Vergütung höher sein kann als der Einspeisetarif („temporäre Ausstiege aus der Öko-BG“),
- durch die stichtagsbezogene Betrachtung es zu Abweichungen gegenüber anderen statistischen Auswertungen (zB Energiestatistik) kommen kann.

7 Einspeisetarifentwicklung 2003 bis 2005

Die folgende Abbildung zeigt die Entwicklung der durchschnittlich gewährten Einspeisetarife von 2003 bis zum 1. Qu. 2005, im Vergleich zur Entwicklung der Marktpreise (Veröffentlichungen der Energie-Control GmbH gemäß § 20 Ökostromgesetz).¹³

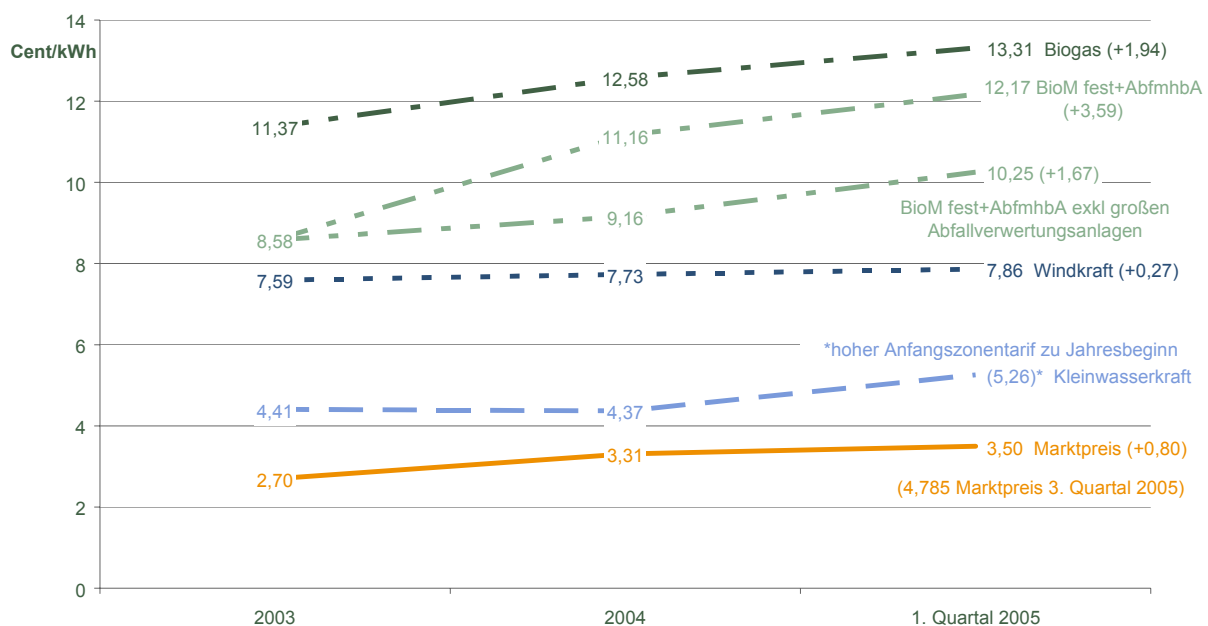


Abbildung 25: Entwicklung der Durchschnittsvergütung für Teilbereiche des „Sonstigen“ Ökostroms im Vergleich zum Marktpreis

Auffallend ist, dass in allen Bereichen des unterstützten „Sonstigen“ Ökostroms signifikante Steigerungen der durchschnittlichen Einspeisetarife gegeben sind. Dies steht im Widerspruch zur Zielsetzung des Ökostromgesetzes in § 4 Abs 1 Z 3, eine technologiepolitische Schwerpunktsetzung im Hinblick auf die Erreichung der Marktreife neuer Technologien vorzunehmen.

¹³ Anmerkung: Der Wert für Kleinwasserkraft für das erste Quartal 2005 ist für das Gesamtjahr nicht repräsentativ, da nach dem Zonenmodell die in einem Kalenderjahr von einer Anlage eingespeisten ersten Einspeisemengen höhere Tarife erhalten.

Der durchschnittliche Einspeisetarif für Biogasanlagen ist von 11,37 Cent/kWh im Jahr 2003 auf 13,31 Cent/kWh im ersten Qu. 2005 angestiegen, für feste Biomasseanlagen und Abfall mit hohem biogenen Anteil bei Nichtberücksichtigung einzelner großer Abfallverbrennungsanlagen von 8,58 Cent/kWh auf 12,17 Cent/kWh und für Windkraftanlagen von 7,59 Cent/kWh auf 7,86 Cent/kWh.

Mit dieser Entwicklung haben sich die eingesetzten Technologien und ihre Kostenstrukturen – mit Ausnahme der Wasserkraft – von einer Marktreife stärker entfernt als zu Beginn der Umsetzung des Ökostromgesetzes. Selbst bei einem Marktpreisniveau von 4 Cent/kWh entspricht der angeführte Einspeisetarif für Biogas im ersten Quartal 2005 (13,31 Cent/kWh) einer Subventionsquote von 70 %, für feste Biomasse (12,17 Cent/kWh) einer Subventionsquote von 67 % und für Windkraft (7,86 Cent/kWh) ohne Berücksichtigung der Ausgleichsenergieaufwendungen einer Subventionsquote von 49 %.

Die dargestellte sehr dynamische Entwicklung der Ökostrommengen und der erforderlichen Unterstützungsvolumina hat folgende Ursachen:

- Die meisten Ökostromtechnologien (mit Ausnahme von Kleinwasserkraft) erhalten einen unterstützten Einspeisetarif weit über dem Marktpreis für elektrische Energie. Zusätzlich zu den angegebenen Einspeisetarif-Subventionsquoten von 49 % (Windkraft) bis 70 % (Biogas) werden für Biomasse- und Biogas-Kleinanlagen in mehreren Bundesländern Investitionszuschüsse in Höhe von zumeist 20 % bis 30 % des Investitionsvolumens gewährt.
- Es wurden keine Mechanismen eingesetzt, die eine wirksame Begrenzung des Unterstützungsvolumens sichergestellt hätten. Gemäß geltendem Ökostromgesetz kann eine Begrenzung der Unterstützungsbudgets nur durch entsprechend knapp bemessene Einspeisetarife erfolgen. **Bei der Festlegung der Einspeisetarife für „sonstige“ Ökostromanlagen" im Dezember 2002 wurden als Ergebnis der Verhandlungen zwischen Wirtschaftsministerium auf der einen sowie dem BMLFUW und den Ländervertretern auf der anderen Seite letztendlich für „sonstigen“ Ökostrom**

Einspeisetarife festgesetzt, die den gesetzlichen Zielquoten und der gesetzlichen Begrenzung der Kostenbelastung nicht entsprochen haben. ¹⁴

- Die Planer, Errichter und Betreiber von Ökostromanlagen erwarten zukünftig eine Reduktion des Förderungsausmaßes. Deshalb wurde nach Möglichkeit für alle Projekte eine Genehmigung bis Jahresende 2004 angestrebt (Frist für Rechtsanspruch auf Einspeisetarife der Verordnung vom Dezember 2002). Innerhalb weniger Wochen wurden Errichtungsgenehmigungen für 180 weitere Windräder mit 340 MW_{el} Leistung, für 250 MW_{el} Biomasse fest und für 40 MW_{el} Biogasanlagen erteilt. Damit sind, gemeinsam mit den bereits fertig gestellten Ökostromanlagen, insgesamt 924 MW_{el} Windkraft, 379 MW_{el} Biomasse inklusive Mischfeuerungsanlagen und 71 MW_{el} Biogasanlagen genehmigt.
- Zusätzlich wurden in den vergangenen zwei Jahren insgesamt etwa 120 MW_{el} neue Kleinwasserkraftanlagen (bzw Anlagen mit zumindest 50 % Stromertragssteigerung) mit einer Nennleistung von jeweils unter 10 MW_{el} genehmigt. Das bedeutet einen signifikanten Zuwachs zu den etwa 970 MW_{el} bestehenden Kleinwasserkraftanlagen. Zusätzlich wurden etwa 40 MW Kleinwasserkraft mit einer Stromertragssteigerung von mindestens 15 % revitalisiert. Diese Entwicklung entspricht den Zielsetzungen des Ökostromgesetzes, in dem eine Anhebung des Kleinwasserkraftanteils von 8 % auf 9 % vorgegeben wird. Das Unterstützungsausmaß für Kleinwasserkraftanlagen wird trotz Mitfinanzierung der Neuanlagen mit € 48 Mio im Jahr 2006 signifikant unterhalb der gesetzlichen Begrenzung mit € 86 Mio (0,16 Cent/kWh mal 53.506 GWh) prognostiziert. Das hat die Ursache darin, dass die durchschnittlichen Einspeisetarifvergütungen für Kleinwasserkraftanlagen mit 4,37 Cent/kWh im Bereich des aktuellen Marktpreises von Strom liegt. Die Subventionsrate für Kleinwasserkraft ist daher nur ein Bruchteil der Subventionsraten für Windkraft, Biomasse und Biogas. Dies gilt nicht nur für die geförderten bestehenden Kleinwasserkraftanlagen, sondern auch für neue Kleinwasserkraftanlagen und Wasserkraftanlagen größer 10 MW.

¹⁴ Die im Ökostromgesetz festgesetzte Begrenzung der Kostenbelastung für Kleinwasserkraft wurde dagegen in ausreichendem Maße berücksichtigt.

- Der im Gesetz (§ 22 Abs 3 Ökostromgesetz) vorgegebene Kostenrahmen von € 118 Mio (0,22 Cent/kWh mal 53.506 GWh) für „Sonstigen“ Ökostrom wird im Jahr 2006 mit prognostizierten € 214 Mio (Marktpreisannahme 4,785 Cent/kWh) bis € 256 Mio (Marktpreisannahme 3,497 Cent/kWh) um rund 100 % überschritten werden. Bei einer solch eklatanten Überschreitung, die über den gesamten Garantiezeitraum von 13 Jahren wirksam sein wird, scheint es auch unter Berücksichtigung der 78,1 % Zieldiskussion (indikatives Ziel der Richtlinie 2001/77/EG zur Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen im Elektrizitätsbinnenmarkt) und der Verordnungsermächtigung, die Kostenbelastungsgrenze anzuheben, kaum möglich, ohne Gesetzesänderung weitere Förderungsverbindlichkeiten für „Sonstigen“ Ökostrom einzugehen. Im bisherigen Entscheidungsprozess zur Festlegung der Einspeisetarifhöhen wurden die Kostenauswirkungen unzureichend berücksichtigt.

8 Subventionsanteil an den Einspeisetarifen für Ökostrom

Gemäß Ökostromgesetz sind den Betreibern von Ökostromanlagen für die, in das öffentliche Netz, eingespeiste elektrische Energie fixe, in einer Verordnung festgelegte Einspeisetarife zu bezahlen. Setzt man diese Einspeisetarife in Bezug zum Marktpreis, den die Stromkonsumenten für elektrische Energie bezahlen, dann ergibt sich der von den Stromkonsumenten zusätzlich zum eigentlichen Strompreis zu finanzierende Subventionsanteil (ohne Berücksichtigung von Ausgleichsenergie und weiteren Förderungen) in Prozent über die Formel

$$\text{Subventionsanteil} = \frac{(\text{Einspeisetarif} - \text{Marktpreis})}{\text{Einspeisetarif}} \times 100$$

In den nachfolgenden Abbildungen sind die Berechnungsergebnisse mit den durchschnittlichen Einspeisetarifen des Jahres 2004 (bzw bei Biomasse- und Biogas-Kleinanlagen dem durchschnittlich verordneten Einspeisetarif in Höhe von 15 Cent/kWh) und unterschiedlichen Marktpreisen zwischen 3,5 Cent/kWh und 4,5 Cent/kWh dargestellt. Zusätzlich werden - um auch ein Hochpreis-Szenario für eine mittel- und langfristige Entwicklung darzustellen - die Berechnungsergebnisse für eine Marktpreisannahme in Höhe von 6 Cent/kWh¹⁵ graphisch dargestellt.

Bei der Interpretation der Ergebnisse ist zu berücksichtigen, dass die Ausgleichsenergieaufwendungen für Windkraft in den dargestellten Subventionsanteilen nicht enthalten sind. Außerdem ist nicht berücksichtigt, dass für netzgekoppelte Windkraft aufgrund seiner Nichtspeicherbarkeit und schlechten Prognostizierbarkeit nur geringere Verkaufserlöse erzielbar wären.

¹⁵ Von der International Energy Agency wurde im April 2005 eine Analyse der Erzeugungskosten von neuen Kraftwerken anhand von zahlreichen Fallbeispielen, die sich gerade in Planung oder Errichtung befinden, veröffentlicht. In der überwiegenden Anzahl der Fallbeispiele werden die Erzeugungskosten mit 3,3 Cent/kWh bis 4,4 Cent/kWh angegeben. Falls zusätzlich CO₂-Emissionsrechte um beispielsweise 25 EUR/t CO₂ zu erwerben wären, würde daraus eine Preissteigerung um etwa 0,8 Cent/kWh bis 1,2 Cent/kWh resultieren können. Eine Strompreisannahme von 6 Cent/kWh ist daher deutlich über den für die nächsten Jahre prognostizierten Stromerzeugungskosten.

8 Subventionsanteil an den Einspeisetarifen für Ökostrom

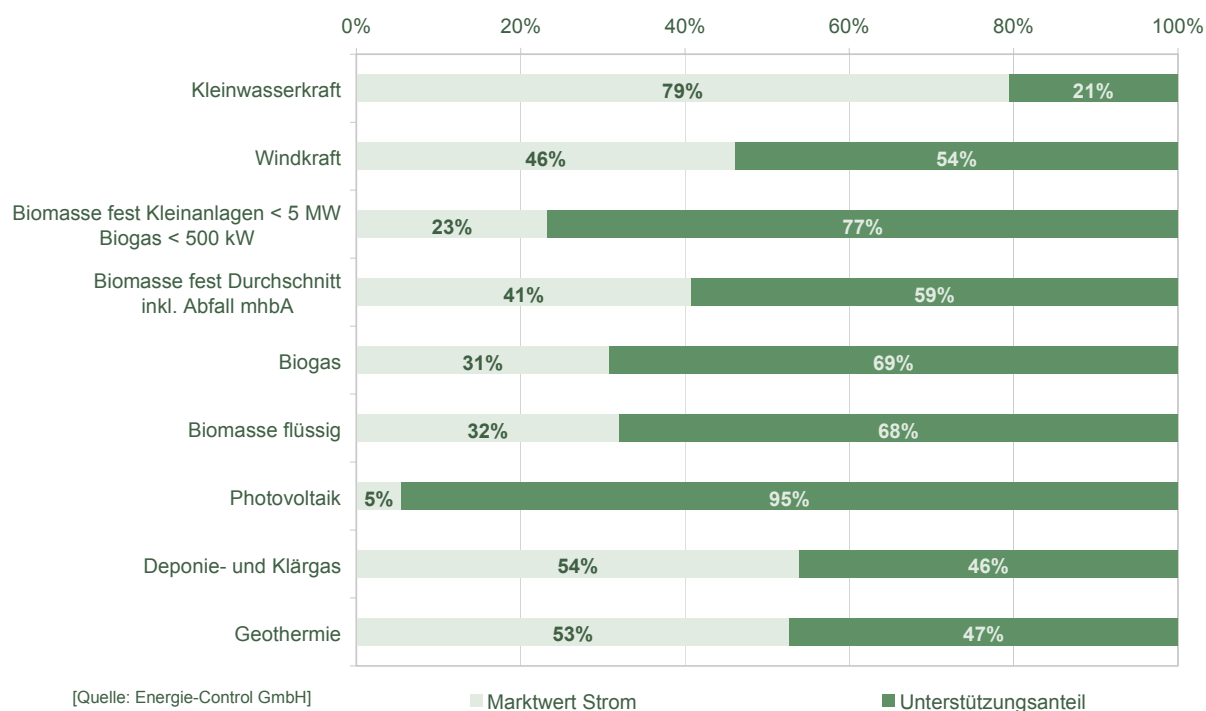


Abbildung 26: Subventionsanteile der im Jahr 2004 durchschnittlich gewährten Einspeisetarife mit Marktpreisannahme 3,5 Cent/kWh

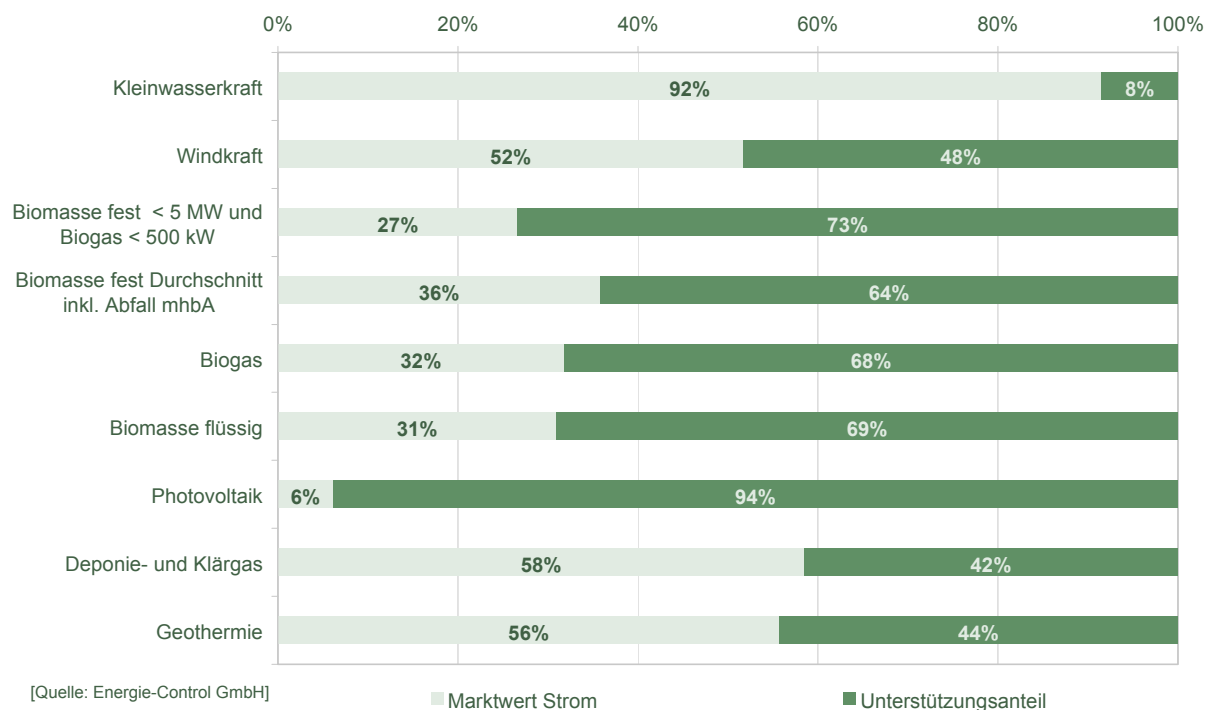


Abbildung 27: Subventionsanteile der im Jahr 2004 durchschnittlich gewährten Einspeisetarife mit Marktpreisannahme 4,0 Cent/kWh

8 Subventionsanteil an den Einspeisetarifen für Ökostrom

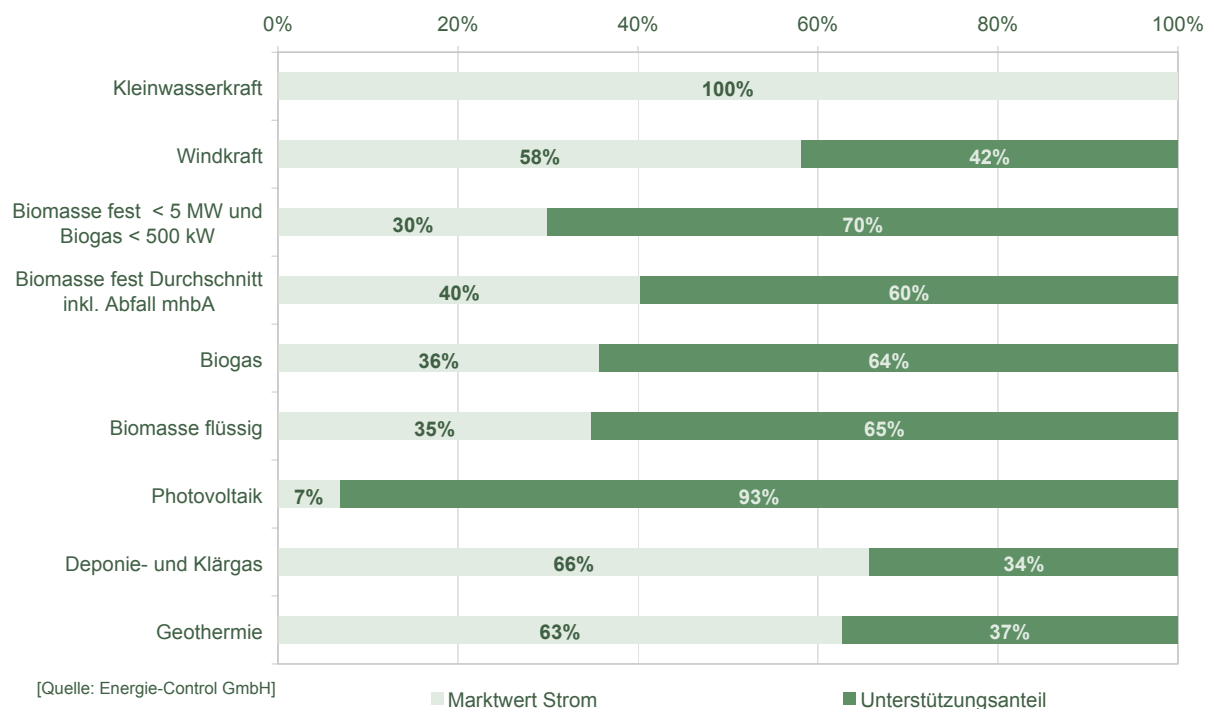


Abbildung 28: Subventionsanteile der im Jahr 2004 durchschnittlich gewährten Einspeisetarife mit Marktpreisannahme 4,5 Cent/kWh

Die drei dargestellten Szenarien mit Marktpreisannahmen zwischen 3,5 Cent/kWh bis 4,5 Cent/kWh zeigen, dass mit der gegenwärtigen Einspeisetarifstruktur in allen Szenarien der Subventionsanteil für alle unterstützten Ökostromtechnologien mit Ausnahme der Kleinwasserkraft über 33 % liegt.

Bei Biomasse- und (landwirtschaftlichen) Biogaskleinanlagen mit Einspeisetarifen von durchschnittlich 15 Cent/kWh ist der Subventionsanteil zumindest 70 %. In Hinblick auf die Zielsetzung des Ökostromgesetzes, Technologieschwerpunkte dort zu setzen, wo eine Entwicklung zur Marktreife zu erreichen ist, eignen sich diese Technologien mit den derzeit gegebenen Kostenstrukturen daher nicht für weitere, breite großtechnische Anwendungen. Auch etwaige Änderungen der Kostenstrukturen von Biomasse- und Biogas-Kleinanlagen im einstelligen Prozentbereich führen zu keiner grundsätzlichen Änderung dieser Bewertung. Anzumerken ist, dass Biomasse- und Biogas-Kleinanlagen in mehreren Bundesländern zusätzlich zu den Einspeisetarifen auch Investitionszuschüsse zwischen 15 % und 30 % erhalten, die in den ausgewiesenen Subventionsanteilen nicht enthalten sind.

In der folgenden Abbildung werden zusätzlich - um auch ein Hochpreis-Szenario für eine mittel- und langfristige Entwicklung darzustellen - die Berechnungsergebnisse für eine Marktpreisannahme in Höhe von 6 Cent/kWh dargestellt.

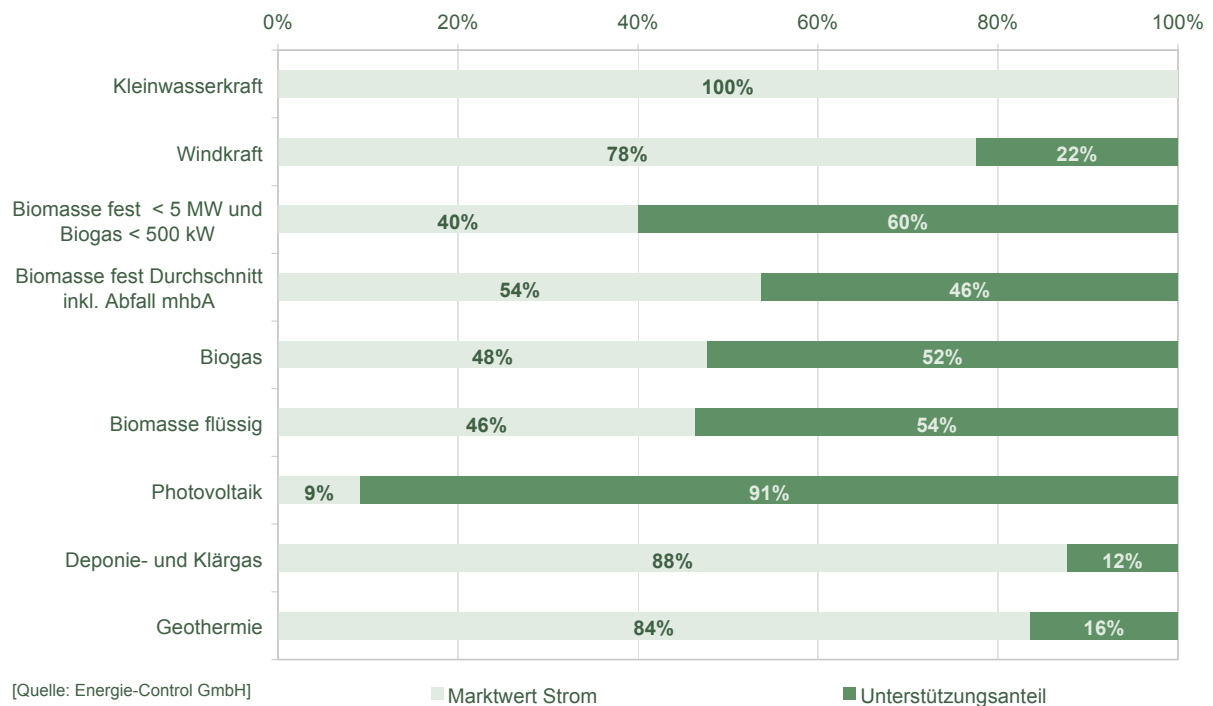


Abbildung 29: Subventionsanteile der im Jahr 2004 durchschnittlich gewährten Einspeisetarife mit Marktpreisannahme 6,0 Cent/kWh

Es ist zu erkennen, dass selbst bei einer Marktpreisannahme in Höhe von 6 Cent/kWh mit Ausnahme der Kleinwasserkraft alle unterstützten Ökostromtechnologien ein signifikanter Subventionsanteil gegeben ist. Bei Biomasse- und (landwirtschaftlichen) Biogas-Kleinanlagen sinkt der Subventionsanteil bei einem Marktpreisanstieg von 4,5 Cent/kWh auf 6 Cent/kWh nur von 70 % auf 60 %.

9 CO₂-Reduktionskosten 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. Mit den bis Jahresende 2004 genehmigten Stromerzeugungsanlagen aus erneuerbaren Energieträgern werden durch die Förderungen gemäß Ökostromgesetz zusätzlich etwa 4,5 TWh Strom aus erneuerbaren Energieträgern pro Jahr erzeugt werden. Die Erzeugung elektrischer Energie in neuen, modernen Gas-GuD-Anlagen¹⁶ verursacht pro erzeugter MWh Emissionen in Höhe von etwa 0,34 Tonnen CO₂. Bei der Erzeugung von elektrischer Energie aus erneuerbaren Energieträgern wird dagegen kein CO₂ emittiert (Wasserkraft, Windkraft) oder bei einer nachhaltigen Forstbewirtschaftung nur in dem Ausmaß, in dem es auch wieder während des Forstwachstums der Atmosphäre entzogen und gebunden wird (Biomasse)¹⁷. Durch die Ökostromerzeugung zufolge des Ökostromgesetzes werden somit, im Vergleich zu einer modernen GuD-Kraftwerksanlage, die treibhausgaswirksamen CO₂-Emissionen im Ausmaß von 1,5 Mio Tonnen CO₂ pro Jahr vermieden. Zum Vergleich: Die anthropogen verursachten Gesamt-Treibhausgasemissionen waren in Österreich im Jahr 2003 etwa 91,6 Mio t CO₂-Äquivalent, siehe Anhang 9.

Wenn nun die Erzeugung von einer MWh Ökostrom in neuen Ökostromanlagen beispielsweise mit 50 €/MWh gefördert wird, dann bedeutet das im Vergleich zu modernen Gas-GuD-Anlagen mit einem Emissionsfaktor von 0,34 t CO₂ pro MWh CO₂-Vermeidungskosten in Höhe von € 150.¹⁸ Für die einzelnen Energieträger lauten die Berechnungen der CO₂-Reduktionskosten auf Basis der durchschnittlich gewährten Einspeisetarife im Jahr 2004 und mit einer Marktpreisannahme von 45 €/MWh wie folgt:¹⁹

¹⁶ Referenzszenario zur Bewertung neuer Ökostromanlagen.

¹⁷ „CO₂-neutral“

¹⁸ 50 €/MWh dividiert durch 0,34 t CO₂/MWh.

¹⁹ Anmerkung: Für Windkraft wird ein Marktwert-Abschlag von 10 €/MWh (1 Cent/kWh) vorgenommen, da ein Verkaufserlös wegen der Nicht-Beeinflussbarkeit der Erzeugungsganglinie reduziert wäre sowie die Ausgleichsenergieaufwendungen zu berücksichtigen sind.

CO ₂ Reduktionskosten			
Energieträger	durchschnittlicher Einspeisetarif 2004	Berechnung (Emissionsfaktor 0,34 t CO ₂ /MWh)	CO ₂ Reduktionskosten
	EUR/MWh		EUR/t CO ₂
Bestehende Kleinwasserkraft	43,7	(43,7 - 45 EUR/MWh) / 0,34 t CO ₂ /MWh	0
Neue Kleinwasserkraft	48,0	(48 - 45 EUR/MWh) / 0,34 t CO ₂ /MWh	9
Windkraft	77,3	(77,3 - 35 EUR/MWh) / 0,34 t CO ₂ /MWh	124
Biomasse (exkl. große Abfallverwertungsanlagen)	111,6	(111,6 - 45 EUR/MWh) / 0,34 t CO ₂ /MWh	196
Biogas	125,8	(125,8 - 45 EUR/MWh) / 0,34 t CO ₂ /MWh	238
Biomasse- und landwirtsch. Biogas-Kleinanlagen	150,0	(150 - 45 EUR/MWh) / 0,34 t CO ₂ /MWh	309
Photovoltaik	651,6	(651,6 - 45 EUR/MWh) / 0,34 t CO ₂ /MWh	1784

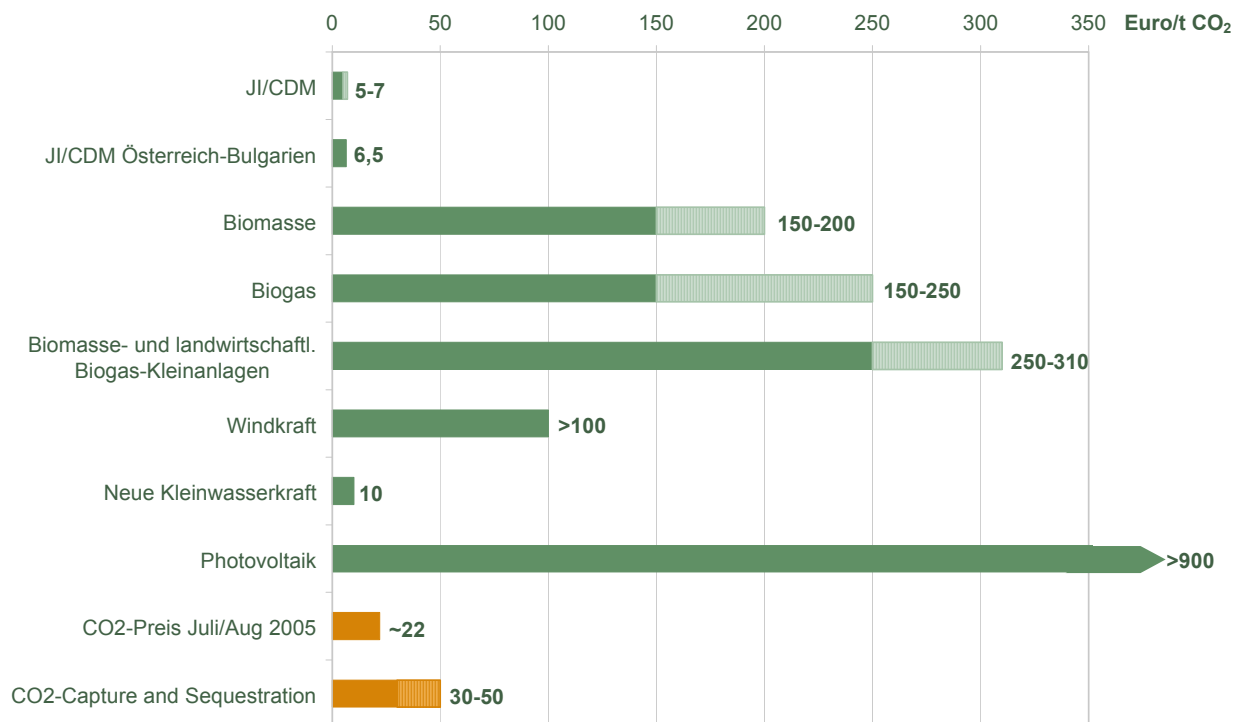
[Quelle: Energie-Control GmbH]

Tabelle 10: Berechnung der CO₂-Reduktionskosten

Anmerkungen zu obiger Tabelle:

- Würde man statt dem Emissionsfaktor 0,34 t CO₂/MWh, wie er für moderne Gas-GuD-Anlagen gilt, einen Emissionsfaktor von 0,5 t CO₂/MWh als Durchschnittswert für die bestehenden kalorischen Kraftwerksanlagen einsetzen, dann wären die CO₂-Reduktionskosten um ein Drittel geringer, allerdings würde man damit neue Ökostromanlagen mit alten fossil-kalorischen Anlagen vergleichen.
- Der Genehmigungsboom zu Jahresende 2004, der vor allem hochpreisige Biomasse- und Biogas-Kleinanlagen beinhaltet, wird zu Steigerungen der durchschnittlichen Einspeisetarife für Biomasse- und Biogasanlagen in den Jahren 2005 bis 2007 führen.
- Investitionszuschüsse, wie sie vor allem für Biomasse- und Biogas-Kleinanlagen meist zusätzlich zu den Einspeisetarifen gewährt werden, sind in den Berechnungen nicht enthalten.

In der folgenden Abbildung wird ein Überblick über die Reduktionskosten der Stromerzeugung aus mit Einspeisetarifen geförderter Ökostromerzeugung gegeben und den Reduktionskosten mit anderen Klimaschutzprogrammen (JI/CDM) sowie den aktuellen Preisen für CO₂-Emissionsrechte im Rahmen des EU-Emission Trading Systems (ETS) und des Kostenschätzungen für CO₂-Capture and Sequestration Maßnahmen nach fossilen Kraftwerken gegenüber gestellt.



[Quelle: Energie-Control GmbH]

Abbildung 30: CO₂-Reduktionskosten (Annahme für Ökostrom: Durchschnittliche Einspeisetarife 2004, Marktpreis 4,5 Cent/kWh, Emissionsfaktor fossile Stromerzeugung 0,34 t CO₂/MWh bis 0,5 t CO₂/MWh)

Die folgenden zwei Abbildungen zeigen die Preisentwicklung für CO₂-Emissionsrechte gemäß dem EU-CO₂-Handelssystem (Emission Trading Scheme ETS).

9 CO₂-Reduktionskosten und CO₂-Preisentwicklung

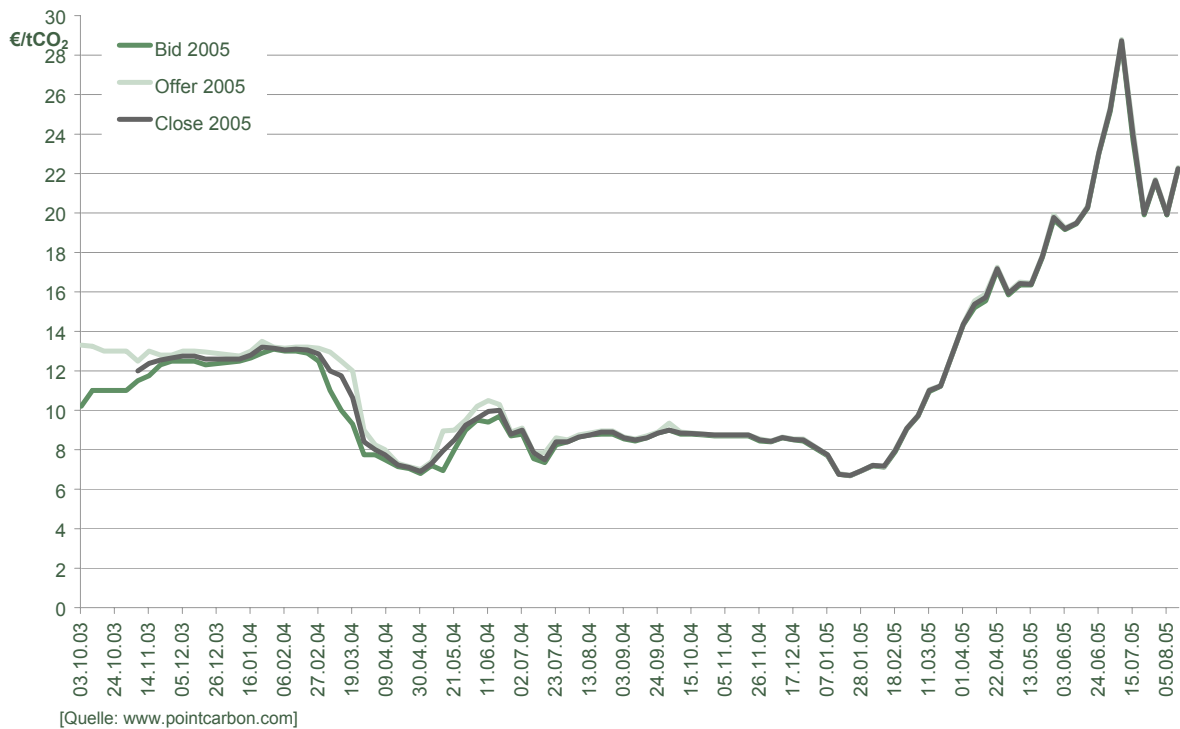


Abbildung 31: CO₂ (EU-ETS 2005) - Preisentwicklung 03.10.2003 bis 05.08.2005

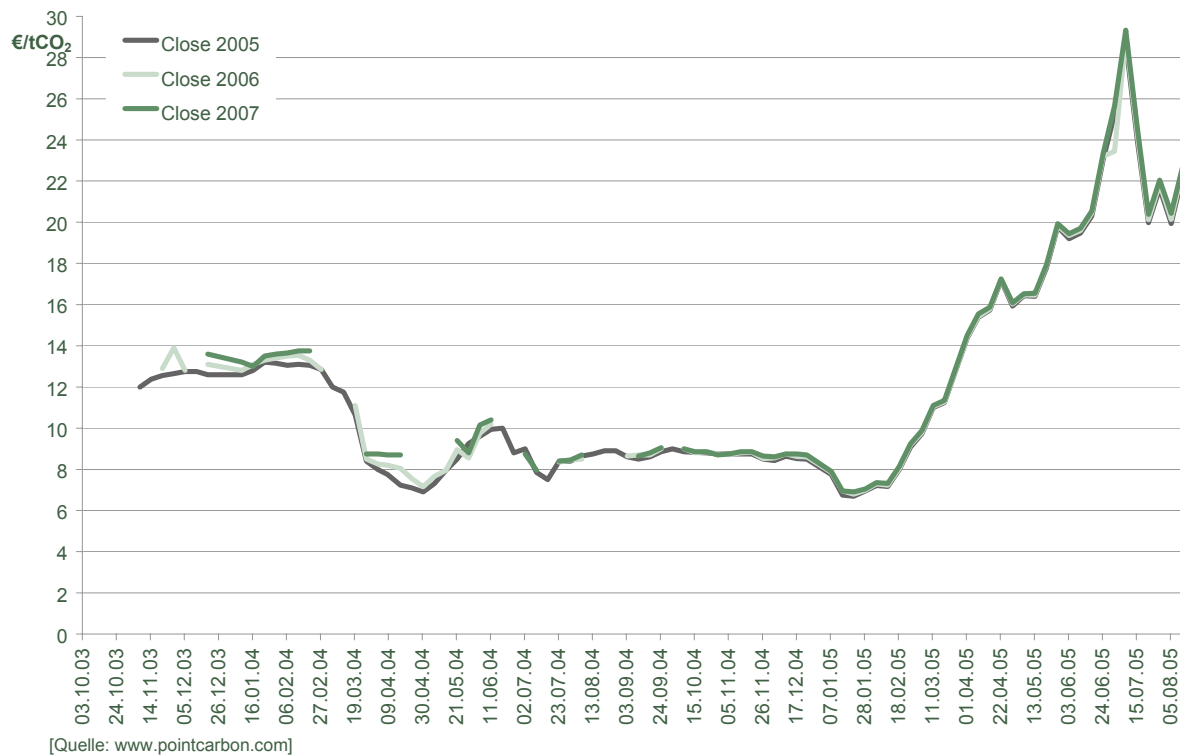


Abbildung 32: CO₂ (EU-ETS 2005, 2006, 2007) - Preisentwicklung 03.10.2003 bis 05.08.2005

10 Brennstoffkosten und Stromerzeugungswirkungsgrade für den Bereich Biomasse und Biogas

10.1 Biomasse-Ressourcen

Im Jahr 2004 war in Österreich eine Holzeinschlagsmenge in Höhe von 16,48 Millionen Erntefestmetern ohne Rinde gegeben.²⁰ Im Vergleich dazu wird zukünftig bereits ein signifikanter Anteil für die Stromerzeugung aus Biomasse erforderlich sein, der teilweise auch durch Biomasse aus dem benachbarten Ausland aufgebracht werden wird.

Für 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.

$$1.680.000 \text{ MWh}_{\text{el}} / 2 \text{ MWh}_{\text{th}}/\text{fm} / 0,25 \text{ MWh}_{\text{el}}/\text{MWh}_{\text{th}} \text{ (durchschn. elektr. Wirkungsgrad)} = 3,36 \text{ Mio Festmeter}^{21}$$

Die Aufbringung dieser hohen Biomasse-mengen für 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.

Selbst sehr optimistische Annahmen gehen davon aus, dass auch im Falle der Fortführung hoher Förderungen und mit großen Anstrengungen der Logistik-Verbesserungen in der Forstwirtschaft in Österreich kaum mehr als 1 Million Festmeter Biomasse pro Jahr für weitere neue Stromerzeugungsanlagen in Österreich verfügbar sein werden.

²⁰ OTS-Presseaussendung des Bundesministeriums für Land- und Forstwirtschaft, Umwelt und Wasserwirtschaft vom 12.04.2005.

²¹ 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}

Zum Vergleich: Mit 1 Million Festmeter Biomasse kann etwa 1 % der Gesamtabgabemenge aus öffentlichen Netzen erzeugt werden.

$$1 \text{ Mio fm} * 2 \text{ MWh}_{\text{th}}/\text{fm} * 0,25 \text{ (Wirkungsgrad)} = 500 \text{ GWh}_{\text{el}}^{22}$$

Biomasse­men­gen dar­über hin­aus sind vie­lleicht als theo­re­ti­scher Holz­zu­wachs oder als tech­ni­sches Po­ten­zial dar­stell­bar, aber kaum zu wirt­schaft­lich ver­tre­tbaren Kon­di­tionen nutz­bar und den we­sent­lich kos­ten­gün­stige­ren An­ge­boten aus dem be­nach­barten Aus­land nicht stand­haltend.

10.2 Brennstoffkosten und Wirkungsgrade

Die fol­gen­den Aus­füh­run­gen ge­ben einen Ver­gleich der Brennstoffkosten von Biomasse (Waldhackgut) und Biogas (landwirtschaftliche Rohstoffe wie Mais) mit den Brennstoffkosten von Erdgas. Nach Berücksichtigung der Wirkungsgrade ergeben sich daraus Brennstoffkosten pro erzeugter kWh Strom. Diese Bewertungen sind dahingehend bedeutend, als Stromerzeugungstechnologien, deren Aufwand für die Brennstoffversorgung alleine signifikant über möglichen Stromerlösen liegen, auch mittel- und langfristig keine Aussicht einer Entwicklung zur Marktreife haben.

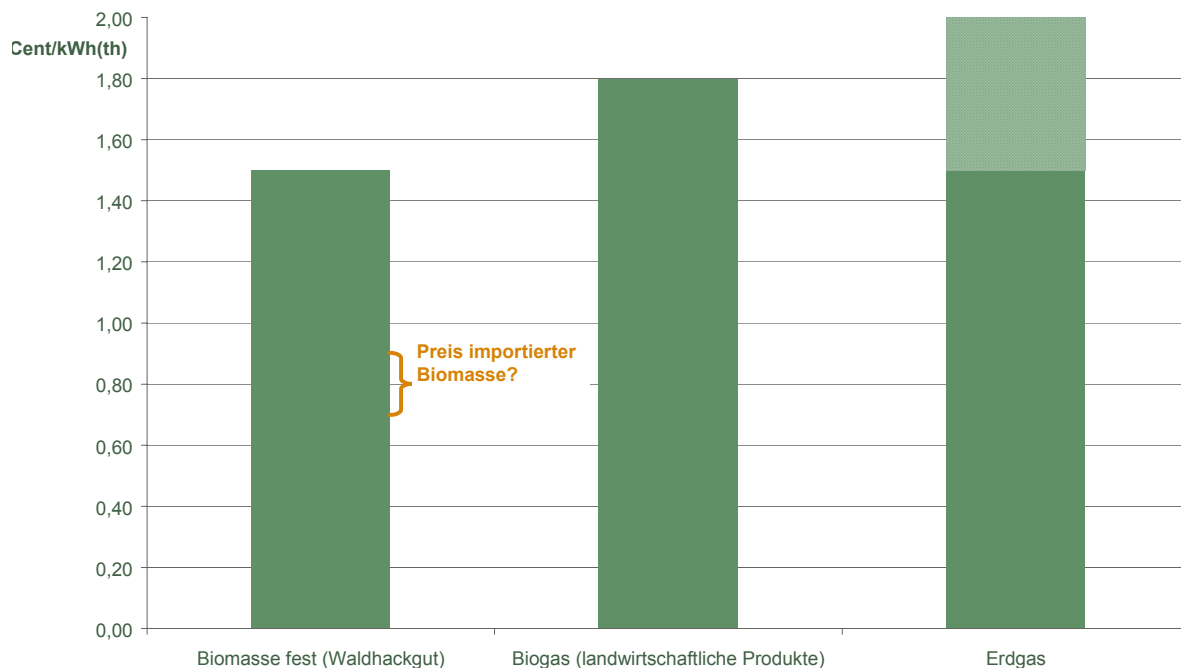
Die angeführten Darstellungen sind als Richtwerte zu verstehen und können im Einzelfall auch stark abweichen.

Die folgende Abbildung zeigt die Brennstoffkosten je Heizwert für Biomasse, Biogas (aus Mais) und Erdgas. Bei Waldhackgut betragen die Kosten etwa 1,5 Cent/kWh (th) (Hu)^{23,24}, bei Biogas aus Mais etwa 1,8 Cent/kWh (th) (Hu), bei Erdgas als Einkaufspreis für Kraftwerksbetreiber etwa 1,5 Cent/ kWh (th) (Hu). Um etwaige zukünftige Preissteigerungen bei Erdgas mit abzubilden, wird eine Bandbreite von 1,5 Cent/kWh (th) (Hu) bis 2,0 Cent/kWh (th) (Hu) angenommen.

²² Gesamtabgabemenge 2004: 51.800 GWh.

²³ 15 €/srm bei etwa 1 MWh/srm, oder 50 €/fm (Buche) bei 3,2 MWh/fm oder 35 €/fm (Fichte) bei 2,15 MWh/fm.

²⁴ Hu = unterer Heizwert.



[Quelle: Energie-Control
2005]

Abbildung 33: Brennstoffkosten (Richtwerte) pro kWh Heizwert (Hu) für Biomasse (Waldhackgut), Biogas (aus Mais) und Erdgas

Anzumerken ist, dass die angeführten Brennstoffpreise für Biomasse das österreichische Preisniveau charakterisieren. Biomasse aus dem benachbarten Ausland wird oft zu deutlich geringeren Preisen angeboten.

Die folgende Abbildung zeigt die elektrischen Nettowirkungsgrade bei Stromerzeugung aus fester Biomasse, Biogas und Erdgas. Der Nettowirkungsgrad (nach Abzug des Eigenbedarfs der Anlage) ist bei Biomasse-Kleinanlagen oft nur etwa 15 % und kann bei Großanlagen bis zu etwa 30 % betragen. Der elektrische Netto-Wirkungsgrad der Biogasnutzung kann in modernen Blockheizkraftwerken dagegen bis zu 37 % betragen. Moderne Erdgas Gas- und Dampf- (GuD) Kraftwerke haben elektrische Wirkungsgrade von bis zu 57 %.

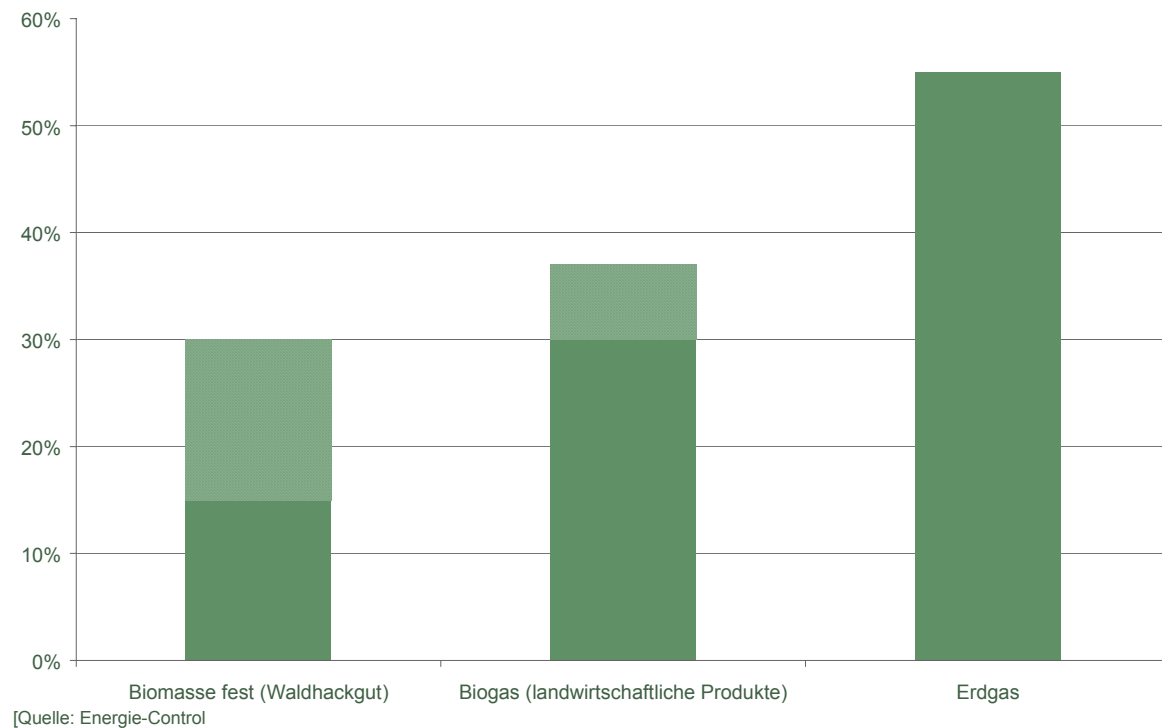


Abbildung 34: Elektrische Nettowirkungsgrade für Biomasse, Biogas und Erdgas

Die folgende Abbildung zeigt die Brennstoffkosten pro kWh Netto-Stromerzeugung. Diese ergeben sich durch Division der Brennstoffkosten je Heizwert (Cent/kWh (th) (Hu)) durch den elektrischen Nettowirkungsgrad der Stromerzeugungstechnologie für diesen Brennstoff. Die Brennstoffkosten für die Stromerzeugung werden mit dem Marktpreisniveau für elektrische Energie verglichen, somit also mit den möglichen Erlösen für das Produkt elektrische Energie.

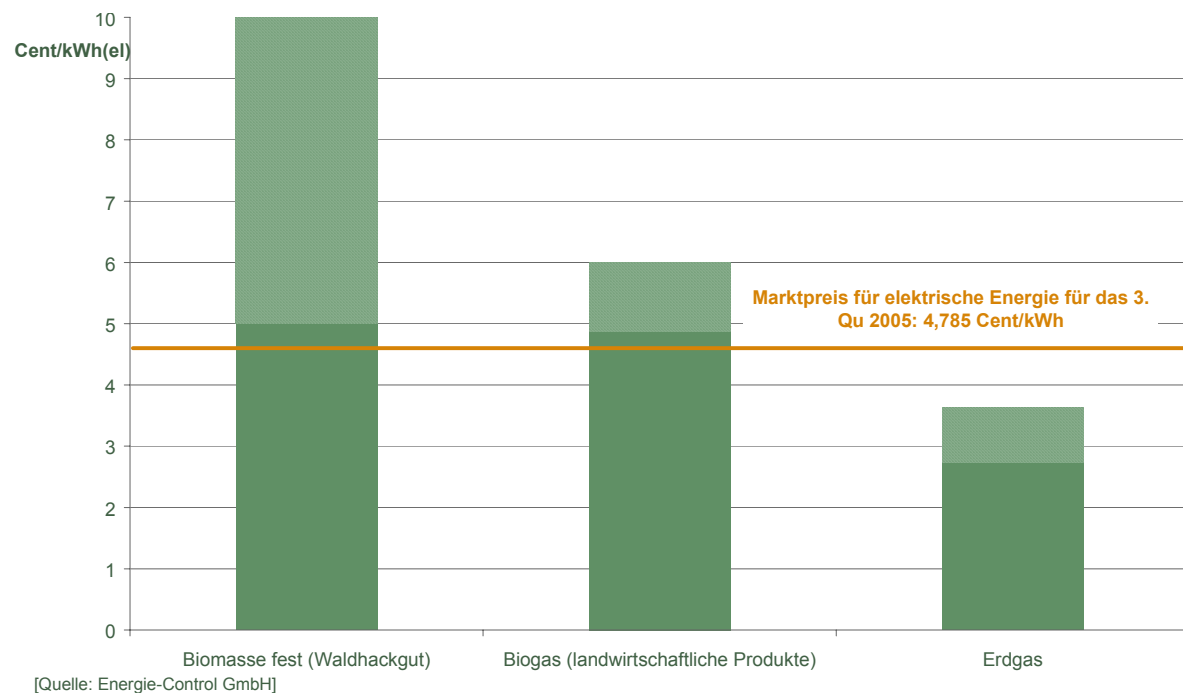


Abbildung 35: Brennstoffkosten (Richtwerte) pro kWh Stromerzeugung für Biomasse (Waldhackgut), Biogas (aus Mais) und Erdgas

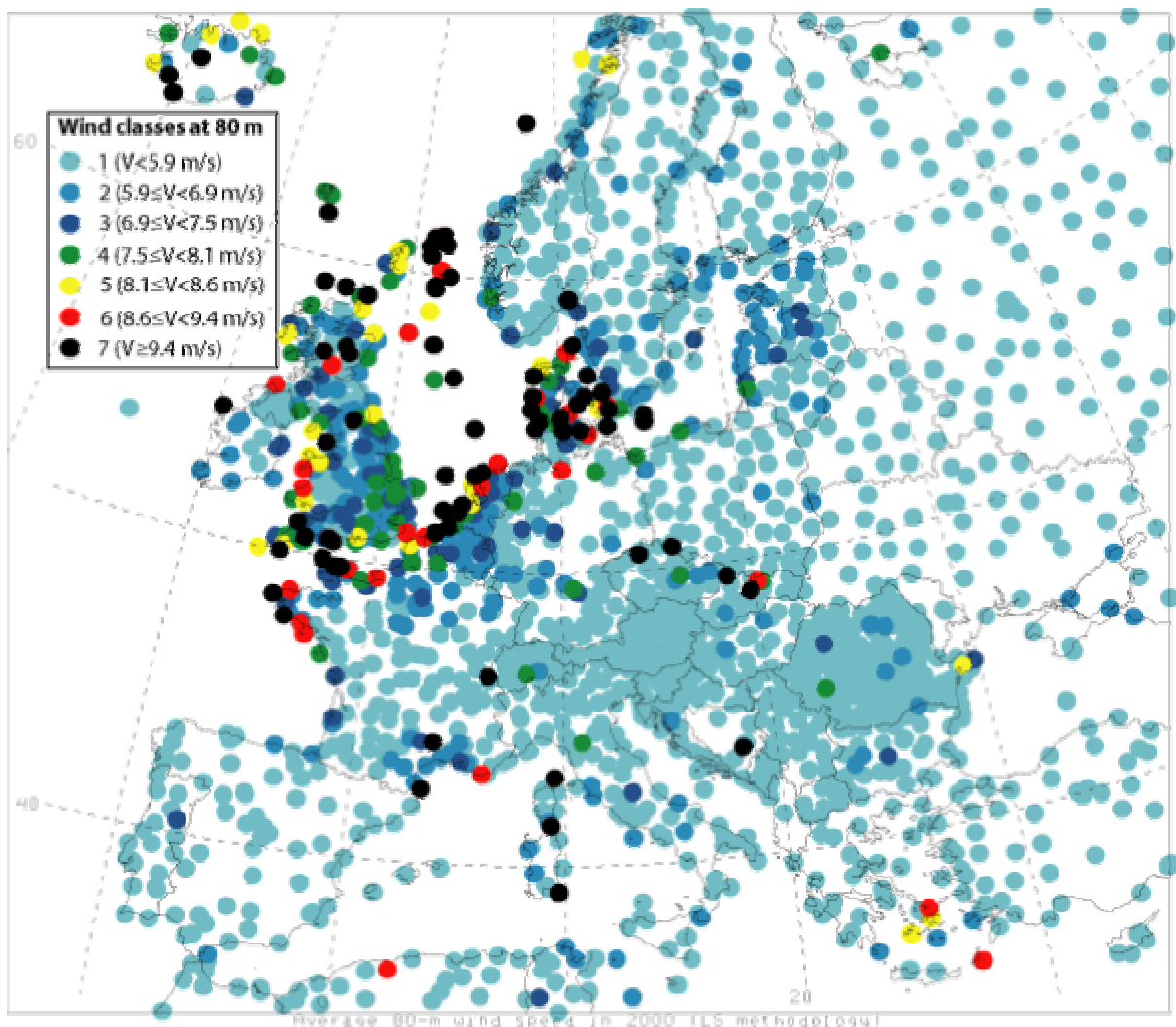
Die Auswertung zeigt, dass vor allem die Brennstoffkosten bei fester Biomasse mit etwa 5 Cent/kWh_{el} bis 10 Cent/kWh_{el} wesentlich höher sind als die Erlöse für Strom. Insbesondere für Biomasse-Kleinanlagen können die Brennstoffkosten mit 8 Cent/kWh_{el} bis 10 Cent/kWh_{el} auch mittel- und langfristig kaum aus den Stromerlösen gedeckt werden. Damit hat diese Technologie allerdings auch kaum das Potenzial einer Entwicklung hin zur Marktreife. Dies bestätigt ein Vergleich mit Erdgas GuD-Anlagen, die neben den geringeren Brennstoffkosten auch nur einen Bruchteil der Investitionskosten von Biomasseanlagen erfordern (Erdgas GuD: etwa 500 €/kW; Biomasse-Kraftwerke: über 3.000 €/kW).

Biogasanlagen (aus Mais) haben - vor allem aufgrund des höheren elektrischen Wirkungsgrades - mit etwa 5 Cent/kWh_{el} deutlich geringere Brennstoffkosten als Biomasseanlagen, bei ähnlich hohen bzw etwas höheren Investitionskosten.

11 Windkraft

11.1 Windressourcen in Europa und in Österreich

In den folgenden Abbildungen werden die durchschnittlichen Windstärken (Jahresdurchschnittswerte in den jeweils angegebenen Höhen) in verschiedenen Regionen Europas nach verschiedenen verfügbaren Quellen dargestellt.

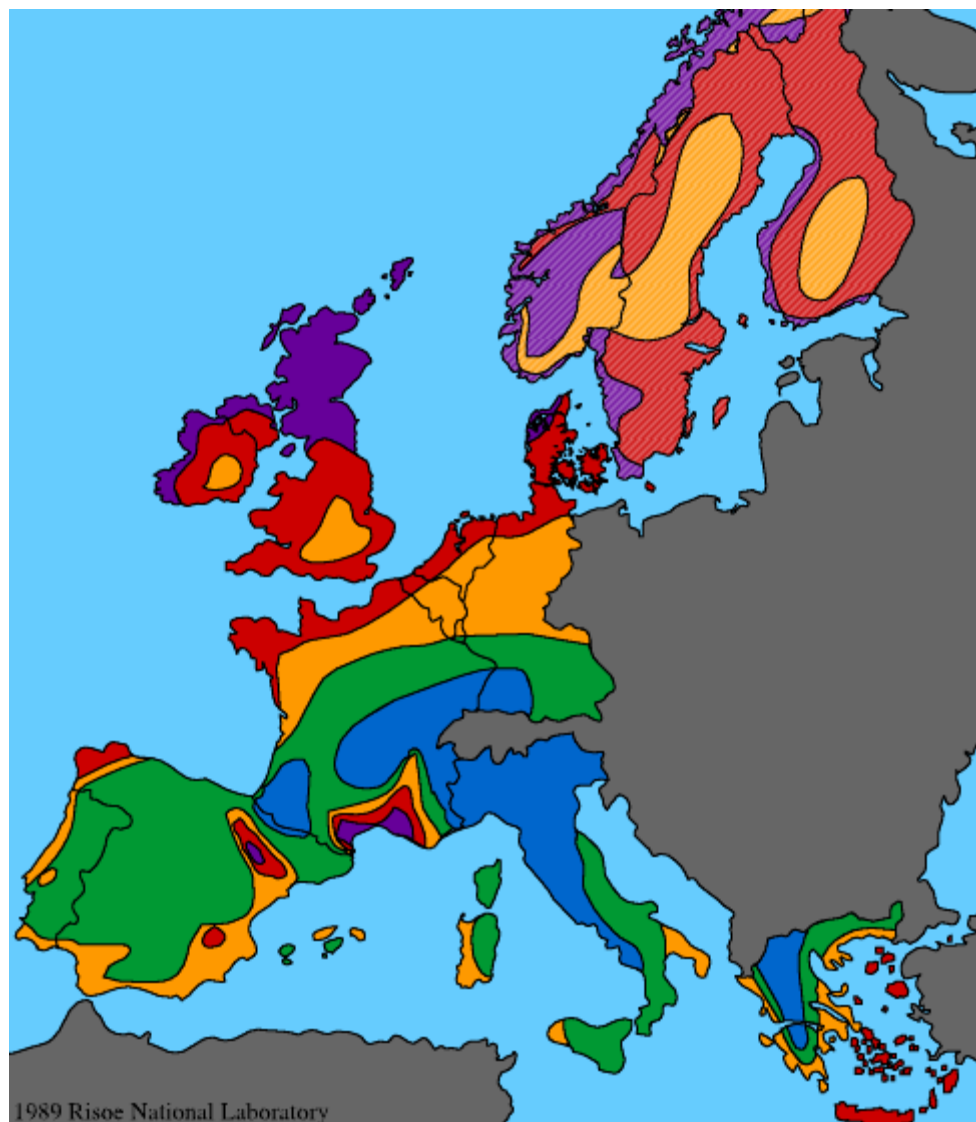


[Quelle: C.L. Archer, M.Z. Jacobson, Stanford University, September 2004]

Abbildung 36: Windressourcen in Europa, durchschnittliche Windgeschwindigkeiten in 80 Meter Höhe

Die Abbildung zeigt die höheren Windstärken insbesondere in Großbritannien, in weiteren Küstengebieten Europas und vor allem auch in Off-shore Standorten. Binnenstandorte haben nur unterdurchschnittliche Windstärken. Für die besten Windstandorte in Österreich wird in Höhe von 100 Meter (Nabenhöhe moderner Windkraftanlagen) eine durchschnittliche Windgeschwindigkeit von etwa 7 m/s angenommen. Der Vergleich zu obiger europaweiter Auswertung (in 80 Meter Höhe) zeigt, dass diese Standorte in Österreich im internationalen Vergleich bei sieben angegebenen Windklassen den schlechtesten drei Windklassen zuzuordnen sind.

Die folgende Abbildung mit Auswertungen einer anderen Datenquelle bestätigen die Ergebnisse der ersten Abbildung, mit etwas geringeren Messhöhen (45 Meter bzw 50 Meter) für On-Shore Standorte.

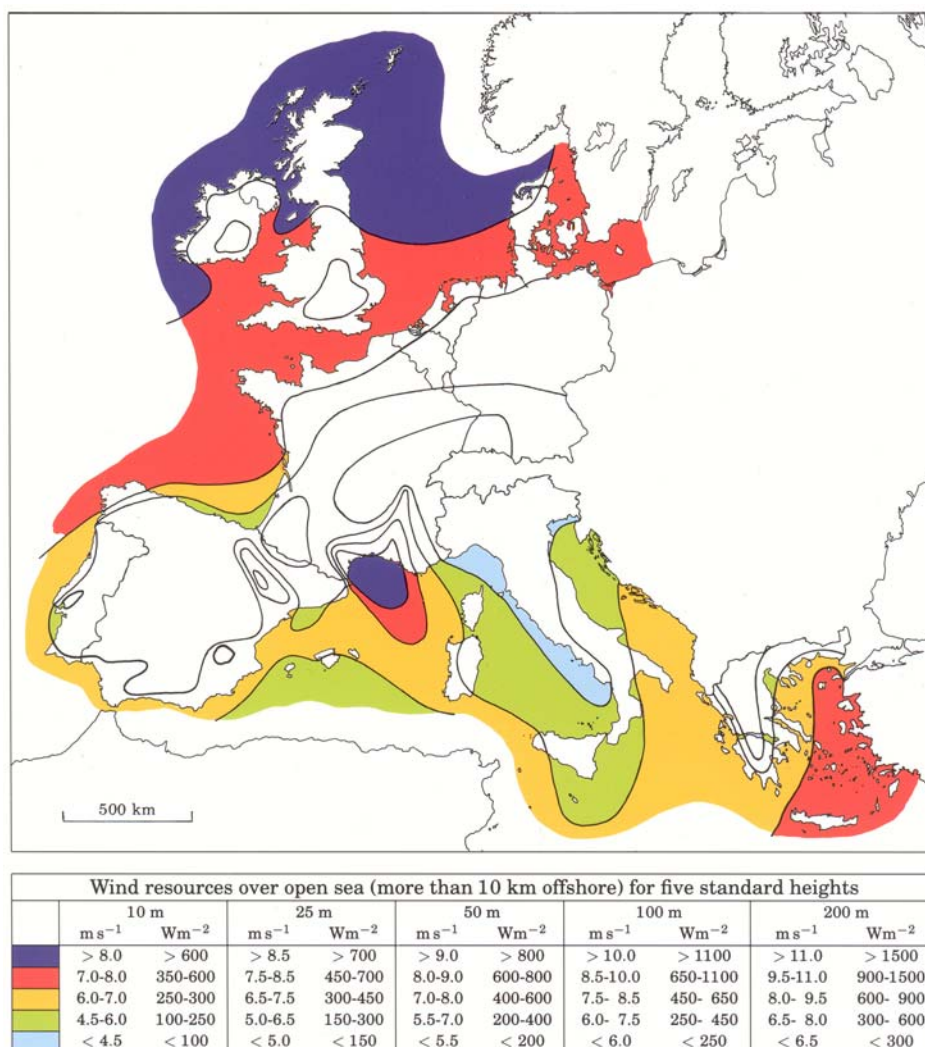

Windressourcen in einer Höhe von 50 (45) m über dem Boden

Farbe	Geschütztes Terrain		Offene Ebene		Meeresküste		Offene See		Hügel und Berggrücken	
	m/s	W/m ²	m/s	W/m ²	m/s	W/m ²	m/s	W/m ²	m/s	W/m ²
Red	>6.0	>250	>7.5	>500	>8.5	>700	>9.0	>800	>11.5	>1800
Orange	5.0-6.0	150-250	6.5-7.5	300-500	7.0-8.5	400-700	8.0-9.0	600-800	10.0-11.5	1200-1800
Yellow	4.5-5.0	100-150	5.5-6.5	200-300	6.0-7.0	250-400	7.0-8.0	400-600	8.5-10.0	700-1200
Green	3.5-4.5	50-100	4.5-5.5	100-200	5.0-6.0	150-250	5.5-7.0	200-400	7.0-8.5	400-700
Blue	<3.5	<50	<4.5	<100	<5.0	<150	<5.5	<200	<7.0	<400
Purple			>7.5							
Dark Red			5.5-7.5							
Light Orange			<5.5							

[Quelle: Danish Wind Industry Association, <http://www.windpower.org/de/tour/wres/euomap.htm>, 25.05.2005]

Abbildung 37: Windressourcen in Europa, durchschnittliche Windgeschwindigkeiten in 50 (45) Meter Höhe

Die folgende Abbildung bestätigt die Ergebnisse für Off-shore Standorte.



[Quelle: Danish Wind Industry Association, <http://www.windpower.org/>, 25.05.2005]

Abbildung 38: Windressourcen in Europa, durchschnittliche Windgeschwindigkeiten Off-Shore in 10 bis 200 Meter Höhe

Die besten Windkraftstandorte Österreichs sind bereits genutzt. Im internationalen Vergleich zum Beispiel mit europäischen Küstengebieten sind die Windkraftstandorte Österreichs allerdings unterdurchschnittlicher Qualität. Dadurch sind in Österreich um etwa 20 % bis 30 % höhere Förderungen notwendig als an günstigen Küstenstandorten Europas, die in vielen Ländern Europas nicht genutzt sind. An den besten Standorten in Österreich sind in 100 Meter Höhe etwa 7 m/s, in (für die Windkraft bisher größtenteils ungenutzten)

Küstengebieten Europas dagegen bereits in 50 Meter Höhe höhere durchschnittliche Windgeschwindigkeiten von 8,5 m/s und mehr gegeben.

11.2 Windkraftausbau in Europa und in Österreich

Ende 2004 waren in Europa Windkraftanlagen mit einer gesamten installierten Leistung von 34.800 MW errichtet (weltweit waren es bis Mitte 2005 rund 50.000 MW), davon 16.600 MW in Deutschland, 8.300 MW in Spanien und 3.100 MW in Dänemark. Alleine in diesen drei Ländern befinden sich mit 28.000 MW etwa 80 % der in der EU-25 insgesamt installierten Windkraftleistung.

Österreich ist mit 606 MW installierter Windkraftleistung (und bis Mitte August 2005 924 MW genehmigter Windkraftleistung) das einzige Land ohne windstarke Küstengebiete, das mehr als 100 MW Windkraftleistung installiert hat. In Österreich ist damit fast so viel Windkraftleistung genehmigt wie in den traditionell Windkraft nutzenden Niederlanden derzeit errichtet ist (1.078 MW), fast doppelt so viel wie in Griechenland (465 MW) und mehr als doppelt so viel wie in Frankreich (386 MW) in Betrieb ist.

Der Windkraftausbau in Dänemark ist im Jahr 2004 auf 9 MW zurückgegangen (vergleiche Österreich: 190 MW).

Der Windkraftausbau wird in Österreich um etwa 20 % bis 30 % höher gefördert, als die Windkraftnutzung in windstarken Gebieten erfordern würde.

Windkraftausbau in diesen Größenordnungen ist Landschaftsverträglichkeit eine zentrale Fragestellung.

Die größten Umweltauswirkungen des Windkraftausbaus bestehen in seiner signifikanten Beeinflussung des Landschaftsbildes. Je nach subjektivem Empfinden und wohl auch je nach Interessenslage werden diese Auswirkungen als ästhetisch, harmonisch, positiv und schön oder auch als hässlich, landschaftszerstörend, irritierend und massiv negativ empfunden. Die folgenden beiden Abbildungen zeigen exemplarisch diese beiden kontroversiellen Wahrnehmungen, einmal in Form eines Titelblattes zu einer windkraftkritischen Darstellung und einmal in Form einer Werbebroschüre für Windkraftausbau.



Quelle: Der Spiegel, 29.03.2004

Abbildung 40: Landschaftsauswirkung des Windkraftausbaus – Beispiel 1



Quelle: European Wind Energy Association (EWEA)

Abbildung 41: Landschaftsauswirkung des Windkraftausbaus – Beispiel 2

Es wird empfohlen, Landschaftsschutzfragen in Zusammenhang mit dem Windkraftausbau stärker in den Entscheidungsprozess zu integrieren, und zwar frühzeitig durch überregionale und gebündelte Flächenwidmungen zur Vermeidung von regional stark zerstreutem Ausbau. Im Rahmen des Genehmigungsbooms von Windkraftanlagen zu Jahresende 2004 war zu beobachten, dass insbesondere in Niederösterreich/Weinviertel kaum mehr ein geordneter, regional gebündelter Windkraftausbau genehmigt wurde, sondern ein regional stark zerstreuter Ausbau, der großflächige Landschaftsauswirkungen erwarten lässt. Bei bisherigen Entscheidungsprozessen waren Landschaftsschutzfragen auch deshalb untergeordnet, weil unmittelbar betroffene Anrainer oft über Beteiligungsmodelle an den Renditen der Windkraftherzeugung partizipieren und die für die Flächenwidmung zuständigen Gemeinden ebenfalls oft Abgeltungen durch die Windkraftbetreiber erhalten (genannt wurden Beispiele mit € 3.000 bis € 5.000 pro Jahr für jedes bewilligte Windrad, garantiert für 13 Jahre), die letztlich ebenfalls aus den subventionierten Einspeisetarifen bezahlt werden.

11.4 Windkraftausbau und Netzbelastung

Wie auch an anderer Stelle ausgeführt (Kapitel 12.5), steigt die Netzbelastung an den drei kritischen Nord-Süd-Netzverbindungen, die gemäß Berechnungen der Consentec bereits vor dem Windkraftausbau die (n-1)-Sicherheit nicht einhalten konnten, durch den bereits genehmigten Windkraftausbau im Durchschnitt um weitere 25 % an.

12 Evaluierung aktueller Entwicklungen

In den letzten Monaten des Jahres 2004 wurde unerwartet vielen weiteren Ökostromanlagen die Errichtungsgenehmigung erteilt, um die offensichtlich in ihrer Höhe und Garantiedauer für die Investoren als außergewöhnlich attraktiv wahrgenommenen Einspeisetarife der Verordnung BGBl II Nr 508/2002 vom Dezember 2002 für ein Maximum an Anlagen zu sichern. Für manche erneuerbaren Energiebereiche wurde in wenigen Wochen ein Vielfaches der Leistung neu genehmigt, die bis dahin insgesamt errichtet und in Betrieb genommen waren.

Aufgrund dieser aktuellen Entwicklung hat das Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit die Energie-Control GmbH um die Evaluierung folgender Daten und Fakten ersucht, die nachfolgend ausgeführt wird:

- Aktualisierung der Ökostromprognosen im Hinblick auf die bis zum Ende des Jahres 2004 erfolgten Anlagengenehmigungen, insbesondere damit zusammenhängende und zu erwartende Erzeugungsmengen an Ökostrom,
- Auswirkungen auf die Erreichung der Ziele des Ökostromgesetzes (eigener Abschnitt),
- Abschätzung der für die Förderung der bestehenden bzw noch zu erwartenden Ökostromanlagen erforderlichen Geldmittel und Auswirkungen auf die Auftragslage der Anlagenplaner und Errichter von Ökostromanlagen,
- Darstellung der Auswirkungen auf die Stromversorgungsstruktur, insbesondere auf Netz- und Engpassmanagement.

In den folgenden Abschnitten wird zu diesen Themen eine erste Evaluierung durchgeführt.

12.1 Aktualisierung der Ökostromprognosen

Gemäß Meldungen der drei Öko-BGV wurden im Jahr 2004 insgesamt 926 GWh Strom aus Windkraft abgenommen und mit einem Einspeisetarifvolumen in Höhe von € 71,5 Mio

vergütet. Zu Jahresbeginn 2004 waren 420 MW Stromerzeugungsanlagen aus Windkraft, zu Jahresende 2004 etwa 600 MW in Betrieb. Mit Stand August 2005 sind insgesamt 924 MW Windkraftanlagen genehmigt und als Ökostromanlage anerkannt. Ihre Errichtung wird größtenteils bis Juni 2006 erwartet.

Gemäß Meldungen der drei Öko-BGV wurden im Jahr 2004 insgesamt 313 GWh Strom aus Biomasse fest (inkl Abfall m.h.b.A.) abgenommen und mit einem Einspeisetarifvolumen in Höhe von € 28,6 Mio vergütet. Diese Erfahrungswerte aus dem Jahr 2004 sind allerdings für die weitere Entwicklung bis 2006 wenig repräsentativ, da zu Jahresbeginn 2004 erst etwa 71 MW_{el}²⁵ und zu Jahresende 2004 etwa 93 MW_{el} geförderte Stromerzeugungsanlagen aus Biomasse fest in Betrieb waren, während mit Stand April 2005 insgesamt 329 MW_{el} Biomasse fest Stromerzeugungsanlagen genehmigt sind, somit ein Vielfaches des Anlagenbestandes im Jahr 2004. Es ist allerdings möglich, dass nicht alle dieser genehmigten Biomasse-Stromerzeugungsanlagen auch errichtet werden (Brennstoffaufbringung nicht in allen Fällen gesichert, Fristproblem mit Fertigstellung bis Juni 2006, uam), andererseits wurden vereinzelt noch weitere Ökostromanlagen-Anerkennungsbescheide für Biomasseanlagen angekündigt.

Gemäß Meldungen der drei Öko-BGV wurden im Jahr 2004 insgesamt 101 GWh Strom aus Biogas abgenommen und mit einem Einspeisetarifvolumen in Höhe von € 12,7 Mio vergütet. Zu Jahresbeginn 2004 waren etwa 20 MW Biogasanlagen in Betrieb, zu Jahresende 2004 etwa 30 MW. Mit Stand April 2005 sind insgesamt 71 MW Biogasanlagen genehmigt und als Ökostromanlage anerkannt.

12.2 Erforderliche Unterstützungsvolumina

Das erforderliche Unterstützungsvolumen zu Finanzierung der bis Ende 2004 genehmigten „Sonstigen“ Ökostromanlagen beträgt im Jahr 2006 zwischen € 214 Mio (Marktpreisannahme 4,785 Cent/kWh) und € 256 Mio (Marktpreisannahme 3,497 Cent/kWh). Für das Jahr 2007 werden die erforderlichen Unterstützungsvolumina mit € 270 Mio angenommen

²⁵ Inklusiver solcher Anlagen, mit deren Betreibern zu Jahresbeginn 2004 noch kein Vertragsverhältnis mit den Öko-BGVs bestand

(weiterer Anstieg durch die bis Ende 2004 genehmigten Ökostromanlagen, die erst im Laufe der Jahre 2006 und 2007 in Betrieb genommen werden). Aufgrund der Garantiedauer von 13 Jahren bedeutet dies finanzielle Verbindlichkeiten für die Finanzierung durch die Stromkunden bis zu den Jahren 2019/2020, vorausgesetzt, die Anlagen erhalten danach keine Förderung mehr.²⁶ Die nachfolgende Graphik zeigt die Entwicklung dieser finanziellen Verbindlichkeiten bis zum Jahr 2020. Bei den Berechnungen wurde angenommen, dass – ausgehend von einem Marktpreisniveau von 4,2 Cent (Mittelwert der beiden zuletzt gemäß § 20 Ökostromgesetz veröffentlichten Marktpreise in Höhe von 3,646 Cent/kWh und 4,785 Cent/kWh) – der Marktpreis pro Jahr um 5 % steigt. Ein Marktpreisanstieg um 5 % bewirkt, da der durchschnittliche Einspeisetarif für „Sonstigen“ Ökostrom etwa 2 bis 3 mal so hoch ist wie der Marktpreis, die Reduktion des Unterstützungsvolumens um etwa 3 %. Zusätzlich wurde das Unterstützungsvolumen ab 2008 um jährlich 2 % reduziert, um die Inflationsentwicklung zu berücksichtigen, da die Einspeisetarife als Nominalwerte ohne Inflationsanpassung garantiert sind. Die angegebenen Prognosewerte der finanziellen Verbindlichkeiten für die Unterstützung von „Sonstigem“ Ökostrom bis 2022 sind somit Prognosewerte auf Preisbasis 2007.

²⁶ Anmerkung: Aufgrund der Kostenstruktur von Biomasse- und Biogas-Kleinanlagen mit ihren hohen Brennstoffkosten ist eine wirtschaftliche Betriebsmöglichkeit dieser Anlagen bei Einsatz von Waldhackgut aus Österreich bzw. bei landwirtschaftlichen Einsatzstoffen, wie Mais, auch nach 13 Jahren kaum darstellbar.

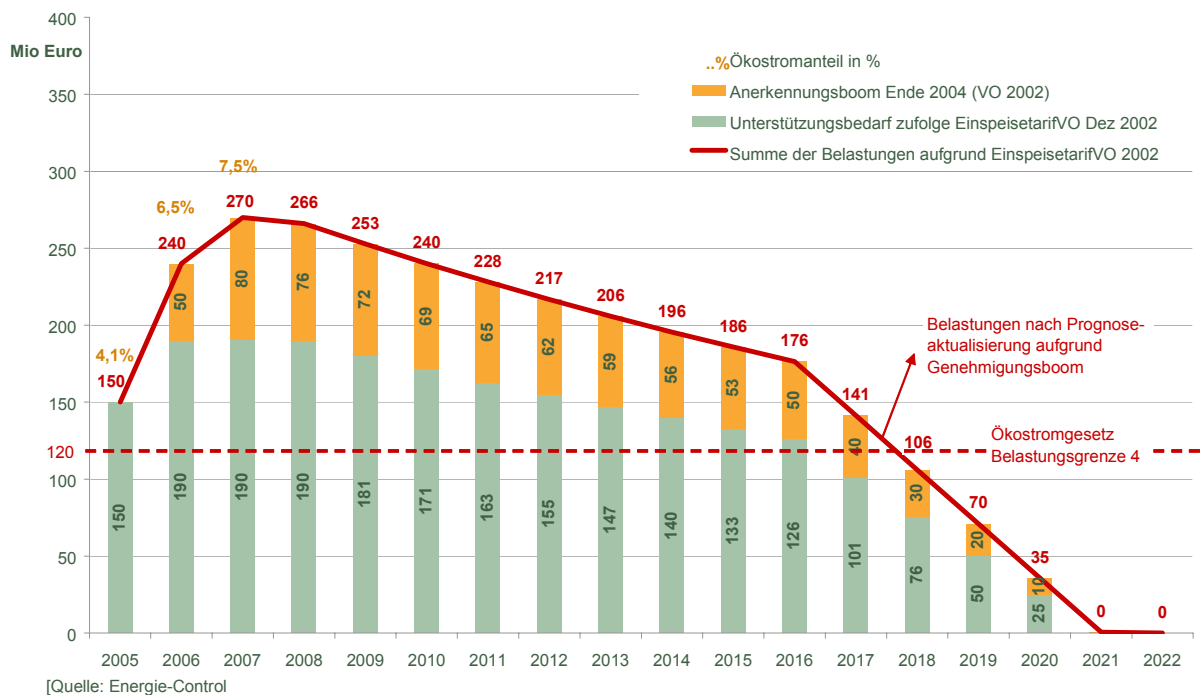


Abbildung 42: Erforderliche Unterstützungsvolumina für „Sonstigen“ Ökostrom 2005 bis 2020 für die bis Jahresende anerkannte Ökostromanlagen (Preisbasis 2007)

12.3 Auswirkungen auf die Auslastung der Anlagenplaner und Anlagenerrichter

Es liegen zahlreiche Meldungen von Ökostromanlageninvestoren vor, dass es durch den Genehmigungsboom zu Jahresende 2004 zu Lieferengpässen kommt. Davon besonders betroffen sind Kleinwasserkraftanlagen (Neubauten und Revitalisierungsmaßnahmen), Biomasse- und Biogasanlagen. Die Anlagenplaner und Anlagenerrichter sind bis in das Jahr 2007 hinein voll ausgelastet.

Für die Jahre 2005 und 2006 gibt es somit kaum weitere Planungs- und Anlagenerrichtungskapazität, um über die bereits genehmigten Anlagen hinaus zusätzliche Ökostromanlagen zu errichten.

Diese überhitzte Entwicklung hat zu erheblichen Preissteigerungen geführt. Es liegen Beispiele vor, dass Biogasanlagen nach aktuellen Angeboten Mitte 2005 um 20 % teurer

angeboten werden als noch zu Jahresbeginn 2004. Dies verstärkt noch den Preissteigerungseffekt, der mit Beschluss der für Anlagenbetreiber und Anlagenerrichter sehr attraktiven Einspeisetarife vom Dezember 2002 zu beobachten war und steht in krassem Widerspruch zu der Zielsetzung des Ökostromgesetzes, eine Entwicklung hin zur Marktreife zu begünstigen.

Die Tatsache, dass die Ökostromanlagen trotz dieser Preissteigerungen beauftragt und errichtet werden, zeigt, dass die Einspeisetarife der Verordnung vom Dezember 2002 Ökostromanlagen auch dann voll kostendeckend finanzieren, wenn nicht knapp und kostengünstig kalkuliert wird.

Zusätzlich wurden für die meisten Ökostromanlagen, die 2003 und 2004 errichtet wurden, Investitionszuschüsse in Höhe von etwa 10 % des Investitionsvolumens im Rahmen eines Konjunkturbelebungsprogramms gewährt, die ab 2005 nicht mehr gewährt werden. Der Wegfall dieser 10 % Investitionsprämie hat zu keinerlei Minderung der Investitionstätigkeit in Ökostromanlagen geführt und stellt damit für die meisten in den Jahren 2003 und 2004 errichteten Anlagen eine Überfinanzierung dar.

12.4 Auswirkungen auf die Stromversorgungsstruktur

In der folgenden Tabelle ist die Jahresreihe von 2000 bis 2004 der in das öffentliche Netz eingespeisten und an Endverbraucher abgegebenen elektrischen Energiemengen angegeben.²⁷

²⁷ Diese Mengen unterscheiden sich von den förderbeitragspflichtigen Abgabemengen an Endverbraucher dadurch, dass die Netzverluste und der Eigenverbrauch der Kraftwerke mit enthalten sind.

Versorgung über öffentliches Stromnetz in Österreich						
Kalenderjahr	Verbrauch	Veränderung		Gesamte Versorgung inkl. PSP*) exkl. phys. Exporte	Veränderung	
	in GWh	in GWh	in %	in GWh	in GWh	in %
2000	50.678,3	1.547,2	3,1	60.502		
2001	52.719,0	2.040,6	4,0	62.341	1.839,0	3,0
2001 (a)	52.213,0	1.534,7	3,0	61.891	1.389,0	2,3
2002	52.860,9	647,9	1,2	63.370	1.479,0	2,4
2003	55.214,8	2.353,9	4,5	65.832	2.462,0	3,9
2004	56.655,0	1.440,2	2,6	67.819	1.987,0	3,0

(a) Überleitung zu den Erhebungsrichtlinien 2002 (zum Teil geschätzt)

*) Pumpspeicherstrom

[Quelle: Energie-Control GmbH]

Tabelle 11: Versorgung über öffentliches Stromnetz inklusive Netzverluste und inklusive Kraftwerkseigenverbrauch, exklusive ÖBB 16 2/3 Hz Netz sowie Gesamt-Stromversorgung in Österreich 2000 bis 2004

Ermittelt man als rechnerischen Vergleichswert aus der für das Jahr 2004 ausgewiesenen „öffentlichen“ Verbrauchsmenge in Höhe von 56.655 GWh mit 5.000 Volllaststunden eine rechnerische durchschnittliche Kraftwerksleistung, dann ergibt sich diese mit 11.300 MW_{el}.

Betrachtet man nur den jährlichen Zuwachs und nimmt diesen mit durchschnittlich 1.200 GWh pro Jahr an, dann ergibt sich als Rechengröße mit 5.000 Volllaststunden eine jährlich erforderliche zusätzliche Kraftwerksleistung in Höhe von 240 MW_{el}.

Zur Bewertung der Auswirkungen des Ökostromausbaus auf die Versorgungsstruktur ist die „gesicherte Leistung“ der Ökostromanlagen ein wichtiger Parameter. Die gesicherte Leistung ist der Leistungsanteil der Ökostromanlagen, der jederzeit verfügbar ist und somit in der Gesamtversorgungsplanung berücksichtigt werden kann. Nach der Studie der Deutschen Energieagentur²⁸ wird in Deutschland bei einer (als Ausbauszenario prognostizierten) Gesamtwindkraftleistung von 36.000 MW von einer „gesicherten Leistung“ in Höhe von 1.820 MW bis 2.300 MW ausgegangen, das sind etwa 5 % bis 6 % („Capacity Factor“) der

²⁸ DENA, Zusammenfassung vom 23.02.2005, Seiten 12 und 16 bis 18.

Gesamtwindkraftleistung. Das heißt, dass nur im Ausmaß von etwa 5 % bis 6 % der installierten Windkraftleistung notwendige Investitionen in andere Kraftwerksleistungen ersetzt werden. Die gesicherte Leistung der in Österreich mit etwa 924 MW_{el} Gesamt-Nennleistung genehmigten Windkraftanlagen ist somit, falls alle diese Anlagen auch errichtet werden, nur etwa 50 MW_{el}, und somit etwa ein Fünftel der für den jährlichen Strombedarfszuwachs erforderlichen rechnerischen Zusatzleistung in Höhe von etwa 240 MW_{el}. Die 50 MW_{el} entsprechen dem für den Strombedarfszuwachs von etwa 2 ½ Monaten erforderlichen Leistungszuwachs.

Etwa 95 % der Windkraftleistung müssen – unabhängig vom Vorhandensein der Windkraftanlagen – in Form von anderer gesicherter Kraftwerksleistung verfügbar sein, um die Versorgungssicherheit auch in windschwachen Perioden in diesem Leistungsausmaß zu gewährleisten.

In Österreich ist die Situation zwar etwas anders, da der Windkraftanteil geringer ist als im zitierten Ausbauszenario 2015 für Deutschland. Andererseits sind die Windkraftanlagen in Österreich zu einem sehr hohen Anteil in sehr kleinen Regionen konzentriert (Parndorfer Platte). Das reduziert den Capacity Factor weiter, da von windschwachen Perioden nahezu der gesamte Windkraftanlagenpark gleichzeitig betroffen ist.

Zusätzlich ist die Bedeutung der Windkraftanlagen in Österreich für die Versorgung dadurch reduziert, dass die (entsprechend den höheren Windstärken gewählten) Standorte an den nördlichen Teil des Hochspannungsnetzes angeschlossen sind, in dem durch die Donaukraftwerke und zahlreiche weitere bereits bestehende Kraftwerke tendenziell ein Versorgungsüberschuss besteht. Die Hochspannungsleitungen im derzeit tendenziell unterversorgten Süden Österreichs sind dagegen sehr begrenzt. Dadurch haben die errichteten Windkraftleistungen wenig Bedeutung für die Versorgung der tendenziell unterversorgten Südregion Österreichs.

Die anderen Ökostromtechnologien, wie Stromerzeugung aus Wasserkraft, Biomasse und Biogas, haben eine günstigere Erzeugungscharakteristik als Windkraft. Ihre gesicherte Leistung als Anteil an der gesamt installierten Leistung ist wesentlich höher.

Somit kann davon ausgegangen werden, dass ein Großteil der etwa 350 MW_{el} Biomasseleistung (genehmigt) und etwa 70 MW_{el} Biogas für den Fall, dass die Anlagen tatsächlich errichtet werden und in Betrieb gehen, als gesicherte Leistung für die Stromversorgung zur Verfügung steht. Die genehmigten Leistungen der Biomasse- und Biogasanlagen decken, falls sie auch alle errichtet werden, somit im Vergleich zu rechnerisch für den jährlichen Zuwachs erforderlichen 240 MW_{el} Zusatzleistung, den erforderlichen jährlichen Leistungszuwachs von etwa 1 ½ bis 2 Jahren ab.

Zusätzlich wird mit den neu genehmigten Kleinwasserkraftanlagen mit der Nennleistungssumme von etwa 120 MW_{el} der rechnerisch erforderliche Leistungszuwachs von etwa ½ Jahr bereitgestellt.

Insgesamt wird mit den genehmigten 924 MW_{el} Windkraft (Capacity Factor 5 % bis 6 %), 350 MW_{el} Biomasse, 70 MW_{el} Biogas und 120 MW_{el} neue Kleinwasserkraft ein Anteil an der für die Stromversorgung Österreichs erforderlichen rechnerischen Durchschnittsleistung von 11.300 MW_{el} in Höhe von etwa 5 % erreicht. Das entspricht der erforderlichen Leistungssteigerung von etwa 2 ½ Jahren zur Abdeckung der zu erwartenden Strombedarfssteigerung.

Die Zielsetzung des Ökostromgesetzes, den Anteil der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern anzuheben, ist von der Gesamtentwicklung der Stromversorgungsstruktur abhängig. Wie in nachfolgender Abbildung 43 dargestellt, wird für die kommenden Jahre von einem Strombedarfswachstum ausgegangen. Ein Zuwachs von 2 % pro Jahr bedeutet, dass der prognostizierte 8 % Anteil an „sonstigem“ Ökostrom dem Verbrauchszuwachs von etwa 4 Jahren entspricht.

Ebenfalls von großem Einfluss ist die nationale Umsetzung der Wasserrahmenrichtlinie der Europäischen Union. Je nach Intensität etwaiger Vorschriften für Rückbauten von Wasserkraftwerken und Restwasserdotationen kann die damit verbundene Minderung an Ökostromerzeugung etwa 5 % bis 15 % der Wasserkrafterzeugung betragen und wäre damit höher als die Effekte der Ökostromunterstützung gemäß Ökostromgesetz.

Abbildung 43 zeigt ein Szenario der Strombedarfsentwicklung zusammen mit den Stromerzeugungsstrukturen von 2002 bis 2015.

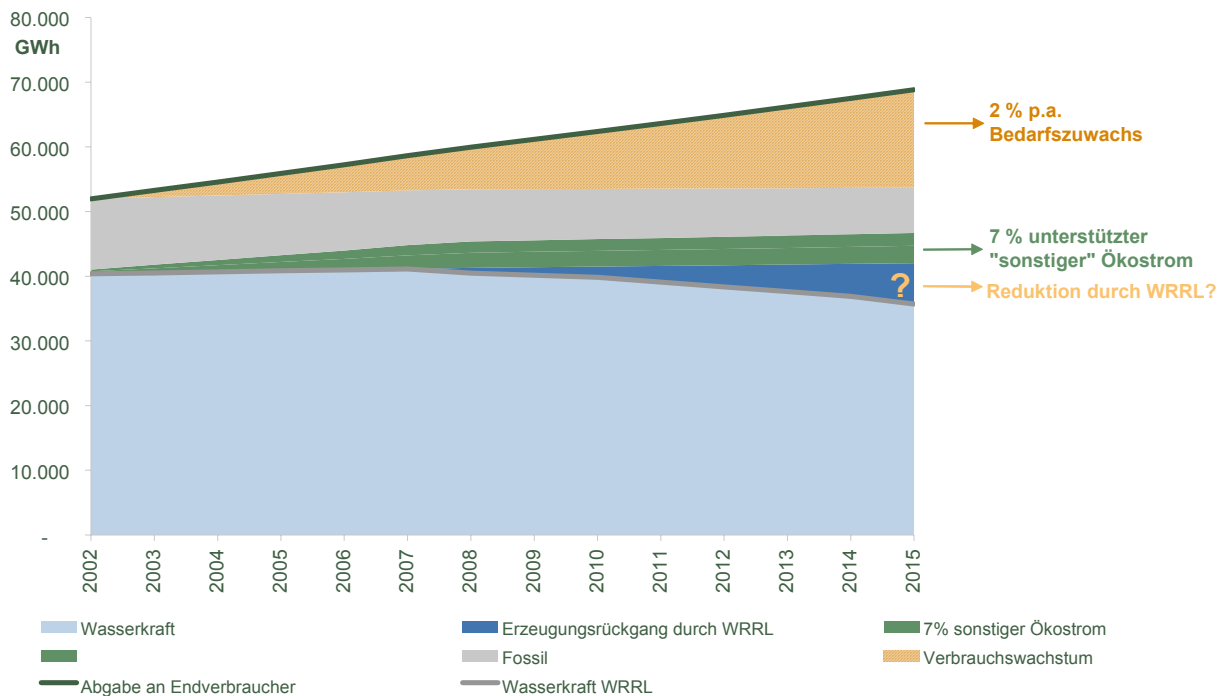


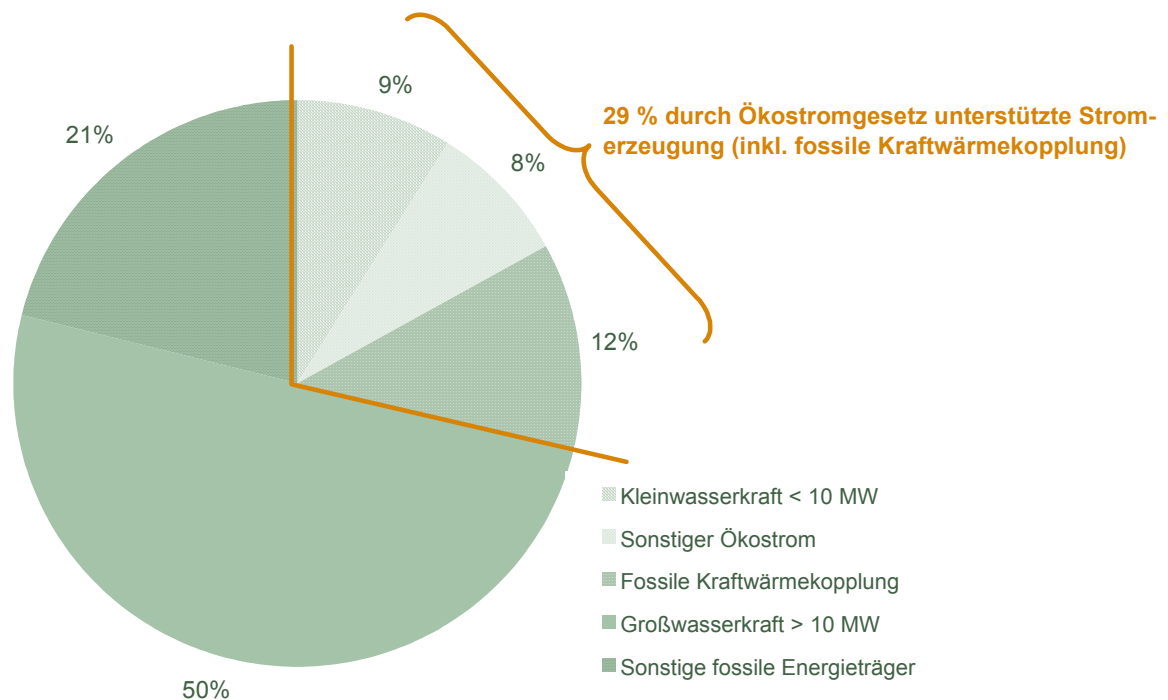
Abbildung 43: Einfluss des Verbrauchswachstums und der Wasserrahmenrichtlinie auf den Ökostromanteil - Prognose bis 2015

Es ist zu erkennen, dass der Umsetzung der Wasserrahmenrichtlinie mit damit verbundenen Reduktionen der Wasserkrafterzeugung sowie dem Ausmaß des Strombedarfswachstums eine größere Bedeutung zukommen, als dem Ausbau der Stromerzeugung aus Windkraft, Biomasse und Biogas („Sonstiger“ Ökostrom). Entscheidend für die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern in Österreich wird daher sein, ob bei der innerösterreichischen Umsetzung der Wasserrahmenrichtlinie die Interessen für eine Stromerzeugung neben den Naturschutzinteressen in ausreichendem Ausmaß berücksichtigt werden.

Für die Versorgungsstruktur Österreichs von wesentlichem Einfluss ist auch die Tatsache, dass mit den im Ökostromgesetz festgesetzten Unterstützungssystemen für Stromerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern und fossiler Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen bereits 29 % der gesamten Stromversorgung über das öffentliche Netz unterstützt werden.

Die folgende Abbildung zeigt, dass etwa 9 % Stromerzeugung aus Kleinwasserkraft (Zielwert 2008), dass etwa 8 % Stromerzeugung aus sonstigen erneuerbaren Energieträgern (Genehmigungsstand, der voraussichtlich bis 2007 errichtet sein wird) und etwa 12 %

Stromerzeugung aus fossilen Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen gemäß Ökostromgesetz gefördert werden.



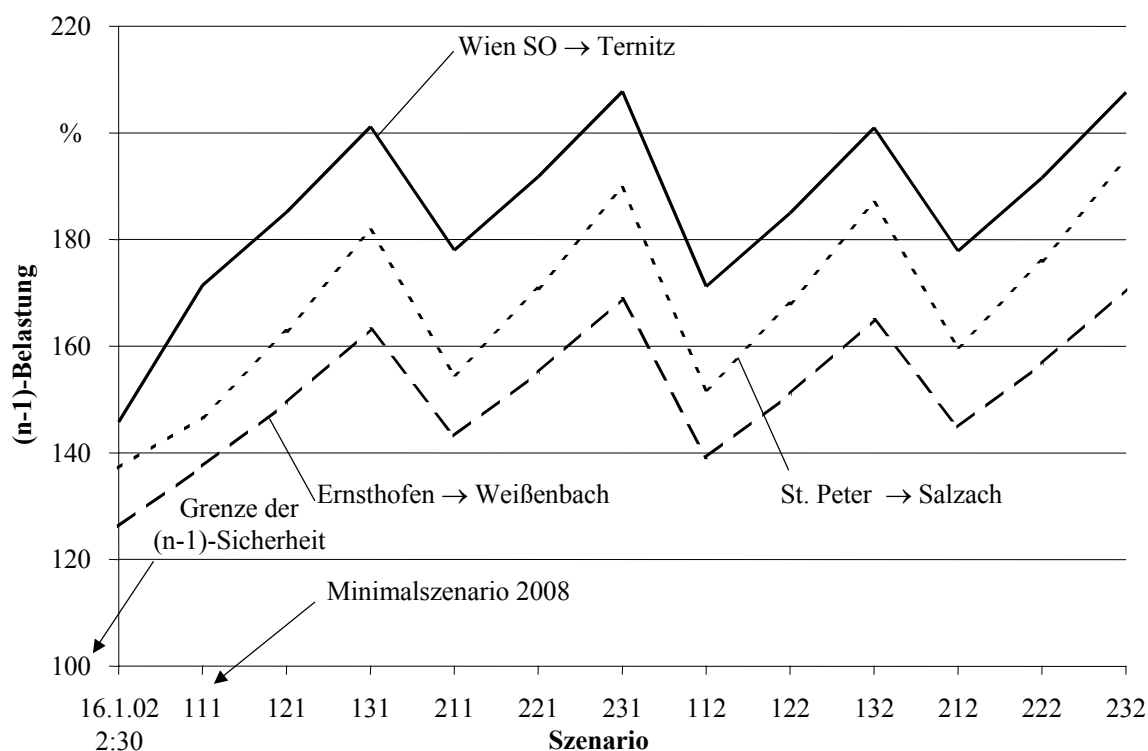
[Quelle: Energie-Control GmbH]

Abbildung 44: Gemäß Ökostromgesetz unterstützte Strommengen als Anteil an der Gesamtversorgung über öffentliche Netze

12.5 Auswirkungen auf das Netz- und Engpassmanagement

Eine umfassende Analyse der Auswirkungen des Windkraftausbaus auf die Netzbelastung und das Engpassmanagement wurde von der Fa. Consentec gemeinsam mit dem Institut für elektrische Anlagen und Energiewirtschaft der RWTH Aachen und der Forschungsgemeinschaft für Elektrische Anlagen und Stromwirtschaft e. V. Mannheim in einer Studie vom August 2003 durchgeführt. Diese Studie ist auch auf der Homepage der Energie-Control GmbH abrufbar (www.e-control.at unter Ökostrom/Downloads/Studien).

In dieser Studie wurden die Auswirkungen verschiedener Szenarien des Windkraftausbaus auf die kritischen drei Nord-Süd 220-kV-Leitungen analysiert. Die Ergebnisse sind in der folgenden Abbildung dargestellt.



[Quelle: Consentec, August 2003]

Abbildung 45: Windkraftausbau 2003 bis 2005, Auswirkungen auf die drei kritischen 220-kV-Nord-Süd-Leitungen (Genehmigungsstatus Ende 2004 ist zwischen Szenario 211 und 221)

Der bis Jahresende 2004 genehmigte und voraussichtlich bis Mitte 2006 auch weitgehend fertiggestellte Ausbau der Windkraft mit 924 MW entspricht etwa dem Durchschnitt der Szenarien 211 (350 MW Burgenland, 200 MW Bruck ad Leitha, 50 MW Weinviertel und 100 MW Restösterreich – Summe 700 MW) und 221 (350 MW Burgenland, 200 MW Bruck a.d. Leitha, 350 MW Weinviertel und 100 MW Restösterreich – Summe 1.000 MW). In diesen beiden Szenarien ist zusätzlich auch ein Windkraftausbau im Waldviertel im Ausmaß von 150 MW angenommen, der allerdings nicht stattgefunden hat. Nach dieser Auswertung steigt die (n-1) Belastung der drei kritischen Nord-Süd Leitungen an einem hochbelasteten Wintertag von 125 % bis 145 % (Referenzwert 16.01.2002) vor dem Windkraftausbau auf 145 % bis 180 % nach dem Windkraftausbau. Im Durchschnitt werden die drei kritischen

Nord-Süd-Leitungen, die bereits vor dem Windkraftausbau das (n-1)-Kriterium nach den Berechnungen der Consentec nicht in allen Lastzuständen einhalten konnten, durch den Windkraftausbau um weitere 25 % (gemessen an der zulässigen Last) belastet.

Gemäß Analyse der Fa. Consentec sind zumindest vorübergehend (dh bis zur Inbetriebnahme der neuen 380-kV-Leitung) Entlastungen der kritischen Nord-Süd Leitungen durch zusätzliche Engpassmanagementmaßnahmen erforderlich, wie etwa durch Reduktionen von Einspeiseleistungen im Norden Österreichs.

13 Das Unterstützungssystem des Ökostromgesetzes

Mit dem bundesweiten Ökostromgesetz wurde – nach einer Phase von sehr geringem Ökostromausbau auf Grundlage der davor geltenden Bundesländerregelungen – das Unterstützungssystem seit Beginn 2003 neu gestaltet.

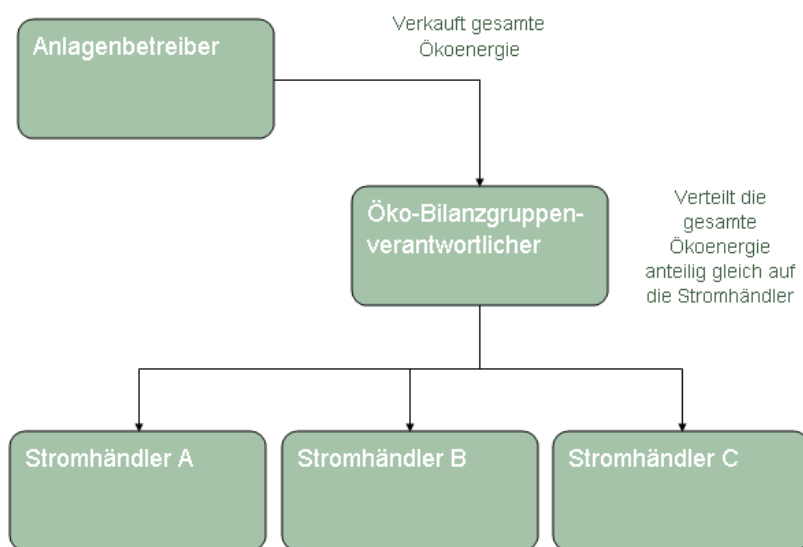
- Das gesamte Förderwesen für „Sonstigen“ Ökostrom, Kleinwasserkraft und Kraft-Wärme-Kopplung wurde auf Bundesebene gehoben (mit Ausnahme der Technologiefördermittel der Bundesländer gemäß § 22 Abs 4 Ökostromgesetz).
- Das Kleinwasserkraftzertifikatssystem wurde durch ein Einspeisetarifmodell ersetzt.
- Die Verpflichtung der gesetzlich vorgegebenen Zielerreichung im Bereich „Sonstiger“ Ökostrom entfällt für die Netzbetreiber und wurde durch eine allgemeine Verpflichtung ersetzt.
- Die Verpflichtung der gesetzlich vorgegebenen Zielerreichung im Bereich Kleinwasserkraft entfällt für die Stromhändler und wurde durch eine allgemeine Verpflichtung ersetzt.
- Die Ziele im Bereich „Sonstiger“ Ökostrom und Kleinwasserkraft beziehen sich auf das gesamte Bundesgebiet und müssen nun nicht mehr je Bundesland (je Netzbetreiber bzw Stromhändler) erreicht werden.
- Die Zielquote für Kleinwasserkraft im Jahr 2008 wurde von 8 % auf 9 % erhöht.
- Zur Abnahme des „Sonstigen“ Ökostroms und von Strom, welcher in Kleinwasserkraftanlagen erzeugt wurde, wurden drei Bilanzgruppen eingerichtet (Ökobilanzgruppen; Öko-BG).
- Einheitliche Einspeisetarife und Zuschläge (Förderbeiträge) in Österreich.

Im Folgenden wird das Fördersystem in Österreich kurz dargelegt.

An die Stelle des Netzbetreibers, welcher durch § 32 Elektrizitätswirtschafts- und organisationsgesetz idF BGBl I Nr 121/2000 (EIWOG 2000) zur Abnahme der ihm angebotenen Ökoenergie verpflichtet war, tritt der Regelzonenführer in seiner Funktion als Öko-BGV. Dieser muss die ihm angebotene Energie zu festgelegten Preisen abnehmen. Für Neuanlagen sind diese Preise in der EinspeisetarifVO geregelt.

Für „Altanlagen“, die bereits bis Ende 2002 genehmigt waren, gelten aus Gründen der Investitionssicherheit die durch die EinspeisetarifVO der Länder festgelegten und zum jeweiligen Genehmigungszeitpunkt gültigen Preise bis zum Ende des rechtlich vorgesehenen Unterstützungszeitraumes. Sollte in den Verordnungen der Bundesländer der Unterstützungszeitraum nicht limitiert worden sein, so bestimmt § 30 Abs 4 Ökostromgesetz dass dieser mit 10 Jahren ab Inbetriebnahme der Anlage festgelegt wird.

Nach Abnahme des Ökostroms durch den Öko-BGV erfolgen ein bundesweiter Ausgleich zwischen den Regelzonen und eine Zuweisung des Stroms an die Stromhändler. Jeder Stromhändler erhält, basierend auf den Abgabewerten des Vorjahres, den Ökostrom, welcher mit 4,5 Cent/kWh gemäß § 19 Ökostromgesetz (Verrechnungspreis) zu vergüten ist. Bezogen auf die Abgabe des Stromhändlers an Endverbraucher erhält jeder abnahmeverpflichtete Händler in Österreich den gleichen Anteil an Ökostrom.



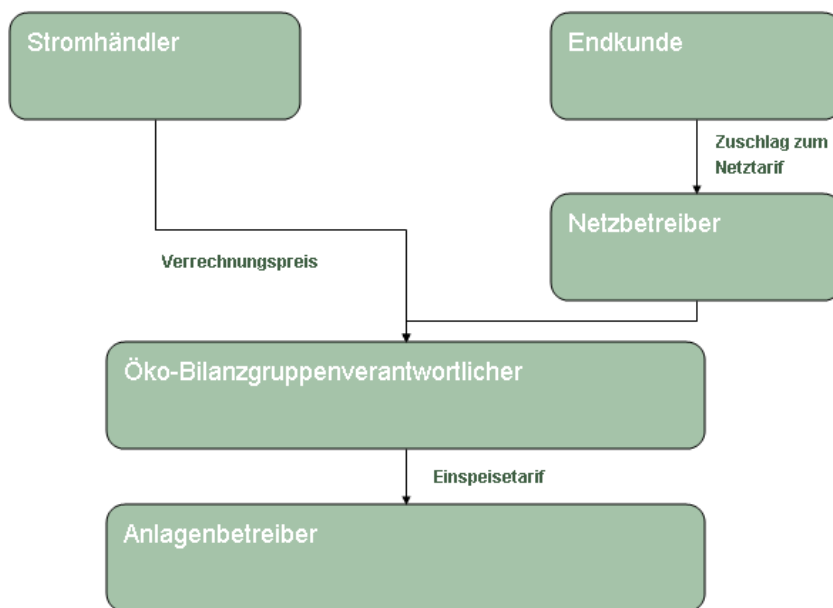
Jeder Stromhändler hat den gleichen Ökostromanteil.

[Quelle: Energie-Control GmbH]

Abbildung 46: Zuteilung des Ökostroms

Der per Gesetz festgelegte Verrechnungspreis von 4,5 Cent/kWh Ökostrom (kann per Verordnung angepasst werden) stellt eine Finanzierungsschiene des Ökoregimes dar. Zusätzlich wird das System über „Ökobilanzgruppenförderbeiträge“, welche Zuschläge zum Systemnutzungstarif sind, finanziert.

Die Ökobilanzgruppenförderbeiträge werden jährlich vom Bundesminister für Wirtschaft und Arbeit in Abstimmung mit dem Bundesminister für Land- und Forstwirtschaft, Umwelt und Wasserwirtschaft, dem Bundesminister für Justiz (bzw. Bundesminister für Soziale Sicherheit, Generationen) sowie einer Arbeitsgruppe aus dem Kreis der Landeshauptmänner erlassen.



[Quelle: Energie-Control GmbH]

Abbildung 47: Finanzierung des Ökostromsystems

Basierend auf dem Ökostromgesetz wurden folgende Verordnungen erlassen:

- Verordnung des Bundesministers für Wirtschaft und Arbeit, mit der Förderbeiträge zur Abgeltung von Mehraufwendungen der Öko-BGV für das Jahr 2003 bestimmt werden; BGBl II Nr 507/2002.
- Verordnung des Bundesministers für Wirtschaft und Arbeit, mit der Förderbeiträge zur Abgeltung von Mehraufwendungen der Öko-BGV für das Jahr 2004 bestimmt werden; BGBl II Nr 642/2003 (gültig 1.1.2004 bis 31.3.2004).
- Verordnung des Bundesministers für Wirtschaft und Arbeit, mit der Förderbeiträge zur Abgeltung von Mehraufwendungen der Öko-BGV für das Jahr 2004 bestimmt werden; BGBl II Nr 135/2004 (gültig 1.4.2004 bis 31.12.2004).

- Verordnung des Bundesministers für Wirtschaft und Arbeit, mit der Förderbeiträge zur Abgeltung von Mehraufwendungen der Öko-BGV für das Jahr 2005 bestimmt werden, BGBl II Nr 533/2004 vom 30.12.2004.
- Verordnung des Bundesministers für Wirtschaft und Arbeit mit der die Höchstgrenze der durchschnittlichen Gesamtkostenbelastung für die Förderung von Ökoenergie ab 1.1.2005 neu bestimmt wird, BGBl II Nr 525/2004 vom 28.12.2004.
- Verordnung des Bundesministers für Wirtschaft und Arbeit betreffend Festsetzung eines Kraft-Wärme-Kopplungszuschlages auf alle an Endverbraucher abgegebenen Strommengen (KWK-Zuschlagsverordnung 2003), BGBl II Nr 509/2002 vom 20.12.2002.
- Verordnung des Bundesministers für Wirtschaft und Arbeit betreffend Festsetzung eines Kraft-Wärme-Kopplungszuschlages auf alle an Endverbraucher abgegebenen Strommengen (KWK-Zuschlagsverordnung 2004), BGBl II Nr 631/2003 vom 30.12.2003.
- Verordnung des Bundesministers für Wirtschaft und Arbeit betreffend Festsetzung eines Kraft-Wärme-Kopplungszuschlages auf alle an Endverbraucher abgegebenen Strommengen (KWK-Zuschlagsverordnung 2005), BGBl II Nr 524/2004 vom 28.12.2004.
- Verordnung des Bundesministers für Wirtschaft und Arbeit, mit der Preise für die Abnahme elektrischer Energie aus Ökostromanlagen festgesetzt werden, BGBl II Nr 508/2002 vom 20.12.2002 i.d.F. vom 12.08.2005, BGBl II Nr. 254/2005.

Der Inhalt der Verordnungen wird in den nächsten Kapiteln Abschnitten kurz beschrieben.

13.1 Förderbeiträge und Kostenbelastung 2003 bis 2006

§ 22 Abs 2 Ökostromgesetz bestimmt zu den Förderbeiträgen folgendes:

„Die Höhe des Beitrages hat der Bundesminister für Wirtschaft und Arbeit im Einvernehmen mit den Bundesministern für Justiz und für Land- und Forstwirtschaft, Umwelt und Wasserwirtschaft im Vorhinein auf Grund einer Schätzung der zu erwartenden Mehraufwendungen durch Verordnung in Cent/kWh jährlich festzusetzen. (...) Die

Verfahrensbestimmungen des § 11 Abs 1 sind anzuwenden. Kommt innerhalb einer Frist von sechs Monaten nach Vorlage des Verordnungsentwurfes eine Einigung zwischen dem Bundesminister für Wirtschaft und Arbeit und der eingesetzten Arbeitsgruppe nicht zustande, kann der Bundesminister für Wirtschaft und Arbeit die Verordnung ohne Zustimmung der Länder erlassen.“

Die Förderbeiträge werden somit jährlich vom Bundesminister für Wirtschaft und Arbeit in Abstimmung mit dem Bundesminister für Land- und Forstwirtschaft, Umwelt und Wasserwirtschaft, dem Bundesminister für Justiz (bzw Bundesminister für Soziale Sicherheit, Generationen) sowie einer Arbeitsgruppe aus dem Kreis der Landeshauptmänner erlassen. Kommt innerhalb einer Frist von sechs Monaten nach Vorlage des Entwurfs keine Einigung zustande, ist die Zustimmung der Arbeitsgruppe der Landeshauptleute nicht mehr notwendig.

Bisher wurden für folgende Zeiträume Förderbeitragsverordnungen erlassen:

- 1. Jänner 2003 bis 31. Dezember 2003 (BGBl II Nr 507/2002)
- 1. Jänner 2004 bis 31. März 2004 (BGBl II Nr 642/2003)
- 1. April 2004 bis 31. Dezember 2004 (BGBl II Nr 135/2004)
- 1. Jänner 2005 bis 31. Dezember 2005 (BGBl II Nr 533/2004)

Am 20. Mai 2005 wurde außerdem seitens des Bundesministers für Wirtschaft und Arbeit der Vorschlag für die Förderbeitragsverordnung 2006 ausgesandt.

Bisher wurden die Förderbeiträge für „Sonstigen“ Ökostrom in allen Verordnungen nach Netzebenen differenziert. Ein Überblick über die bisher verordneten Förderbeiträge und die vorgeschlagenen Werte für 2006 wird in Tabelle 12 gegeben.

Sonstiger Ökostrom	2003	01.01.04 – 31.03.04	01.04.04 – 31.12.04	2005	2006 Vorschlag
	in Cent/kWh				
Durchschnittlicher Förderbeitrag	0,12	0,12	0,183	0,242	0,416
Netzebene 1 - 3 (78 %)	0,094	0,094	0,143	0,189	0,325
Netzebene 4 - 5 (92 %)	0,110	0,110	0,168	0,222	0,382
Netzebene 6 (96 %)	0,115	0,115	0,175	0,231	0,398
Netzebene 7 (111 %)	0,134	0,134	0,204	0,270	0,464
Unterstützungsanteil im Verrechnungspreis der Stromhändler (4,5 Cent/kWh Ökostrom)	0,05	0,05	0,05	0,06	0,06
Kostenbelastung (Summe durchschnittlicher Förderbeitrag plus Unterstützungsanteil Verrechnungspreis)	0,17	0,17	0,23	0,30	0,48

[Quelle: Energie-Control GmbH]

Tabelle 12: Entwicklung der Förderbeiträge und Kostenbelastung für „Sonstigen“ Ökostrom von 2003 - 2006

Für den Bereich Kleinwasserkraft wurden einheitliche Förderbeiträge für alle Endverbraucher in Österreich festgelegt (vgl. Tabelle 13).

Kleinwasserkraft	2003	01.01.04 – 31.03.04	01.04.04 – 31.12.04	2005	2006 Vorschlag
	in Cent/kWh				
Förderbeitrag Alle Netzebenen	0,005	0,005	0,035	0,002	0,000
Unterstützungsanteil im Verrechnungspreis der Stromhändler (4,5 Cent/kWh Ökostrom)	0,12	0,12	0,07	0,08	0,08
Kostenbelastung (Summe Förderbeitrag plus Unterstützungsanteil Verrechnungspreis)	0,13	0,13	0,11	0,08	0,08

[Quelle: Energie-Control GmbH]

Tabelle 13: Entwicklung der Förderbeiträge und Kostenbelastung für Kleinwasserkraft von 2003 - 2006

Generell lässt sich feststellen, dass durch den massiven Ausbau von Ökostromanlagen auch der Zuwachs auf der Finanzierungsseite beträchtlich ist. So sind die Förderbeiträge für Endverbraucher auf der Netzebene 7 (Haushaltskunden) im Zeitraum 2003 bis 2005 um 101 % gestiegen. Wird die Förderbeitragsverordnung für 2006 mit den derzeit vorgeschlagenen Werten beschlossen, so handelt es sich um einen Anstieg um 72 % im Vergleich zum Jahr 2005. Demgegenüber wird sich der Förderbeitrag für Kleinwasserkraft im Jahr 2006 auf 0,13 Cent/kWh reduzieren.²⁹

²⁹ Genauere Erläuterungen zu dieser Thematik entnehmen Sie bitte dem Gutachten von DI Schönbauer „Zur Bestimmung der Förderbeiträge für Kleinwasserkraft und „Sonstige“ Ökostromanlagen für 2006“. Download unter:

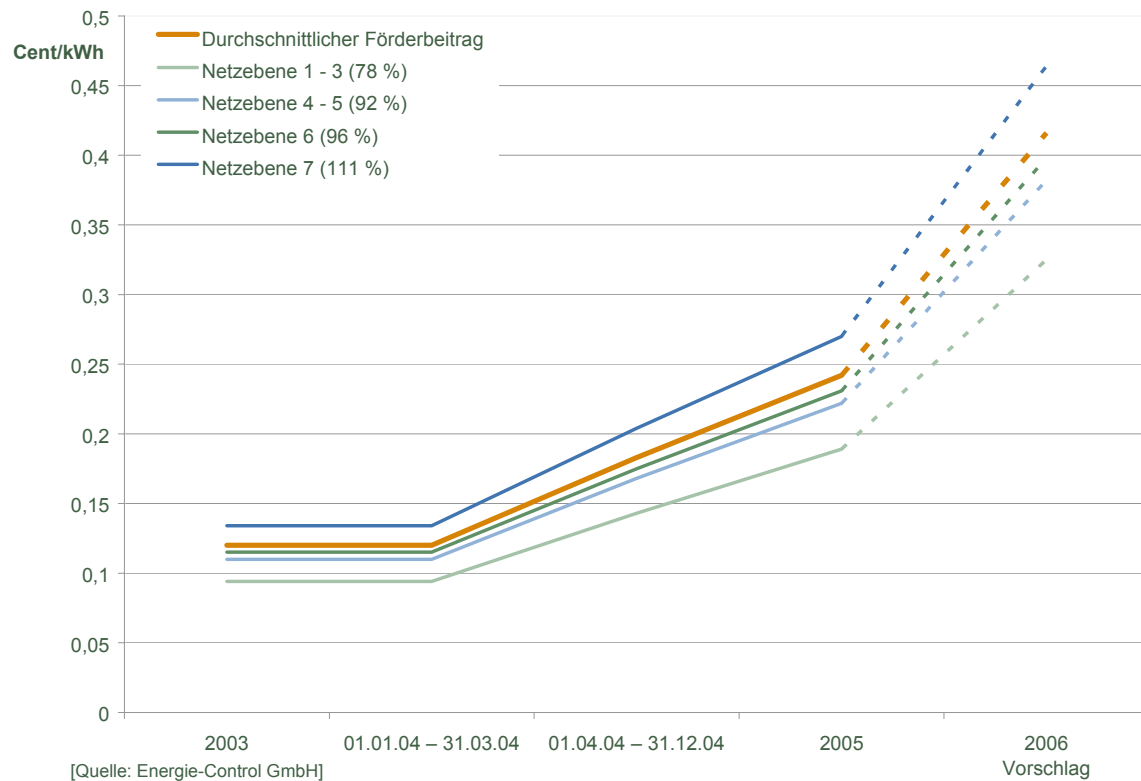


Abbildung 48: Entwicklung der Förderbeiträge für „Sonstigen“ Ökostrom

Der maximal mögliche Zuschlag für fossile Kraftwärmekopplung ist im Ökostromgesetz festgelegt und sinkt in 2-Jahresschritten.

Fossile Kraft-Wärme-Kopplung gemäß § 13 Abs 10 Ökostromgesetz maximal möglich, ohne Berücksichtigung einer Kürzung wegen Marktpreisanstieg	2003	01.01.04 – 31.03.04	01.04.04 – 31.12.04	2005	2006
	in Cent/kWh				
KWK-Zuschlag Alle Netzebenen	0,15	0,15	0,15	0,13	0,13

[Quelle: Energie-Control GmbH]

Tabelle 14: Entwicklung der Zuschläge für fossile Kraft-Wärme-Kopplung von 2003 - 2006 (2006 Prognose)

Die folgende Tabelle zeigt die Entwicklung der Kostenbelastung von 2003 bis 2005 als Summe für die gemäß Ökostromgesetz unterstützten Bereiche Kleinwasserkraft, „Sonstiger“

<http://www.e-control.at/Ökostrom/DOWNLOADS/GUTACHTEN/FOERDERBEITRAEGE/> GUTACHTEN_OEKO-FOERDERBEITRAEGE_2006_2005-04-30.PDF

Ökostrom und fossile Kraft-Wärme-Kopplung (2005 und 2006 Prognosewerte, Reduktionen wegen Marktpreisanstieg möglich, insbesondere für fossile KWK).

Summe Sonstiger Ökostrom, Kleinwasserkraft und fossile KWK	2003	01.01.04 – 31.03.04	01.04.04 – 31.12.04	2005	2006 Vorschlag
	in Cent/kWh				
	0,45	0,45	0,49	0,51	0,69

[Quelle: Energie-Control GmbH]

Tabelle 15: Entwicklung der Gesamtbelastung durch „Sonstigen“ Ökostrom (mittlerer Förderbeitrag), Kleinwasserkraft und Kraft-Wärme-Kopplung von 2003 - 2006

Die folgende Tabelle zeigt die direkten Aufwendungen von typischen Haushalten, Gewerbebetrieben und Industriebetrieben für die Unterstützungen gemäß Ökostromgesetz.³⁰

Jährliche Belastung der Stromkunden anhand einiger Beispiele (in Euro)	2003	01.01.04 – 31.03.04	01.04.04 – 31.12.04	2005	2006 Vorschlag
Summe für Haushalt NE 7 mit 3.500 kWh	16	16	18	19	26
Summe für Gewerbebetrieb NE 6 mit 100.000 kWh	440	440	480	503	668
Summe Industrie NE 3 mit 150 GWh	628.500	628.500	672.000	691.500	892.500

[Quelle: Energie-Control GmbH]

Tabelle 16: Entwicklung der jährlichen Belastung für die Stromkunden von 2003 bis 2006

13.2 Anhebung Gesamtkostenbelastung

§ 22 Abs 3 Ökostromgesetz (Verfassungsbestimmung) bestimmt:

„Die durchschnittliche Gesamtkostenbelastung für die Förderung von Ökoenergie, das ist die Summe aus Förderbeitrag und Verrechnungspreis abzüglich Marktpreis, pro kWh Abgabe an Endverbraucher darf für Kleinwasserkraftanlagen 0,16 Cent/kWh und für sonstige Ökostromanlagen 0,22 Cent/kWh nicht übersteigen. Ab 1. Jänner 2005 kann die Höchstgrenze, die der Förderbeitrag für Ökostromanlagen, ausgenommen Kleinwasserkraftanlagen, nicht übersteigen darf, vom Bundesminister für Wirtschaft und

³⁰ Indirekte Aufwendungen von Haushalten, die über Preissteigerungen der gekauften Produkte die Aufwendungen von Gewerbe und Industrie zumindest teilweise mitfinanzieren, sind nicht enthalten.

Arbeit durch Verordnung neu bestimmt werden. Bei der Bestimmung der Höhe dieses Höchstbetrages ist auf die im § 4 enthaltenen Zielsetzungen Bedacht zu nehmen.“

Bedingt durch den massiven Ausbau von „Sonstigen“ Ökostromanlagen konnte die im Gesetz vorgegebene durchschnittliche Kostenbelastungsgrenze von 0,22 Cent/kWh im Jahr 2005 nicht mehr eingehalten werden. Der Bundesminister für Wirtschaft und Arbeit hat mit Verordnung vom 28.12.2004 (BGBl II Nr 525/2004) die Gesamtkostenbelastungsgrenze von 0,22 Cent/kWh auf 0,3 Cent/kWh angehoben.

Für das Jahr 2006 wird ein weiterer Anstieg auf 0,484 Cent/kWh erwartet.^{31, 32}

13.3 Einspeisetarifverordnung

Als Ergebnis eines politischen Verhandlungsprozesses zwischen Bundesminister für Wirtschaft und Arbeit auf der einen sowie dem Bundesminister für Land- und Forstwirtschaft, Umwelt und Wasserwirtschaft (BMLFUW) und den Ländervertretern auf der anderen Seite, wurde am 20.12.2002 die EinspeisetarifVO erlassen (BGBl II Nr 508/2002). (Wie die Förderbeitragsverordnungen unterliegt auch die EinspeisetarifVO den Verfahrensbestimmungen des § 11 Ökostromgesetz. Der Bundesminister für Wirtschaft und Arbeit erlässt diese Verordnung somit ebenfalls in Abstimmung mit dem Bundesminister für Land- und Forstwirtschaft, Umwelt und Wasserwirtschaft, dem Bundesminister für Justiz (bzw Bundesminister für Soziale Sicherheit, Generationen) sowie einer Arbeitsgruppe aus dem Kreis der Landeshauptleute. Kommt innerhalb einer Frist von sechs Monaten nach Vorlage des Entwurfs keine Einigung zu Stande, ist die Zustimmung der Arbeitsgruppe der Landeshauptleute nicht mehr notwendig.)

Die EinspeisetarifVO gilt für alle Neuanlagen im Bereich „Sonstiger“ Ökostrom, für die

- bis 31. Dezember 2004 die für die Errichtung erforderlichen Genehmigungen vorliegen und außerdem

³¹ Siehe auch Gutachten Schönbauer ur Bestimmung (Anhebung) der Gesamtkostenbelastung 2005 bzw. 2006
Download unter: <http://www.e-control.at/Ökostrom/Gutachten>

³² Information im Anhang zu Richtwerten der Kostenbelastung durch den Verrechnungspreis.

- die Inbetriebnahme bis 30. Juni 2006 erfolgt (wurde per Verordnungsnovelle am 12. August 2005 für Biomasse- und Biogasanlagen bis 31. Dezember 2007 verlängert).

Kleinwasserkraftanlagen müssen (gemäß Verordnungsnovelle) ebenfalls bis 31. Dezember 2007 fertig gestellt sein. Für bestehende Kleinwasserkraftanlagen gelten die Einspeisetarife zumindest bis Jahresende 2008, für neue Kleinwasserkraftanlagen (und Anlagen mit Revitalisierungsmaßnahmen zu wesentlichen Stromertragssteigerungen) gilt ein Garantiezeitraum von 15 Jahren ab Inbetriebnahme.

Einen Überblick über die erlassenen Tarife gibt Abbildung 49. Die tabellarische Auflistung der Tarife ist dem Anhang zu entnehmen.

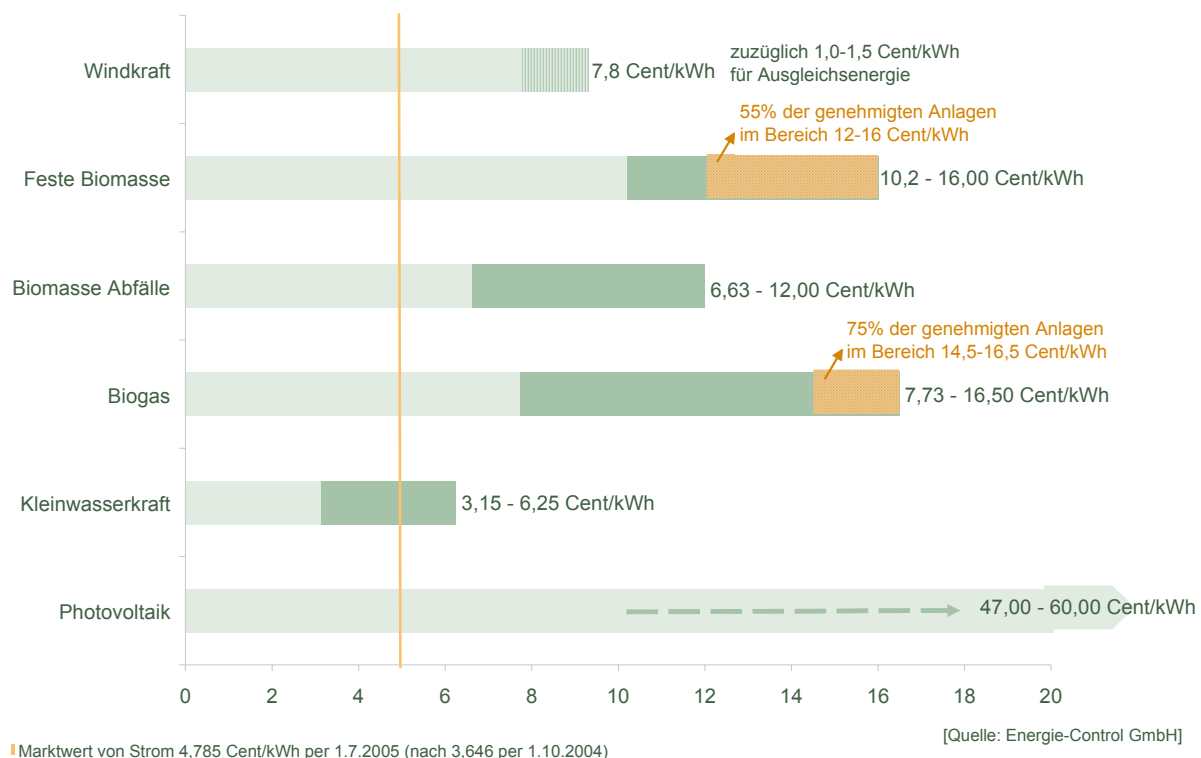


Abbildung 49: Einspeisetarife gemäß VO BGBl II Nr 508/2002 im Vergleich zum Marktpreis (4,785 Cent/kWh veröffentlicht gem § 20 Ökostromgesetz für das 3. Qu. 2005)

14 Aufwendungen der Öko-Bilanzgruppenverantwortlichen

Gemäß § 21 Ökostromgesetz sind dem Öko-BGV folgende Mehraufwendungen abzugelten:

- Differenzbeträge, die sich aus den Erlösen aus dem Verkauf von Ökoenergie und den sich aus den gemäß § 11 bestimmten Preisen ergeben,
- die mit der Erfüllung der Aufgaben des Öko-BGV verbundenen administrativen und finanziellen Aufwendungen sowie
- die Aufwendungen für die Ausgleichsenergie

Der Bundesminister für Wirtschaft und Arbeit hat im Rahmen seiner Aufsichtsfunktion die genannten Aufwendungen zu prüfen und mit Bescheid anzuerkennen.

Im Folgenden werden die Aufwendungen der Öko-BGV in folgende Übergruppen zugewiesen:

- Vergütungsvolumina
- Ausgleichsenergie
- Verwaltungskosten

14.1 Vergütungsvolumina

Die Höhe der gesamten im Jahr 2004 an Anlagenbetreiber ausgezahlten Mittel betrug rund € 128 Mio für „Sonstigen“ Ökostrom und auf rund € 174 Mio für Kleinwasserkraft. Im Vergleich zum Vorjahr wurden um rund € 75 Mio mehr Einspeisetarife für „Sonstige“ Ökostromanlagen ausbezahlt. Im Bereich Kleinwasserkraft handelt es sich um einen Anstieg um rund € 24 Mio.

14.2 Ausgleichsenergie

Die folgenden Tabellen zeigt die Ausgleichsenergieaufwendungen für Prognosefehler der Ökostromzuweisungen, wie sie von den drei Öko-BGV im Jahr 2004 und im ersten Halbjahr

14 Aufwendungen der Öko-Bilanzgruppenverantwortlichen

2005 aufzuwenden waren (eine Zuordnung zu den einzelnen Öko-BG sowie die Ganzjahreswerte 2003 befindet sich im Anhang 5).

Ausgleichsenergie (AE) in Österreich im Jahr 2004				
	GWh	Direkter Aufwand in €	Mehr-/Mindereinnahmen Verrechnungspreis in € ²⁾	Effektiver Ausgleichsenergieaufwand in € ³⁾
Ökostromabnahme	5.439	302.457.399	-	-
AE-Bezug durch Öko-BGV	317	13.067.616	-14.243.232,20	-1.175.615,87
AE-Lieferung durch Öko-BGV	-297	-1.757.788	13.351.074,30	11.593.286,69
Saldo¹⁾	613	11.309.829	-892.157,89	10.417.670,82

¹⁾ AE-Lieferung in GWh hat zwar ein negatives Vorzeichen, wird hier aber betragsmäßig addiert um die Gesamtabweichung darzustellen

²⁾ Der gesetzlich gem § 19 Abs 1 vorgegebene Verrechnungspreis von 4,5 Cent/kWh wird von den Stromhändlern für die im voraus zugewiesenen Fahrpläne bezahlt. Durch die Abweichungen der tatsächlichen Einspeisung von den Fahrplänen kommt es zu diesen Differenzbeträgen. Eine Aufrollung mit Nachverrechnung der Verrechnungspreise erfolgt nur, wenn eine Toleranzgrenze von 2 % als Abweichung Fahrplan zu tatsächlicher Erzeugung überschritten wird. In diesem Fall ist der Direkte Aufwand ident mit den Effektiven Ausgleichsenergieaufwendungen.

³⁾ Unter Berücksichtigung der Mehr-/Mindereinnahmen an Verrechnungspreisen.

[Quelle: Meldungen der Öko-BGV, Jänner 2005]

Tabelle 17: Ausgleichsenergieaufwendungen im Jahr 2004

Die folgende Tabelle zeigt die Ausgleichsenergieaufwendungen für Prognosefehler der Ökostromzuweisungen, wie sie von den drei Öko-BGV im ersten Halbjahr 2005 aufzuwenden waren (eine Zuordnung zu den einzelnen Öko-BGV befindet sich im Anhang).

Ausgleichsenergie (AE) in Österreich im 1. Halbjahr 2005				
	GWh	Direkter Aufwand in €	Mehr-/Mindereinnahmen Verrechnungspreis in € ²⁾	Effektiver Ausgleichsenergieaufwand in € ³⁾
Ökostromabnahme	3.019,40	193.544.990	-	-
AE-Bezug durch Öko-BGV	197,70	12.803.011	-8.896.527,68	3.906.483,39
AE-Lieferung durch Öko-BGV	-170,34	-1.091.871	7.665.272,15	6.573.401,25
Saldo¹⁾	368,04	11.711.140	-1.231.255,53	10.479.884,63

¹⁾ AE-Lieferung in GWh hat zwar ein negatives Vorzeichen, wird hier aber betragsmäßig addiert um die Gesamtabweichung darzustellen

²⁾ Der gesetzlich gem § 19 Abs 1 vorgegebene Verrechnungspreis von 4,5 Cent/kWh wird von den Stromhändlern für die im voraus zugewiesenen Fahrpläne bezahlt. Durch die Abweichungen der tatsächlichen Einspeisung von den Fahrplänen kommt es zu diesen Differenzbeträgen. Eine Aufrollung mit Nachverrechnung der Verrechnungspreise erfolgt nur, wenn eine Toleranzgrenze von 2 % als Abweichung Fahrplan zu tatsächlicher Erzeugung überschritten wird. In diesem Fall ist der Direkte Aufwand ident mit den Effektiven Ausgleichsenergieaufwendungen.

³⁾ Unter Berücksichtigung der Mehr-/Mindereinnahmen an Verrechnungspreisen.

[Quelle: Meldungen der Öko-BGV, August 2005 - vorläufige Werte]

Tabelle 18: Ausgleichsenergieaufwendungen im 1. Halbjahr 2005

Bemerkenswert ist der starke Anstieg der Ausgleichsenergieaufwendungen im Juni 2005. Alleine in diesem Monat betragen die Ausgleichsenergieaufwendungen für den von den Ökobilanzgruppen abgenommenen Ökostrom € 3,3 Mio. Nach Abzug des von den Stromhändlern für per Fahrplan zugewiesenen, aber über die tatsächliche Einspeisung hinausgehenden Ökostrom bezahlten Verrechnungspreises betrug die „effektive“ Kostenbelastung der Öko-BGVs durch die Fahrplanabweichungen in diesem einen Monat € 2,2 Mio.

Dieser starke Anstieg der Ausgleichsenergieaufwendungen hat zwei Ursachen:

- Der Marktpreis für elektrische Energie ist stark gestiegen. Der Preis pro kWh Ausgleichsenergie steigt konsequenterweise ebenso.
- Aufgrund des immer höheren Windkraftanteils sind die Gesamt-Fahrplanabweichungen für eine Regelzone immer stärker von den Windkraft-Fahrplanabweichungen dominiert. Dadurch kommt es zu Multiplikatoreffekten beim Anstieg der Ausgleichsenergieaufwendungen für Windkraft.

Dieser stark steigende Trend der Ausgleichsenergieaufwendungen für Windkraft könnte mit dem erwarteten Windkraftausbau von etwa 620 MW im Juni 2005 auf bis zu 924 MW (zuzüglich 20 MW in Niederösterreich) bis Juni 2006 noch verstärkt auftreten.

14.3 Verwaltungskosten

Neben den Einspeisetarifvolumen und den Ausgleichsenergieaufwendungen sind den Öko-BGV auch deren Verwaltungskosten zu ersetzen. In den Gutachten der Energie-Control GmbH zu den Förderbeiträgen für die Jahre 2004, 2005 und 2006 wird von einem Verwaltungsaufwand von € 2,7 Mio ausgegangen.

Die tatsächlichen angefallenen Verwaltungskosten sind vom Bundesminister für Wirtschaft und Arbeit anzuerkennen; bisher liegen jedoch keine diesbezüglichen Ergebnisse vor.

15 Zusätzliche Förderungen für Ökostrom

Neben der bundesweiten Förderung von Ökostromanlagen auf Basis des Ökostromgesetzes werden Ökostromanlagen auch im Rahmen weiterer Förderprogramme unterstützt.

§ 22 Abs 4 Ökostromgesetz sieht vor, dass den Bundesländern im Jahr 2003 € 25 Mio, im Jahr 2004 € 15 Mio und ab dem Jahr 2005 € 7 Mio zustehen. Diese Mittel können zur Förderung von neuen Technologien zur Ökostromerzeugung genutzt werden. Von dieser Förderung ausgenommen sind

- Wasserkraft,
- Klärschlamm,
- Tiermehl und
- Ablauge.

Eine Recherche betreffend Förderprogramme der Bundesländer im Bereich Ökostrom führte zu folgendem Ergebnis:³³

	Wasserkraft	Windkraft	Biomasse fest/flüssig	Biogas	PV	Sonstige	Budgetbegrenzung	Reihungskriterien	Berücksichtigung weiterer Förderungen
Burgenland									
Kärnten									
Niederösterreich	✓			✓	✓			✓	✓
Oberösterreich	✓			✓	✓		(teilweise)	(teilweise)	✓
Salzburg									
Steiermark	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	(implizit)	✓
Tirol									
Vorarlberg				✓				(implizit)	
Wien		✓	✓	✓	✓	✓	✓	(implizit)	✓

[Quelle: Energie-Control GmbH]

Tabelle 19: Ökostromförderung in den Bundesländern

Die Art der Förderung ist zumeist ein Investitionszuschuss bzw einmalige, kapitalisierte Tarifvorauszahlung. Produktionsförderungen bestehen nur in Niederösterreich für Photovoltaik-Anlagen, die vor dem 30. Juni 2003 in Betrieb gegangen sind.

³³ Stand Juni 2005, überwiegend Internet-Recherche.

Gegenstand der Förderung sind zumeist netzgebundene Ökostromanlagen (eine Anerkennung als Ökostromanlage durch den Landeshauptmann ist allgemein Voraussetzung für den Erhalt der Förderung), eine Ausnahme bildet Oberösterreich, wo auch Photovoltaik-Inselanlagen gefördert werden. Im Bereich der Photovoltaik-Förderung wurde seitens der Niederösterreichischen Landesregierung mitgeteilt, dass aufgrund der hohen Anzahl der Förderanträge der einmalige Investitionszuschuss von € 3.700 je kWp nur bis zu 75 % in Anspruch genommen werden kann.

Allen Förderprogrammen gemein ist eine Berücksichtigung von Effizienzkriterien. So werden in Niederösterreich im Bereich Biogas Anlagen mit Wärmenutzung jenen ohne Wärmenutzung vorgereiht. Neben Energieeffizienzkriterien steht „Effizienz der eingesetzten Fördermittel“ an vorderster Stelle der Reihungskriterien.

Neben den Landesförderungen gibt es noch weitere Stellen bzw. andere Titel, unter welchen Ökostromanlagen gefördert werden (können). An dieser Stelle seien diese nur auszugsweise aufgezählt:

- Umweltförderung – Abwicklung durch die Kommunalkredit
- Diverse Wohnbauförderungen (teilweise Förderung von Photovoltaik-Anlagen, die im Zusammenhang mit einem Gebäude errichtet werden)
- Investitionszuwachsprämie gemäß § 108e EStG 1988 (Konjunkturbelebungsprogramm 2003 und 2004)

Im Licht einer anzustrebenden „Fördereffizienz“ sind Mehrfachförderungen bedenklich, da der eigentliche Förderbedarf damit wesentlich überschritten werden kann. Angaben über den Gesamtumfang der zusätzlichen Förderungen liegen nicht vor.

16 Vorschläge für neue Rechtsakte

Insgesamt ist festzuhalten, dass die dynamische Entwicklung des Ökostromausbaus seit 2003 zwar dem im Ökostromgesetz festgehaltenen Willen des Gesetzgebers entspricht, die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern zu steigern, nicht jedoch dem ebenfalls im Ökostromgesetz festgehaltenen Willen des Gesetzgebers, die von den Stromkonsumenten dafür aufzubringenden Unterstützungsvolumina nachhaltig zu begrenzen. Dies hat zu Vorschlägen für neue Rechtsakte geführt, insbesondere für eine Ökostromgesetznovelle.

16.1 Ökostromgesetznovelle

Ausgelöst durch den Investitionsboom an geförderten Windkraft-, Biomasse- und Biogasanlagen und den dadurch markant höheren Kosten wurde im Juli 2004 vom Minister für Wirtschaft und Arbeit ein Vorschlag (Begutachtungsentwurf) für eine Novelle des Ökostromgesetzes veröffentlicht.³⁴

Die Novelle ist gekennzeichnet von einem mehr marktorientierten Ansatz für die Ausgestaltung des Fördersystems. Die wichtigsten Eckpunkte sind:

- Zuschläge: Fixierte Zuschläge, um die Kostenbelastung für Endverbraucher zu mindern und gleichzeitig die Investitionssicherheit zu erhöhen (rund € 17 Mio jährlich zusätzlich).
- Ziele: Betreffend der Ziele wurden keine Anpassungen getroffen.
- Errichtung einer „Ökoenergie AG“: Bedingt durch den vorübergehenden Stop betreffend neuer Vertragsabschlüsse seitens der APG zu Beginn des Jahres 2004 und der damit verbundenen Rechtsunsicherheit hat man sich entschlossen, eine zentrale Stelle, die „Ökoenergie AG“, als Rechtsnachfolgerin der Öko-BGV zu errichten.
- Fördersystem: Ein Ausschreibemodell für alle Neuanlagen, mit Ausnahme von kleinen Biomasse/Biogasanlagen.

³⁴ Download unter: www.e-control.at/Ökostrom/Recht

Die folgende Abbildung zeigt die Entwicklung der Unterstützungsvolumina für „Sonstigen“ Ökostrom von 2005 bis 2022 (Richtwerte), wenn zusätzlich € 17 Mio pro Jahr für neue zusätzliche Ökostromanlagen jedes Jahr zur Verfügung gestellt (kumulative Wirkung aufgrund des Garantiezeitraums für die Einspeisetarife) und die € 17 Mio erstmals im Jahr 2007 wirksam werden (sonstige Annahmen Marktpreisanstieg 5 % pro Jahr und Inflation 2 % wie in Abschnitt 12.2. ausgeführt).

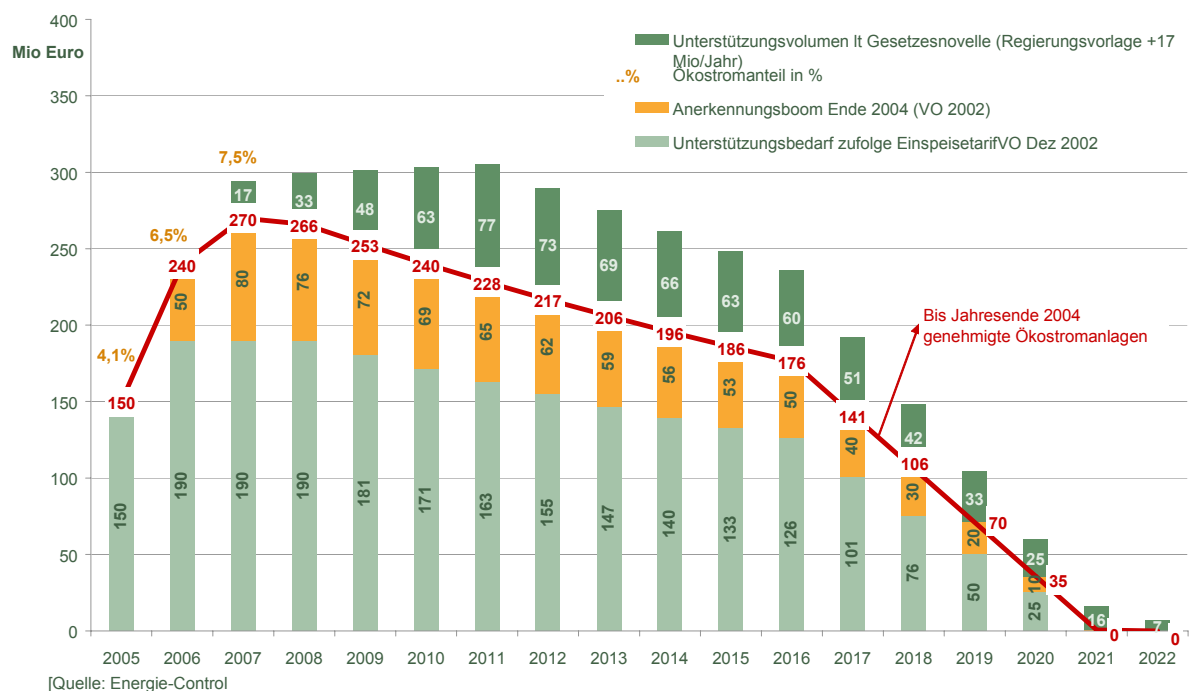


Abbildung 50: Erforderliche Unterstützungsvolumina für „Sonstigen“ Ökostrom 2005 bis 2022 (Preisbasis 2007) mit Gesetzesnovellenvorschlag „plus € 17 Mio/Jahr“ für zusätzliche neue Anlagen jedes Jahr

Am 14. Oktober 2004 wurde die Regierungsvorlage für eine Novelle des Ökostromgesetzes an das Parlament weitergeleitet.³⁵ Die wichtigsten Änderungen im Vergleich zum Begutachtungsentwurf vom Juli 2004 sind:

- Vergabe der begrenzten Budgets in den meisten Bereichen nach einem „first come first serve“ Prinzip.

³⁵Download unter: www.e-control.at/Ökostrom/Recht

- Energetischer Mindestwirkungsgrad, das heißt verpflichtende Wärmenutzung bei Biomasse- und Biogasanlagen.
- Ein Effizienzvergleichsverfahren für die Ermittlung der besten Standorte bzw. zur Identifizierung der Ökostromerzeugungen, die den geringsten Förderungsbedarf benötigen.
- Die Förderbeiträge werden von der Energie-Control Kommission festgelegt.

Es konnte jedoch auch für diesen und weitere davon in parlamentarischen Verhandlungen abgeleitete Novellenentwürfe bisher nicht die notwendige Zweidrittel-Zustimmung im Nationalrat erzielt werden. Deshalb ist zum aktuellen Zeitpunkt (August 2005) das Ökostromgesetz idF BGBl I Nr 149/2002 unverändert in Kraft.

16.2 Vorschlag für eine EinspeisetarifVO für die nach Dezember 2004 genehmigte Ökostromanlagen

Am 12. November 2004 wurde, vor Kenntnis des Genehmigungsbooms zu Jahresende 2004, vom Wirtschaftsministerium der Entwurf einer Verordnung mit Einspeisetarifen für Ökostromanlagen, für welche die Errichtungsgenehmigungen nach dem 31. Dezember 2004 werden, vorgelegt.³⁶ Ein Vergleich der Einspeisetarife dieses Verordnungsvorschlages mit den Einspeisetarifen der Verordnung vom Dezember 2002 befindet sich im Anhang 21.7.

Die Zustimmungserfordernisse für diesen Verordnungsvorschlag waren im November 2004 und Dezember 2004 nicht erfüllt. Nach Kenntnis des Genehmigungsbooms von Ökostromanlagen mit Rechtsanspruch auf die Einspeisetarife der Verordnung vom Dezember 2002 und seinen Auswirkungen auf die Finanzierungsverbindlichkeiten ist es fraglich, ob bei rechtskonformer Berücksichtigung des im geltenden Ökostromgesetz vorgegebenen Budgetrahmens ohne Gesetzesnovelle eine weitere Einspeisetarif-Verordnung für „Sonstige“ Ökostromanlagen mit zusätzlichem Unterstützungsbedarf erlassen werden.

³⁶ Download unter: www.e-control.at/Ökostrom/Recht

16.3 Verordnung zur Fristverlängerung der Inbetriebnahmefrist

Am 2. Juni 2005 ist vom Bundesminister für Wirtschaft und Arbeit ein Entwurf einer Verordnung zur Verlängerung der Inbetriebnahmefristen für die bereits bis Jahresende 2004 genehmigten Biomasse-, Biogas- und Kleinwasserkraftanlagen ausgesendet worden. Mit Übermittlung der Zustimmung der Arbeitsgruppe der Landeshauptmänner am 11. August 2005 an das Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit lagen, neben der bereits davor erteilten Zustimmung der Einvernehmensressorts, alle erforderlichen Zustimmungen vor. Die Verordnung wurde daher am 12. August 2005 im Bundesgesetzblatt kundgemacht (BGBl II Nr. 254/2005).

Mit der Verordnung werden für die bis Jahresende 2004 genehmigten Anlagen die Inbetriebnahmefristen für Biomasse (fest und flüssig) und Biogasanlagen von 30. Juni 2006 bis 31. Dezember 2007 verlängert. Die Errichtungsfrist für Kleinwasserkraftanlagen wird von Ende 2005 ebenfalls auf 31. Dezember 2007 verlängert. Bestehende Kleinwasserkraftanlagen (ohne Revitalisierungsmaßnahmen mit zumindest 15 % Stromertragssteigerung) erhalten den in der Verordnung vom Dezember 2002 (BGBl II Nr. 508/2002) festgelegten Einspeisetarif zumindest bis Jahresende 2008.³⁷

³⁷ Download unter: <http://www.e-control.at/Ökostrom/Recht/Bundesrecht/Verordnungen>

17 Zielerreichungsgrade

Das Ökostromgesetz definiert in § 4 die Ziele des Gesetzes wie folgt:

- Erreichung des 78,1 %-Zieles gemäß Richtlinie 2001/77/EG
- Effizienter Fördermitteleinsatz unter Einhaltung der vorgegebenen Kostenbelastungsgrenze von 0,22 Cent/kWh im Bereich „Sonstiger“ Ökostrom (kann ab 2005 per Verordnung angehoben werden) bzw 0,16 Cent/kWh im Bereich Kleinwasserkraft, jeweils bezogen auf kWh Stromabgabe aus öffentlichen Netzen an Endverbraucher
- Technologische Schwerpunktsetzung in Richtung Entwicklung zur Marktreife
- Investitionssicherheit für bestehende und zukünftige Anlagen
- Mindestens 4 % „Sonstiger“ Ökostrom im Jahr 2008 ³⁸
- 9 % Kleinwasserkraft im Jahr 2008

§ 4 Abs 2 Ökostromgesetz ergänzt weiters, dass „ab Jänner 2004 etwa 2 %, ab 1. Jänner 2006 etwa 3 % und ab 1. Jänner 2008 mindestens 4 % erreicht werden“. Bezugsbasis der hier angegebenen Zahlen ist die gesamte jährliche Stromabgabe aller Netzbetreiber Österreichs an Endverbraucher. Dieser Wert ist nicht ident mit der als Bezugsbasis für das 78,1 % Ziel festgelegten Basis von 56,1 TWh gemäß Richtlinie 2001/77/EG. Deshalb ist ein direkter Bezug der dargelegten Richtwerte zueinander nur bedingt möglich.

³⁸ Anmerkung: Der Wirtschaftsausschuss des Nationalrates hat im Juli 2002 im Zuge der Einbringung des Ökostromgesetzes einstimmig folgende Ausschussfeststellung beschlossen: „Unbeschadet der Verankerung eines Anteils von 4 %, den die Erzeugung von elektrischer Energie aus erneuerbaren Energieträgern, gemessen an der gesamten jährlichen Stromabgabe im Jahr 2008, zu erreichen haben wird, wird der Bundesminister für Wirtschaft und Arbeit aufgefordert, die Möglichkeit zu evaluieren, den Anteil von erneuerbaren Energieträgern im Jahr 2008 auf 5 % zu steigern (AB 1243 BlgNR, 21. GP)“

17.1 Indikative Ziele der Richtlinie 2001/77/EG der Europäischen Union

Im Rahmen der EU-Richtlinie 2001/77/EG wurde die Anhebung des Stromerzeugungsanteils aus erneuerbaren Energieträgern als Ziel festgelegt. Im Konkreten wird im Anhang zu der Richtlinie als indikatives Ziel (somit nicht als verpflichtendes Ziel) die Anhebung der Erzeugung aus erneuerbaren Energieträgern in den EU-15 von 13,9 % im Jahr 1997 auf 22 % formuliert.³⁹

Im Evaluierungsbericht der Europäischen Kommission vom Mai 2004⁴⁰ wird prognostiziert, dass die EU-15 das indikative 22 % Ziel im Jahr 2010 bei Fortschreibung der bisherigen Entwicklungen nicht erreichen werden, es werden dagegen nur etwa 18 % bis 19 % erwartet. Das bedeutet, dass der Anstieg vom Ausgangswert 14 % im Jahr 1997 nur etwa halb so hoch sein wird, wie als indikatives Ziel formuliert.

Ebenfalls im Anhang zu dieser Richtlinie werden – ebenfalls indikative und nicht verpflichtende – Ziele für die einzelnen Mitgliedsländer formuliert. Österreich nimmt dabei eine außergewöhnliche Position ein, weil es das einzige Land ist, das mit etwa 70 % als Ausgangswert im Jahr 1997 bereits in diesem Bezugsjahr mehr als 50 % des Stromverbrauchs aus erneuerbaren Energieträgern – überwiegend Wasserkraft – erzeugt hat.⁴¹ Folgerichtig wurde im Anhang zu der Richtlinie zu der indikativen Zielformulierung in Höhe von 78,1 % für Österreich als Fußnote angemerkt:

„Österreich erklärt, dass ausgehend von der Annahme, dass im Jahr 2010 der Bruttoinlandsstromverbrauch 56,1 TWh betragen wird, 78,1 % eine realistische Zahl wäre.“

Eine Nichtberücksichtigung eines absoluten Bezugswertes hätte für Österreich mit seinem im Vergleich zu den anderen EU-Mitgliedsländern exorbitant höheren Ausgangswert bei dem

³⁹ In späterer Folge für die EU-25 eine Anhebung von 13 % auf 21 %.

⁴⁰ Com (2004) 366 FINAL, Download auf Homepage der Energie-Control GmbH unter Ökostrom/Rechtliche Grundlagen/Europarecht.

⁴¹ 2. Stelle Schweden mit 49,1 %, 3. Stelle Portugal mit 38,5 %, 4. Stelle Spanien mit 19,9 %.

gegebenen steigenden Strombedarf nämlich eine extreme Ungleichbehandlung zur Folge: Österreich müsste die Stromerzeugung viel stärker ausbauen, nur um den 70 % Anteil zu halten, als die anderen Mitgliedsländer insgesamt für die Erreichung des indikativen Zieles ausbauen müssten.

Für die Erreichung dieses Zieles zählt, im Gegensatz zu den im Ökostromgesetz Österreichs festgelegten Subzielen für Kleinwasserkraft und „Sonstigen“ unterstützten Ökostrom, der gesamte, aus erneuerbaren Energieträgern produzierte Strom inklusive Großwasserkraft, Eigenverbrauch und auch jener erneuerbaren Energieträger, die im Rahmen des Ökostromgesetzes nicht unterstützt werden, wie zB. Biomasse für Eigenversorgungsanlagen.

Der Dynamisierungseffekt des hohen Ausgangswertes von 70 % bei steigendem Strombedarf (hohe erforderliche zusätzliche Ökostromerzeugungen, nur um den Ausgangswert 70 % bei steigendem Strombedarf zu halten) führt dazu, dass bei allen Prognoseannahmen für einen realistischen Strombedarfszuwachs Österreich nicht 78,1 % bezogen auf den Bruttoinlandsstromverbrauch im Jahr 2010 aus erneuerbaren Energieträgern erzeugen kann. Dies gilt selbst bei einem Energieeffizienzscenario, bei dem nach Analysen des WIFO ebenfalls Stromverbrauchszuwachs in Höhe von etwa 1,9 % pro Jahr zu erwarten ist.

In einem Durchschnittsjahr werden in Österreich etwa 37 TWh aus Wasserkraft erzeugt. Das entspricht einem Anteil von etwa 66,5 % des Verbrauchs im Jahr 1997 mit 56,1 TWh. Wenn diese Wasserkrafterzeugung in Absolutwerten etwa konstant bleibt, dann verringert sich ihr Anteil am Gesamtverbrauch aufgrund der Stromverbrauchssteigerung jedes Jahr um etwa 1,2 %. Das heißt, nur zur Kompensation des Anteilsverlustes der Wasserkraft müssten jedes Jahr zusätzlich 1,2 % aus anderen erneuerbaren Energieträgern erzeugt werden. Kumuliert vom Ausgangsjahr 1997 bis zum Zieljahr 2010 wären das etwa 15 %. Nach dem Jahr 2010 wird die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern voraussichtlich zusätzlich erschwert, da die Umsetzung der Wasserrahmenrichtlinie wirksam wird (vgl. Abbildung 43).

In der folgenden Tabelle wird die Entwicklung Stromerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern von 1997 bis 2004 dargestellt und der Entwicklung des Bruttoinlandsstromverbrauchs gegenübergestellt. Ergänzt wird diese Entwicklung mit einer

Prognose bis 2010, die geprägt ist vom Genehmigungsboom zu Jahresende 2004 und einem gewissen weiteren Ausbau von 2006 bis 2010. Diese Entwicklung in Österreich wird der durchschnittlichen Entwicklung in der Europäischen Union gegenübergestellt.

Zielerreichung gemäß Richtlinie 2001/77/EG	1997**	2004 Istwerte	Bis 2004 genehmigt (Ausbau bis 2006/2007)	Szenario weiterer Ausbau 2006 bis 2010	2010	Zuwachs 1997 bis 2010
	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh
Bruttoinlandsstromverbrauch (inkl Pumpstromverbrauch) ****	56.083	67.819			74.596	18.513
Großwasserkraft (> 10 MW) exkl Pumpstrom (etwa 1.800 GWh)***	31.400	33.465	33.465	300	33.765	2.365
Unterstützte Kleinwasserkraft (< 10 MW) inkl 5% Eigenverbrauch	4.152	4.197	4.750	100	4.850	698
"Sonstiger" unterstützter Ökostrom (Windkraft, Biomasse, Biogas, etc) inkl 5% Eigenverbrauch	605	1.516	4.300	850	5.150	4.545
Sonstiger nicht unterstützter Ökostrom (Ablauge, etc, statistisch unvollständige Erfassung)	845	1.450	1.500	100	1.600	755
Summe Stromerzeugung aus Erneuerbaren	37.002	40.628	44.015	1.350	45.365	8.363
Aliquoter Österreichanteil an EU-15 Zielszenario (von 14% in 1997 auf 22% in 2010)	7.852				16.411	8.559
Aliquoter Österreichanteil an erwarteter EU 15 Entwicklung (von 14% in 1997 auf 19% in 2010)	7.852				14.173	6.322
Anteil EE von 56.100 GWh ***	66%	72%	78%	2%	81%	
Anteil EE vom Bruttoinlandsstromverbrauch	66%	60%			61%	

*Annahmen für Eigenbedarf von sonstigen Ökostromanlagen und Kleinwasserkraftwerksanlagen geschätzt

**Daten für Kleinwasserkraft sowie Biomasse aus Betriebsstatistik 1998 übernommen

Annahmen für Eigenbedarf von sonstigen Ökostromanlagen und Kleinwasserkraftwerksanlagen geschätzt

*** Der Basiswert in der EU-Richtlinie in Höhe von 70 % im Jahr 1997 dürfte durch versehentliche Inkludierung des Pumpstrom berechnet worden sein; Der Erzeugungskoeffizient für Laufkraftwerke war im Jahr 1997 0,98 und im Jahr 2004 0,99; die Erzeugung aus Speicherkraftwerken (nach Abzug Pumpstrom) kann von etwa 9,5 TWh pro Jahr bis etwa 10,8 TWh pro Jahr schwanken; der Anstieg von 1997 bis 2004 war vor allem durch die Kraftwerke Freudenau (plus 960 GWh), Lambach (plus 64 GWh) und Mehrerzeugung aus Speicherkraftwerken (plus 700 GWh) bedingt

**** Annahme Strombedarfswachstum 2004 bis 2010 um 1,6 % pro Jahr

[Quelle: Energie-Control GmbH]

Tabelle 20: Zielerreichungsgrad des indikativen Zielwertes der Richtlinie 2001/77/EG

Mit dieser Entwicklung wird Österreich somit im Jahr 2010 um 8.360 GWh mehr elektrische Energie aus erneuerbaren Energieträgern erzeugen als im Jahr 1997. Das ist eine Zunahme, die deutlich über dem Durchschnitt der Europäischen Union liegt. Für die EU-15 wird gemäß Evaluierungsbericht der DG-TREN von 1997 bis 2010 eine Zunahme von 14 % auf 19 %

erwartet; eine aliquote Umlegung auf die Anteile in Österreich würde eine Zunahme der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern um etwa 6.300 GWh bedeuten, also deutlich weniger als die erwarteten 8.360 GWh.

Diese überdurchschnittliche Entwicklung in Österreich scheint umso mehr bemerkenswert, als Österreich als Binnenland im Vergleich zu anderen Ländern mit Küstenstandorten nur signifikant ungünstigere Windkraftstandorte mit wesentlich höheren Förderungsansprüchen besitzt und gerade der Windkraftausbau die dominierende Rolle beim Ökostromausbau in den vergangenen Jahren gespielt hat. Die Potenziale der Stromerzeugung aus Biomasse und Biogas sind im Vergleich zur Windkraft relativ gering.

Würde man eine 22 % Zielerreichung bis 2010 aliquot auf Österreich umlegen, dann entspräche das einem Ökostromzuwachs von 1997 bis 2010 im Ausmaß von etwa 8.560 GWh, also etwas mehr als der tatsächlich erwartete Zuwachs mit etwa 8.360 GWh. Diese Differenz in Höhe von 200 GWh ist allerdings durchaus im Rahmen statistischer Ungenauigkeiten bzw im Rahmen von Prognoseungenauigkeiten (jährliches Strombedarfswachstum, mittlere Wasserkraft und Großwasserkraft, uam). Somit zeichnet sich bereits mit den gegenwärtigen Entwicklungen ab, dass Österreich seinen aliquoten Anteil an der indikativen 22 % Zielsetzung bis 2010 erfüllt, obwohl diese Zielsetzung EU-weit nicht erreicht werden wird und Österreich als Binnenland Standortnachteile bei der maßgebenden Windkraftnutzung aufweist. Durch diese Entwicklung und die beschriebenen Rahmenbedingungen ist das von den Stromkonsumenten aufzubringende Subventionsausmaß für die Unterstützung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern in Österreich ebenfalls deutlich über dem europäischen Durchschnitt.

17.2 Erreichungsgrad der Zielquoten Ökostromgesetz

17.2.1 Basisdaten bis 2004

Im Jahr 2002, also vor Inkrafttreten des Ökostromgesetzes wurden in Österreich etwa 8 % des aus öffentlichen Netzen abgegebenen Stromvolumens aus Kleinwasserkraftanlagen und

etwa 0,8 % aus „Sonstigen“, mit Einspeisetarifen unterstützten, Ökostromanlagen (Windkraft, Biomasse, etc) in das öffentliche Netz eingespeist.

Die gesamte jährliche Stromabgabe aller Netzbetreiber betrug im Jahr 2004 51.766 GWh (vorläufige Werte). Dem gegenüber stehen folgende, ins das öffentliche Netz eingespeisten und unterstützten Ökostrommengen.

Ökostrom - Einspeisemengen und Vergütungen in Österreich im Jahr 2004						
Energieträger	Einspeisemenge in GWh	Vergütung netto in Euro	Einspeisemenge %Anteil	Vergütung %Anteil	Ökostromanteil in % an der Gesamtabgabemenge ²⁾	Durchschnitts- vergütung in Cent/kWh
Kleinwasserkraft	3.995	174.478.887	73,45	57,69	7,72	4,37
Sonstige Ökostromanlagen	1.444	127.978.512	26,55	42,31	2,79	8,86 (9,18)¹⁾
Windkraft	924	71.422.865	16,98	23,61	1,78	7,73
Biomasse fest inkl. Abfall mhbA	313	28.673.980	5,75	9,48	0,60	9,16 (11,16) ¹⁾
Biomasse gasförmig	102	12.802.452	1,87	4,23	0,20	12,58
Biomasse flüssig	18	2.302.265	0,33	0,76	0,03	12,93
Photovoltaik	12	7.542.623	0,21	2,49	0,02	65,16
Deponie- und Klärgas	74	5.057.063	1,36	1,67	0,14	6,84
Geothermie	2	177.264	0,05	0,06	0,00	7,18
Gesamt Kleinwasserkraft und Sonstige Ökostromanlagen	5.439	302.457.399	100,00	100,00	10,51	5,56 (5,59)¹⁾

¹⁾ bei Nicht-Berücksichtigung von großen Abfallverwertungsanlagen würde die Durchschnittsvergütung auf den Wert in der Klammer ansteigen
²⁾ bezogen auf die Gesamtabgabemenge aus öffentlichen Netzen an Endverbraucher von 51.766 GWh für 2004

[Quelle: Meldungen der Öko-BGV, Stand Mai 2005]

Tabelle 21: Eingespeiste und vergütete Ökostrommengen im Jahr 2004

Auf Basis der Einspeisemengen für „Sonstigen“ Ökostrom von 1.444 GWh ergibt sich ein Anteil von 2,8 % an unterstütztem „Sonstigen“ Ökostrom und ein Anteil von 7,7 % an Kleinwasserkraft. Im Bereich „Sonstiger Ökostrom“ wird das von § 4 Ökostromgesetz vorgegebene Ziel von „etwa 2 % ab 1. Jänner 2004“ bereits um rund 0,8 % überschritten.

In dieser Rechnung noch nicht berücksichtigt sind jene Ökostrommengen, die zwar in das öffentliche Netz eingespeist, aber nicht durch das Vergütungssystem abgedeckt werden. Zu einer solchen Situation kann es kommen, wenn eine Anlage aus dem Unterstützungsregime genommen wird, weil am freien Markt höhere Preise erzielt werden können, wie bei einigen Kleinwasserkraftanlagen. Dazu sind Detailwerte im Anhang tabellarisch dargestellt.

17.2.2 Zielerreichungsgrad Kleinwasserkraft

Das Ökostromgesetz sieht für das Jahr 2008 als Ziel 9 % aus Kleinwasserkraft vor.

Mit Stand März 2005 waren 946 MW bestehende (vor 2003 genehmigte) Kleinwasserkraftanlagen als Ökostromanlage anerkannt (für diese wurden keine Revitalisierungsmaßnahmen mitgeteilt). Zusätzlich sind 104 MW neue Kleinwasserkraftanlagen anerkannt. Für 9 MW bestehende Kleinwasserkraftanlagen sind Revitalisierungen mit mehr als 50 % Stromertragssteigerung mitgeteilt worden. Für 44 MW sind Revitalisierungsmaßnahmen mit einer zumindest 15-%igen Stromertragssteigerung mitgeteilt worden⁴². Durch diese Investitionsmaßnahmen wird bei angenommenen 5.000 Volllaststunden eine Stromertragssteigerung von etwa 570 GWh (520 GWh Neuanlagen und etwa 50 GWh durch Revitalisierungsmaßnahmen) erreicht. Das bedeutet eine Anteilssteigerung des Stromertrags aus Kleinwasserkraftanlagen bezogen auf die für 2008 prognostizierte Abgabemenge aus öffentlichen Netzen (55.200 GWh) im Ausmaß von etwa 1 % bzw eine für 2008 prognostizierte Kleinwasserkraftmenge in Höhe von etwa 4.600 GWh.

Der Zielwert 9 % (von 55.200 GWh) gemäß Ökostromgesetz im Jahr 2008 in Höhe von etwa 5.000 GWh wird dann erreicht, wenn durch zusätzliche Investitionsmaßnahmen weitere Stromertragssteigerungen in Höhe von etwa 400 GWh erreicht werden.

Zur Erfüllung des 9 % Kleinwasserkraftzieles im Jahr 2008 sind weitere Unterstützungsmaßnahmen erforderlich.

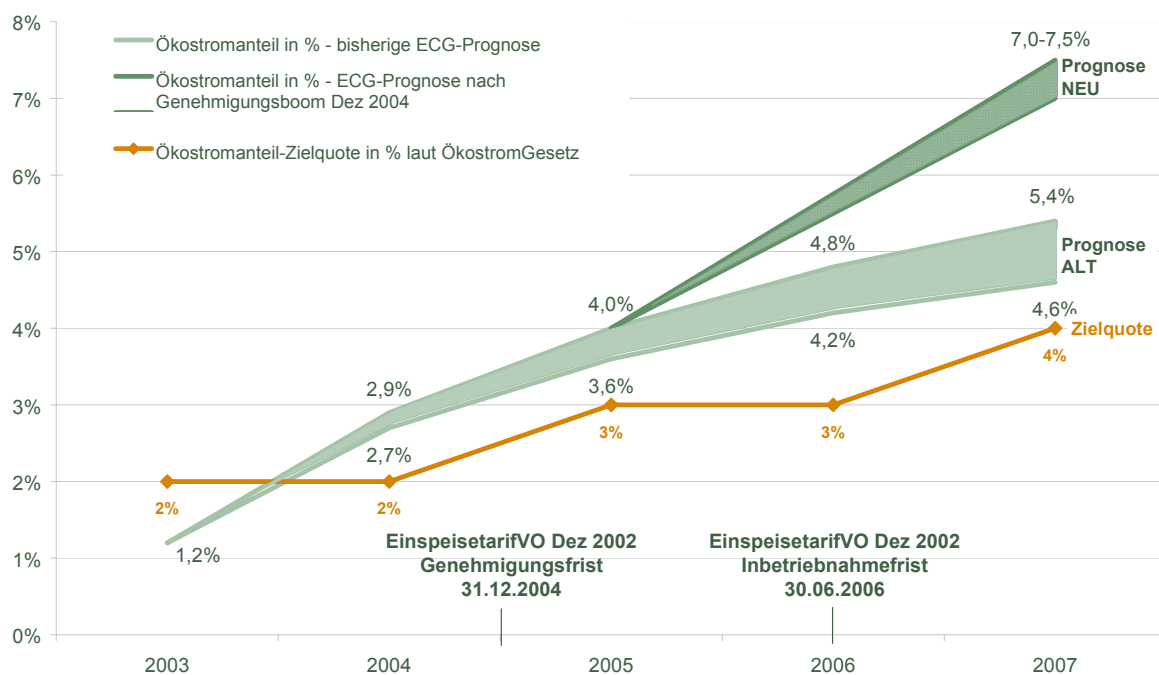
17.2.3 Zielerreichungsgrad „Sonstiger“ Ökostrom

Das Ökostromgesetz sieht für die in das öffentliche Netz eingespeiste Strommenge aus „Sonstigem“ Ökostrom (Windkraft, Biomasse, Biogas, etc) Zielquoten von „(...) ab 1. Jänner 2004 etwa 2 %, ab 1. Jänner 2006 etwa 3 % und ab 1. Jänner 2008 mindestens 4 %.“ als

⁴² Unvollständige Datenerfassung betreffend Revitalisierungsmaßnahmen

Anteil der in das öffentliche Netz eingespeiste „Sonstigen“ Ökostrommenge in Bezug auf die Abgabemenge aus öffentlichen Netzen an Endverbraucher vor.

Die folgende Abbildung mit den Prognoseaktualisierungen nach dem Genehmigungsboom zu Jahresende 2004 zeigt, dass diese Zielquoten allein durch die Ökostromanlagen, die bis Ende 2004 genehmigt waren und bis 2006 (bei Fristverlängerung bis 2007) in Betrieb gehen werden, massiv überschritten werden.



[Quelle: Energie-Control GmbH]

Abbildung 51: Anteile „Sonstiger“ Ökostrom im Vergleich zu den Zielquoten des Ökostromgesetzes – Prognoseaktualisierung nach dem Genehmigungsboom zu Jahresende 2004

Die Berechnungen der Prognosewerte für die einzelnen Energieträger sind bereits in den vorangegangenen Abschnitten ausgeführt.

17.3 Entwicklung zur Marktreife

Die Unterstützung der Kleinwasserkraft entspricht der Zielsetzung des Ökostromgesetzes, Schwerpunktsetzungen im Hinblick auf die Erreichung der Marktreife neuer Technologien vorzunehmen. Der durchschnittliche Einspeisetarif für Kleinwasserkraft im Jahr 2004 in Höhe von 4,37 Cent/kWh wurde von dem im 3. Qu. gemäß § 20 Ökostromgesetz veröffentlichten Marktpreis in Höhe von 4,785 Cent/kWh⁴³ bereits eingeholt bzw überholt. Eine Fortführung der Unterstützung für Kleinwasserkraft entspricht, sofern für einen wirtschaftlichen Betrieb erforderlich, daher auch dieser Gesetzesziel.

Im Gegensatz dazu widerspricht die Entwicklung der durchschnittlich gewährten Einspeisetarife für „Sonstigen“ Ökostrom der Zielsetzung des Ökostromgesetzes, Schwerpunktsetzungen im Hinblick auf die Erreichung der Marktreife neuer Technologien vorzunehmen.

Die in den vorangegangenen Abschnitten dargestellte Entwicklung zeigt, dass die durchschnittlichen Einspeisetarife für Biogasanlagen von 11,37 Cent/kWh im Jahr 2003 auf 13,31 Cent/kWh im 1. Qu. 2005 angestiegen sind, für Biomasseanlagen von 8,58 Cent/kWh auf 12,17 Cent/kWh und für Windkraftanlagen von 7,59 Cent/kWh auf rund 7,80 Cent/kWh. Zusätzlich werden für Biomasse- und Biogasanlagen (außer bei den größten Anlagen) meist Investitionszuschüsse aus den Technologiefördermitteln der Bundesländer gewährt.

Um diesen Trend umzukehren und damit dem Ökostromgesetz besser zu entsprechen, sollten zukünftig keine Einspeisetarife für netzgekoppelte Ökostromanlagen über 10 Cent/kWh für breite großtechnische Anwendungen gewährt werden. Begrenzte Technologieförderungen in diesem Hochpreissegment für gezielte Nischenanwendungen sollten vorerst sorgfältig hinsichtlich ihres Potenzials zu substantiellen Kostenreduktionen evaluiert werden.

⁴³ Der gemäß § 20 Ökostromgesetz veröffentlichte Marktpreis kann aufgrund des relativ geringen Anteils der Leipziger Börse am Gesamtgroßhandelsmarkt von den tatsächlich gehandelten Marktpreisen deutlich abweichen.

18 Beschäftigungseffekte durch Investition und Betrieb von Ökostromanlagen

Anlässlich der Präsentation des Energie-Control GmbH Ökostromberichtes 2004 wurde von Mitgliedern des Elektrizitätsbeirates angeregt, volkswirtschaftliche Auswirkungen und damit insbesondere Beschäftigungseffekte in den Bericht mit einzuschließen. Berechnungen dazu wurden vom Institut für Höhere Studien Kärnten, Klagenfurt, durchgeführt. Als Methode wurde das Input-Output Modell angewendet, das die Auswirkungen von Investitionen in einem Wirtschaftssektor auf die anderen Wirtschaftssektoren in Österreich beschreibt. Die vollständige Studie mit Stand Juli 2004 ist auf der Homepage der Energie-Control GmbH abrufbar.⁴⁴ Im Juni 2005 wurden vom IHS Kärnten ergänzende typische Fallbeispiele berechnet, die in der Folge dargelegt werden. Bei diesen Fallbeispielberechnungen wird als Berechnungsannahme ein Marktpreis für elektrische Energie in Höhe von 4,5 Cent/kWh angenommen.

Entscheidend für die Bewertung der Beschäftigungseffekte bei hochsubventionierten Investitionen, wie sie bei Ökostrom mit Ausnahme der Wasserkraft gegeben sind (Subventionsanteil an den Gesamtkosten ist bei Windkraft über 40 % und bei Biomasse sowie Biogas rund 60%), ist die notwendige Berücksichtigung des Einkommensentzugseffektes durch die Aufbringung der Förderungsmittel. Das heißt, den Beschäftigungseffekten, die durch die Investition und den Betrieb von Ökostromanlagen gegeben sind, sind die Beschäftigungseffekte gegenüber zu stellen, die dadurch entstehen, dass das verfügbare Einkommen der Konsumenten, das diese für sonstige Käufe verwenden würden, durch die Ökostrom-Förderung verringert wird. Bei einigen Investitionsbereichen, wie der Windkraft, deren Anlagen zu etwa zwei Drittel aus nach Österreich importierten Anlagenkomponenten bestehen, kann sich bei Berücksichtigung dieses Einkommensentzugseffektes auch ein negativer Beschäftigungseffekt ergeben. Das heißt, dass mit den Förderungsmitteln, wenn sie von den Konsumenten nach durchschnittlichen Gebrauchsgewohnheiten anders verwendet worden wären, ein höherer inländischer

⁴⁴ Download: www.e-control.at unter Ökostrom/Downloads/Studien.

Wertschöpfungsanteil bzw Beschäftigungseffekt erzielt worden wäre, als durch Investitionen mit hohen Importanteilen.

Es wurden folgende Fallbeispiele definiert, die für einen Großteil der in den vergangenen beiden Jahren genehmigten Ökostromanlagen repräsentativ sind:

- Biomasse-Sägehackgutanlage mit 1,9 MW_{el} Leistung und 12,8 Cent/kWh Einspeisetarif
- Biogasanlage mit 290 kW_{el} Leistung und 14,5 Cent/kWh Einspeisetarif
- Windkraftanlage mit 2 MW_{el} Leistung und 7,8 Cent/kWh Einspeisetarif
- Wasserkraftanlage (Neuanlage) mit 5 MW_{el} Leistung und 4,3 Cent/kWh Einspeisetarif

Tabelle 22 zeigt einen Überblick über die ausgewählten Fallbeispiele mit den Annahmen an Leistung, Ökostromerzeugung pro Jahr, Einspeisetarif, Marktpreis und Unterstützungsvolumen:

MUSTERANLAGE Fallbeispiel	Leistung	Jährliche Ökostrom- erzeugung	Einspeise- tarif	Berechnungs- annahme Marktpreis	Zusätzlicher CO ₂ -Wert	Jährliche Subvention	Subvention kumuliert 13 Jahre
	<i>kW</i>	<i>GWh</i>	<i>Cent/kWh</i>	<i>Cent/kWh</i>	<i>Cent/kWh</i>	<i>Mio EUR/Jahr</i>	<i>Mio EUR</i>
Biomasse-Sägehackgut	1.900	13	12,8	4,5	0,3	1,04	13,5
Biogas	290	2	14,5	4,5	0,3	0,19	2,5
Windkraft*	2.000	4,4	7,8	4,5	0,3	0,13	1,7
Kleinwasserkraft Neubau	5.000	25	4,3	4,5	0,3	0,00	0,0

*(ohne Ausgleichsenergieaufwendungen und ohne Marktwertabschlag)

[Quelle: IHS Kärnten]

Tabelle 22: Fallbeispiele zu Beschäftigungseffekten, Überblick über die Annahmen

Tabelle 23 listet die in Österreich gegebenen Beschäftigungseffekte durch die Investition und den Betrieb der Ökostromanlagen-Fallbeispiele auf. Für Biomasse- und Biogasanlagen werden im Detail auch die Beschäftigungseffekte in der Forstwirtschaft bzw in der Landwirtschaft dargestellt. Diesen positiven Beschäftigungseffekten werden die negativen Beschäftigungseffekte durch die Aufbringung der Fördermittel gegenübergestellt und daraus wird der Nettobeschäftigungseffekt abgeleitet.

MUSTERANLAGE Fallbeispiel	Beschäftigungseffekt Investition	Beschäftigung Betrieb pro Jahr inkl Brennstoff	Beschäftigung Betrieb 13 Jahre inkl Brennstoff	davon Holz- bzw. Landwirt- schaft pro Jahr	davon Holz- bzw. Landwirt- schaft 13 Jahre	davon Sonstige Beschäfti- gungseffekte pro Jahr	davon Sonstige Beschäfti- gungseffekte 13 Jahre	Einkommens- entzugs-effekt 13 Jahre	Nettoeffekt 13 Jahre kumuliert
	Arbeitsplatz- jahre	Arbpljahre /Jahr	Arbeitsplatz- jahre	Arbpljahre /Jahr	Arbeitsplatz- jahre	Arbpljahre /Jahr	Arbeitsplatz- jahre	Arbeitsplatz- jahre	Arbeitsplatz- jahre
Biomasse-Sägehackgut	102,5	14,0	182,3	5,6	72,9	8,4	109,4	-202,7	82,1
Biogas	13,8	6,7	87,5	4,4	56,9	2,4	30,6	-37,8	63,5
Windkraft	16,1	1,4	18,7	-	-	-	-	-41,1	- 6,3
Kleinwasserkraft Neubau	221,3	3,1	40	-	-	-	-	0	261,3

[Quelle: IHS Kärnten]

Tabelle 23: Fallbeispiele – Beschäftigungseffekte und Einkommensentzugseffekte

In der folgenden Tabelle ist der Subventionsaufwand je Arbeitsplatzjahr (Nettoeffekt) zusammengefasst.

MUSTERANLAGE Fallbeispiel	Subvention kumuliert 13 Jahre	Nettoeffekt kumuliert 13 Jahre	Subvention/Arbeitsplatz- jahr (Nettoeffekt)
	<i>Mio EUR</i>	<i>Arbeitsplatzjahre</i>	<i>EUR</i>
Biomasse-Sägehackgut	13,5	82,1	164.434
Biogas	2,5	63,5	39.370
Windkraft*	1,7	- 6,3	kein positiver Netto- Beschäftigungseffekt
Kleinwasserkraft Neubau	0,0	261,3	0

*(ohne Ausgleichsenergieaufwendungen und ohne Marktwertabschlag)

[Quelle: IHS Kärnten]

Tabelle 24: Fallbeispiele – Subvention pro Arbeitsplatzjahr (Nettoeffekt)

18.1 Fallbeispiel Biomasseanlage (1.900 kW)

Die tabellarisch dargestellten Werte ergeben für die Biomasse-Musteranlage mit 1.900 kW bei einem Einspeisetarif in Höhe von 12,8 Cent/kWh (Sägespäne) und einem angenommenen Marktwert von 4,5 Cent/kWh (zuzüglich Zusatzwert CO₂ von 0,3 Cent/kWh) einen Unterstützungsbedarf in Höhe von 1,04 Mio €/Jahr bzw kumuliert über die 13 Jahre Einspeisetarif-Garantiedauer € 13,5 Mio.

Durch die Planung und Investition in die Biomasseanlage wird ein Beschäftigungseffekt in Höhe von 102,5 Arbeitsplatzjahren erzielt, zusätzlich während des Betriebes der Anlage jedes Jahr weitere 14 Arbeitsplatzjahre (also 14 Dauerarbeitsplätze für den Betrieb), davon 5,6 Arbeitsplatzjahre in der Forstwirtschaft. Über die 13 Jahre Betrachtungszeitraum bedeutet dies einen kumulierten Beschäftigungseffekt in Höhe von 182,3 Arbeitsplatzjahren für den Betrieb bzw 284,8 Arbeitsplatzjahren inklusive dem Beschäftigungseffekt durch die Investition.

Durch den Einkommensentzugseffekt, das heißt, durch den Effekt, dass die über 13 Jahre kumulierten Unterstützungsmittel in Höhe von € 13,5 Mio den Konsumenten für Ausgaben in anderen Bereichen nicht mehr zur Verfügung stehen, ergibt sich ein negativer Beschäftigungseffekt in Höhe von minus 202,7 Arbeitsplatzjahren. Damit verbleibt über den Betrachtungszeitraum von 13 Jahren ein Nettobeschäftigungseffekt in Höhe von 82,1 Arbeitsplatzjahren.

18.2 Fallbeispiel Biogasanlage (290 kW)

Die tabellarisch dargestellten Werte ergeben für die Biogas-Musteranlage mit 290 kW bei einem Einspeisetarif in Höhe von 14,5 Cent/kWh (landwirtschaftliche Einsatzstoffe) und einem angenommenen Marktwert von 4,5 Cent/kWh (zuzüglich Zusatzwert CO₂ von 0,3 Cent/kWh) einen Unterstützungsbedarf in Höhe von 0,19 Mio €/Jahr bzw kumuliert über die 13 Jahre Einspeisetarif-Garantiedauer € 2,5 Mio.

Durch die Planung und Investition in die Biogasanlage wird ein Beschäftigungseffekt in Höhe von 13,8 Arbeitsplatzjahren erzielt, zusätzlich während des Betriebes der Anlage jedes Jahr weitere 6,7 Arbeitsplatzjahre (also 6,7 Dauerarbeitsplätze für den Betrieb), davon 4,4 Arbeitsplatzjahre in der Landwirtschaft. Über die 13 Jahre Betrachtungszeitraum bedeutet dies einen kumulierten Beschäftigungseffekt in Höhe von 87,5 Arbeitsplatzjahren für den Betrieb bzw 101,3 Arbeitsplatzjahren inklusive dem Beschäftigungseffekt durch die Investition.

Durch den Einkommensentzugseffekt, das heißt, durch den Effekt, dass die über 13 Jahre kumulierten Unterstützungsmittel in Höhe von € 2,5 Mio den Konsumenten für Ausgaben in

anderen Bereichen nicht mehr zur Verfügung stehen, ergibt sich ein negativer Beschäftigungseffekt in Höhe von minus 37,8 Arbeitsplatzjahren. Damit verbleibt über den Betrachtungszeitraum von 13 Jahren ein Nettobeschäftigungseffekt in Höhe von 63,5 Arbeitsplatzjahren.

18.3 Fallbeispiel Windkraftanlage

Die tabellarisch dargestellten Werte ergeben für die Windkraft-Musteranlage mit 2 MW bei einem Einspeisetarif in Höhe von 7,8 Cent/kWh und einem angenommenen Marktwert von 4,5 Cent/kWh (zuzüglich Zusatzwert CO₂ von 0,3 Cent/kWh) einen Unterstützungsbedarf in Höhe von 0,13 Mio €/Jahr bzw kumuliert über die 13 Jahre Einspeisetarif-Garantiedauer € 1,7 Mio.

Durch die Planung und Investition in die Windkraftanlage wird ein Beschäftigungseffekt in Höhe von 16,1 Arbeitsplatzjahren erzielt, zusätzlich während des Betriebes der Anlage jedes Jahr weitere 1,4 Arbeitsplatzjahre (also 1,4 Dauerarbeitsplätze für den Betrieb). Über die 13 Jahre Betrachtungszeitraum bedeutet dies einen kumulierten Beschäftigungseffekt in Höhe von 18,7 Arbeitsplatzjahren für den Betrieb bzw 34,8 Arbeitsplatzjahren inklusive dem Beschäftigungseffekt durch die Investition.

Durch den Einkommensentzugseffekt, das heißt, durch den Effekt, dass die über 13 Jahre kumulierten Unterstützungsmittel in Höhe von € 1,7 Mio den Konsumenten für Ausgaben in anderen Bereichen nicht mehr zur Verfügung stehen, ergibt sich ein negativer Beschäftigungseffekt in Höhe von minus 25,7 Arbeitsplatzjahren (bzw. bei Berücksichtigung zusätzlicher Ausgleichsenergieaufwendungen minus 41,1 Arbeitsplatzjahre). Damit ergibt sich über den Betrachtungszeitraum von 13 Jahren ein positiver Nettobeschäftigungseffekt von 9 Arbeitsplatzjahren. Wenn für Windkraftstrom ein geringerer Marktwert bzw. höhere Ausgleichsenergieaufwendungen wegen seiner schlechten Prognostizierbarkeit und Nicht-Speicherbarkeit angesetzt werden, dann ergäbe sich ein negativer Beschäftigungseffekt in Höhe von 6,3 Arbeitsplatzjahren.

18.4 Fallbeispiel Kleinwasserkraft-Neuanlage (5 MW)

Die tabellarisch dargestellten Werte ergeben, dass für die Kleinwasserkraft-Musteranlage mit 5 MW Nennleistung bei einem durchschnittlichen Einspeisetarif in Höhe von 4,3 Cent/kWh und einem angenommenen Marktwert von 4,5 Cent/kWh kein Unterstützungsbedarf gegeben ist. (Bei neuen Kleinwasserkraftanlagen sind die Einspeisetarife etwas höher, aber immer noch deutlich unter den Einspeisetarifen für Windkraft, Biomasse und Biogas).

Durch die Planung und Investition in die Kleinwasserkraftanlage wird ein Beschäftigungseffekt in Höhe von 221,3 Arbeitsplatzjahren erzielt, zusätzlich während des Betriebes der Anlage jedes Jahr weitere 3,1 Arbeitsplatzjahre (also 3,1 Dauerarbeitsplätze für den Betrieb). Über die 13 Jahre Betrachtungszeitraum bedeutet dies einen kumulierten Beschäftigungseffekt in Höhe von 40 Arbeitsplatzjahren für den Betrieb bzw 261,3 Arbeitsplatzjahren inklusive dem Beschäftigungseffekt durch die Investition.

Da bei einem Marktpreis in Höhe von 4,5 Cent/kWh nach derzeitiger Einspeisetarifstruktur für eine 5 MW Kleinwasserkraftanlage kein Unterstützungsbedarf gegeben ist, sondern diese Aufwendungen für den Strombezug von den Konsumenten in jedem Fall aufzubringen sind, ist auch kein Einkommensentzugseffekt durch Fördermittelaufbringung gegeben. Damit sind die ausgewiesenen 261,3 Arbeitsplatzjahre für Investition und Betrieb über den Betrachtungszeitraum von 13 Jahren ident mit dem Nettobeschäftigungseffekt.

19 Herkunftsnachweise und Stromkennzeichnung

Das Ökostromgesetz setzt in § 8 die Vorgaben über die Ausgabe von Herkunftsnachweisen des Artikels 5 der Richtlinie 2001/77/EG um. Basierend auf diesen Grundlagen hat jeder Betreiber einer Ökostromanlage in Österreich das Recht, von dem Netzbetreiber, an dessen Netz die Anlage angeschlossen ist, einen Herkunftsnachweis über die ins Netz eingespeiste Energie zu erhalten.

Laut § 8 Ökostromgesetz muss ein Herkunftsnachweis folgende Informationen enthalten:

- Menge der erzeugten Energie,
- Art und Engpassleistung der Erzeugungsanlage,
- Zeitraum und Ort der Erzeugung,
- die eingesetzten Energieträger.

Die gesetzlichen Vorgaben lassen dem Aussteller die Wahl des Formates (auf Papier oder elektronisch) und auch bezüglich des Zeitraums und der Einheit wird dem Netzbetreiber freie Wahl gelassen.

Aufsichtsbehörde über die Ausstellung der Herkunftsnachweise ist der Landeshauptmann.

2004 wurde von der Energie-Control GmbH die Herkunftsnachweisdatenbank für die Ausstellung der Herkunftsnachweise zur Verfügung gestellt. Für jene Energiemengen, die über die Öko-BG abgewickelt werden, werden automatisch für jedes Monat die Herkunftsnachweise in der Datenbank generiert und entsprechend der Abgabe an Endverbraucher auch automatisch auf die Konten der Stromlieferanten überwiesen. Jeder Stromlieferant erhält somit den gleichen Anteil an erneuerbarer Energie.⁴⁵

Neben der Abwicklung dieser Energiemengen kann die Datenbank auf freiwilliger Basis auch von jedem Netzbetreiber bzw von jeder Akkreditierungsstelle für die Ausstellung von Herkunftsnachweisen bzw von Nachweisen gemäß § 45a Abs 7 EIWOG genutzt werden. Diese Möglichkeit haben viele Netzbetreiber genutzt und ein großer Anteil der

⁴⁵ Für genauere Informationen siehe www.herkunftsnachweis.at.

österreichischen Stromproduktion wird über die Herkunftsnachweisdatenbank abgewickelt. Dies erhöht die Vertrauenswürdigkeit sowohl in die Herkunftsnachweise als auch in die Stromkennzeichnung, da Betrugsrisiken, wie das doppelte Ausstellen von Herkunftsnachweise, in einer Datenbank vermieden werden können.

Haupteinsatzgebiet für die Herkunftsnachweise ist die Verwendung im Rahmen der Stromkennzeichnung, da § 45a Abs 7 EIWOG bestimmt, dass die Nachweise der akkreditierten Stellen entfallen können, sofern Herkunftsnachweise vorliegen.

Diese Regelung wurde unter anderem im Rahmen der EIWOG-Novelle im August 2002 verabschiedet. Neben dieser Regelung wurde die Stromkennzeichnung bundesweit vereinheitlicht, indem ein verpflichtender Händlermix für alle Stromhändler und sonstige Lieferanten, die Endverbraucher beliefern, eingeführt wurde. Diese Regelung ersetzte die bis zum Zeitpunkt des Inkrafttretens (1. Juli 2004) geltenden Landesgesetze. Ergänzend wurde von der Energie-Control GmbH in Zusammenarbeit mit den Marktteilnehmern, den akkreditierten Stellen sowie NGOs die sog Stromkennzeichnungsrichtlinien erarbeitet, die im wesentlichen ein Leitfaden für die konkrete Erstellung der Stromkennzeichnung sind. Unter anderem wurden Formvorschläge und Darstellungsweisen erarbeitet.

Als Aufsichtsbehörde wurde per Gesetz die Energie-Control GmbH bestimmt, welche mit Mitte Mai 2005 eine Überprüfung der Stromlieferanten hinsichtlich ihrer Angaben zur Stromkennzeichnung eingeleitet hat. Diese Überprüfung ist zum aktuellen Zeitpunkt noch nicht abgeschlossen. Die Ergebnisse werden in einem eigenen Stromkennzeichnungsbericht publiziert.

Zur Kundeninformation wurde der Tarifikalkulator der Energie-Control GmbH um die Werte der Stromkennzeichnung ergänzt, welche dem Kunden nun auch die Möglichkeit geben, den Lieferanten nach (Strom)Qualitätsmerkmalen auszuwählen.

In Österreich wurde bereits im Rahmen der EIWOG-Novelle im Jahr 2000 die verpflichtende Stromkennzeichnung für Energielieferanten, welche Endverbraucher beliefern, eingeführt. Im Rahmen des Erlasses des Ökostromgesetzes im Jahr 2002 wurden die Bestimmungen neuerlich novelliert und sind mit 1. Juli 2004 in Kraft getreten (vgl §§ 45 und 45a Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz).

20 Fossile Kraft-Wärme-Kopplung (KWK)

20.1 Rechtliche Rahmenbedingungen

20.1.1 Regelungen im Ökostromgesetz

Seit 1. Jänner 2003 erfolgt die Förderung von elektrischer Energie, die unmittelbar und effizienzmaximiert als Koppelprodukt bei der Erzeugung von Fernwärme erzeugt wird (KWK-Energie), gemäß §§ 12 und 13 Ökostromgesetz.

Der KWK-Unterstützungstarif wird jährlich vom Bundesminister für Wirtschaft und Arbeit festgelegt. Die Finanzierung der KWK-Förderung erfolgt über einen Zuschlag zum Systemnutzungstarif (KWK-Zuschlag), der bundesweit einheitlich und degressiv bis 2010 gestaltet und von jedem Strom-Endverbraucher zu entrichten ist.

Die Netzbetreiber heben die KWK-Zuschläge vom Endverbraucher ein und leiten diese an die Energie-Control GmbH als Abwicklungsstelle weiter. Die Energie-Control GmbH zahlt auf Basis des vorläufigen Bescheides über die KWK-Förderung den Unterstützungstarif in Form von monatlichen Akontobeträgen an die KWK-Anlagenbetreiber aus. Am Ende des Jahres wird auf Basis der tatsächlich erzeugten KWK-Energie und der endgültigen Bescheide des BMWA eine Endabrechnung vorgenommen.

Im Gegensatz zum Fördersystem von elektrischer Energie aus Ökostromanlagen, die nur dann gefördert wird, wenn die Anlagenbetreiber diese an die Öko-BG verkaufen (Einspeisetarif), verkaufen die KWK-Anlagenbetreiber die KWK-Energie am freien Strommarkt und erhalten zusätzlich einen KWK-Unterstützungstarif.

20.1.2 Fossile Kraft-Wärme-Kopplung - Zuschlagsverordnungen

Der Bereich fossile Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) wird über einen einheitlichen KWK-Zuschlag finanziert. Dieser hat sich an den erwarteten Aufwendungen für die Mehraufwendungen für KWK-Anlagen zu orientieren, darf jedoch gewisse, bereits im Ökostromgesetz festgelegte Grenzen nicht überschreiten (vgl § 13 Abs 10 Ökostromgesetz). Diese Zuschläge sind vom Bundesminister für Wirtschaft und Arbeit jährlich im vorhinein per Verordnung festzulegen. Folgende KWK-Zuschlagsverordnungen wurden bisher erlassen

- KWK-Zuschlagsverordnung 2003, BGBl II Nr 509/2002 vom 20.12.2002
- KWK-Zuschlagsverordnung 2004 BGBl II Nr 631/2003 vom 30.12.2003
- KWK-Zuschlagsverordnung 2005, BGBl II Nr 524/2004 vom 28.12.2004

Die verordnete KWK-Zuschlagshöhe sowie die gesetzlich vorgegebenen Maximalzuschläge werden in Tabelle 25 dargestellt.

KWK-Zuschlag	01.01.03 - 31.12.03	01.01.04 - 31.12.04	01.01.05 - 31.12.05	01.01.06 - 31.12.06	01.01.07 - 31.12.07	01.01.08 - 31.12.08	01.01.09 - 31.12.09	01.01.10 - 31.12.10
	in Cent/kWh							
Höchstgrenze per Gesetz	0,15	0,15	0,13	0,13	0,10	0,10	0,05	0,05
Festgelegter Zuschlag	0,15	0,15	0,13					

[Quelle: Energie-Control GmbH]

Tabelle 25: KWK-Zuschläge 2003 für 2010

20.1.3 Richtlinie 2004/8/EG - KWK-Richtlinie⁴⁶

Im Juli 2002 unterbreitete die EU-Kommission dem Europäischen Parlament den Vorschlag für eine „Richtlinie zur Förderung der Kraft-Wärme-Kopplung auf der Grundlage des Nutzwärmebedarfs im Energiebinnenmarkt (KOM(2002) 415 – 2002/0185 (COD))“.

⁴⁶ Richtlinie 2004/8/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 11. Februar 2004 über die Förderung einer am Nutzwärmebedarf orientierten Kraft-Wärme-Kopplung im Energiebinnenmarkt und zur Änderung der Richtlinie 92/42/EWG, Amtsblatt Nr L 052 vom 21/02/2004 S. 0050 – 0060.

Im Mai 2003 wurden vom Europäischen Parlament Änderungen zum EU-Richtlinien-Entwurf zur Förderung der Kraft-Wärme-Kopplung beschlossen. Im Gegensatz zum Richtlinienentwurf der EU-Kommission forderten die EP-Abgeordneten konkretere Zielvorgaben für die neue Richtlinie. Beschlossen wurde die KWK-Richtlinie der EU schließlich am 11. Februar 2004, wobei die Umsetzung in nationales Recht bis 21. Februar 2006 zu erfolgen hat.

Die wesentlichen Zielsetzungen der Richtlinie sind:

- die Erhöhung der Energieeffizienz und dadurch eine Reduktion der Emissionen,
- die Verbesserung der Versorgungssicherheit, um die Abhängigkeit von Drittstaaten zu verringern,
- die EU-weite Vereinheitlichung der Definition von hocheffizienten KWK-Anlagen,
- die einheitliche Berechnungsweise von KWK-Energie und
- harmonisierte Referenzwerte der getrennten Erzeugung von Strom und Wärme in der EU an Stelle nationaler Referenzen.

Weiters wird zwischen effizienten und hocheffizienten KWK-Anlagen unterschieden, wobei eine KWK-Anlage dann in die Kategorie hocheffizient fällt, wenn mindestens 10 % der Primärenergieeinsparungen gegenüber einer getrennten Erzeugung von elektrischer und thermischer Energie erzielt werden. Vorgesehen ist auch die Einführung von Herkunftsnachweisen für hocheffiziente KWK-Energie. Eine explizite Förderung von KWK-Energie sieht die Richtlinie jedoch nicht vor.

Die Mitgliedstaaten haben Analysen über das nationale Potenzial für den Einsatz von hocheffizienter KWK-Energie zu erstellen. Dabei ist das für den Einsatz von hocheffizienter KWK in Frage kommende Bedarfspotenzial für Nutzwärme- und -kühlung und die Verfügbarkeit von Brennstoffen zu berücksichtigen. Die Analyse hat weiters eine Evaluierung der Hindernisse, die der Verwirklichung des nationalen Potenzials für hocheffiziente KWK entgegenstehen könnte, durchzuführen. Dazu zählen Hindernisse im Zusammenhang mit Brennstoffpreisen und -kosten, und dem Zugang zu Energieträgern, Fragen des Netzzuganges sowie die Internalisierung externer Kosten bei den Energiepreisen.

Derzeit ist zu diesen Themen ein vom BMWA in Zusammenarbeit mit VEÖ, WKÖ und der Industriellenvereinigung in Auftrag gegebene Studie in Arbeit, die bis September abgeschlossen sein wird.

Bezüglich der Förderung von KWK-Anlagen ist der Richtlinie zu entnehmen, dass sich eine Förderung in bestehenden und zukünftigen Blöcken am Nutzwärmebedarf und an den Primärenergieeinsparungen (hocheffiziente KWK) zu orientieren hat. Ob jedoch eine Förderung eingeführt bzw weitergeführt wird, obliegt den Mitgliedstaaten, die sich lediglich an den Vorgaben der Richtlinie (ua hocheffiziente KWK, Nutzwärmebedarf, Primäreinsparungen) zu orientieren hat.

20.2 KWK-Förderung im Jahr 2003

Für das Jahr 2003 wurden 48 Anträge⁴⁷ (für 53 KWK-Anlagen) auf KWK-Förderung gemäß §§ 12 und 13 Ökostromgesetz gestellt. Im Frühjahr 2004 mussten die Antragsteller technische und kaufmännische Gutachten über ua die tatsächlich erzeugte KWK-Energie und Wärme, die Abgrenzung der KWK-Energie sowie über die tatsächlichen Kosten und Erträge im Jahr 2003 gemäß § 13 Abs 1 Ökostromgesetz an das BMWA übermitteln.

Zur Bestimmung des Marktpreises gemäß § 13 Abs 12 Ökostromgesetz wurden die Sachverständigen der Energie-Control GmbH beauftragt Befund und Gutachten zu erstellen. Auf Basis dieses Gutachtens, das den Marktpreis 2003 für KWK-Energie in Höhe von 29,45 €/MWh errechnet, erfolgte per Bescheid des BMWA eine anteilmäßige Kürzung des KWK-Unterstützungstarifes von 1,5 Cent/kWh auf 0,955 Cent/kWh bzw von 1,25 Cent/kWh auf 0,705 Cent/kWh.

Von den eingehobenen KWK-Zuschlägen in Höhe von ca € 75 Mio wurden durch die erfolgte Kürzung des Unterstützungstarifs im Jahr 2003 € 58,2 Mio an die KWK-Anlagenbetreiber ausgezahlt.

⁴⁷ Anzahl der Anträge ist geringer als die Anzahl der geförderten KWK-Anlagen, da die Anträge einiger Unternehmen mehrere KWK-Anlagen betreffen.

Ein großer Teil der endgültigen Bescheide für 2003 wurde von den KWK-Betreibern beim Verwaltungsgerichtshof und/oder Verfassungsgerichtshof beeinsprucht. Eine Entscheidung der Gerichtshöfe steht derzeit noch aus.

20.3 KWK-Förderung im Jahr 2004

Insgesamt wurden für das Jahr 2004 39 Anträge⁴⁸ (für 44-KWK-Anlagen) auf eine Unterstützung gemäß §§ 12 und 13 Ökostromgesetz gestellt (neun Anträge auf Förderung gemäß §§ 12 und 13 Ökostromgesetz weniger als im Jahr 2003).

Die Ursachen dafür lassen sich wie folgt kategorisieren:

- 3 KWK-Anlagen: Betrieb der Anlage eingestellt oder stark eingeschränkt, da nicht wirtschaftlich,
- 2 KWK-Anlagen: Antragsteller hat 2004 nicht mehr angesucht, da im Jahr 2003 die Kriterien für eine KWK-Förderung nicht erfüllt wurden,
- 4 KWK-Anlagen: für den Weiterbetrieb der Anlage ist der Förderbetrag zu gering bzw. ist den KWK-Betreibern Aufwand für den Förderantrag zu hoch.

Die Sachverständigen der Energie-Control GmbH wurden wie im Jahr 2003 mit der Erstellung eines Gutachtens zur Bestimmung des Marktpreises für KWK-Energie gemäß § 13 Abs 12 Ökostromgesetz beauftragt. Im Gutachten wird für das Jahr 2004 ein Marktpreis für KWK-Energie von 34,15 €/MWh festgestellt.

Zur Zeit liegt den KWK- Anlagenbetreibern das Marktpreisgutachten 2004 zur Stellungnahme vor.

Ein großer Teil der vorläufigen Bescheide des BMWA für 2004 wurde von den KWK-Betreibern beim Verwaltungsgerichtshof und/oder Verfassungsgerichtshof beeinsprucht. Eine Entscheidung der Gerichtshöfe liegt derzeit noch nicht vor.

⁴⁸ Anzahl der Anträge ist geringer als die Anzahl der geförderten KWK-Anlagen, da die Anträge einiger Unternehmen mehrere KWK-Anlagen betreffen.

20.4 KWK-Förderung im Jahr 2005

Für das Jahr 2005 wurden 35 KWK-Förderanträge von 20 KWK-Anlagenbetreibern gestellt.

Gegenüber 2004 haben im Jahr 2005

- 2 KWK-Anlagen: den Betrieb der Anlage eingestellt,
- 3 KWK-Anlagen: Antragsteller hat 2004 nicht mehr angesucht, da ua kein Mehraufwand und somit kein Anspruch auf Förderung besteht,
- 1 KWK-Anlage: erstmalige Antragstellung,
- 1 KWK-Anlage: wurde wieder in Betrieb genommen.

Das BMWA hat die Sachverständigen der Energie-Control GmbH mit der Erstellung von Befund und Gutachten über die KWK-Förderanträge betraut. Neben der Prüfung der Erfüllung des Heizwertes bzw. Effizienzkriteriums werden 2005 insbesondere die für die Aufrechterhaltung des Betriebs erforderlichen Kosten bzw. Erlöse aus Wärme und Stromerzeugung geprüft.

Der KWK-Zuschlag 2005, der zur Finanzierung der KWK-Förderung eingehoben wird, wurde gemäß Verordnung des BMWA vom 30. Dezember 2004 mit dem maximalen Betrag von 0,13 Cent/kWh gemäß § 13 Abs 10 Ökostromgesetz festgesetzt.

20.5 Übersicht fossile KWK in 2003, 2004 und 2005

Unterstützte KWK-Energie in GWh	2003	2004 ⁴	2005 ⁵
Anzahl KWK-Förderanträge (KWK-Anlagen)	48 (53)	39 (44)	35 (41)
KWK-Energie gemäß Abs 3 in GWh	5900	5791	
KWK-Energie gemäß Abs 4 in GWh	940	733	
Unterstützte KWK-Energie in GWh	6840	6524	6594

[Quelle: Energie-Control GmbH]

Tabelle 26: Vergleich Unterstützte fossile KWK-Energie 2003, 2004 und 2005 in GWh

KWK-Fördermittel in Mio Euro	2003	2004	2005 ⁵
Theoretischer max. Förderbedarf	105	86,5	
Max. verfügbare Fördermittel (Summe KWK-Zuschläge)	76	76	67,6
Ausgezahlte Fördermittel	58,2	24,8	

[Quelle: Energie-Control GmbH]

Tabelle 27: Vergleich fossile KWK-Fördermittel 2003, 2004 und 2005 in Mio €

21 Anhang

21.1 Anhang 1: Anerkannte Ökostromanlagen - Statistische Auswertungen

Im folgenden Abschnitt werden die statistischen Auswertungen der Ökostromanlagen im Detail ausgeführt. Zu Beginn erfolgen Übersichtsdarstellungen von anerkannten und von in Betrieb befindlichen Ökostromanlagen (mit zeitlicher Entwicklung), jeweils nach Energieträger gegliedert. Außerdem wird ein Überblick gegeben, wie viele Ökostromanlagen-Anerkennungsbescheide von bis Jahresende 2004 genehmigten Ökostromanlagen erst im Jahr 2005 ausgestellt wurden, gegliedert nach den ausstellenden Bundesländern.

Weiters werden Detailauswertungen für jeden erneuerbaren Energieträger (Kleinwasserkraft, Windkraft, Biomasse, Biogas etc) getrennt ausgewiesen. Diese beinhalten Anzahl und Leistung der genehmigten (und anerkannten) Ökostromanlagen und Detailauswertungen zu der Leistungsverteilung und zu den Einspeisetarifklassen.

Bei der folgenden Übersichtstabelle handelt es sich um die Auswertung für ganz Österreich vorliegender Ökostromanlagen-Anerkennungsbescheide. Ein Teil dieser Anlagen ist noch nicht in Betrieb, eventuell wird ein Teil nicht errichtet werden.

Darüber hinaus wurde vom Bundesland Niederösterreich mitgeteilt, dass zusätzlich zu den bereits als Ökostromanlage anerkannten Anlagen weitere Anerkennungen zu erwarten sind, darunter zusätzlich zu den (österreichweit 924 MW) bereits anerkannten Windkraftanlagen weitere 20 MW Windkraftanlagen, für die die Errichtungsgenehmigungen in 1. Instanz vor Jahresbeginn 2005 vorgelegen sind und die daher Anspruch auf Einspeisetarife der Verordnung vom Dezember 2002 haben.

21.1 Anhang 1: Anerkannte Ökostromanlagen - Statistische Auswertungen

Entwicklung anerkannter*) Ökostromanlagen inkl. 1. Quartal 2005																
	Wind		BioM fest inkl. Abfall mhbA		Biogas		Deponie- und KlärGas		Photovoltaik		BioM flüssig		Geothermie		Kumuliert	
	MW	Anzahl	MW	Anzahl	MW	Anzahl	MW	Anzahl	MW	Anzahl	MW	Anzahl	MW	Anzahl	MW	Anzahl
4. Qu 2001	65,89	-	19,22	-	1,55	-	3,41	-	1,12	-	1,02	-	0,00	-	92,19	-
1. Qu 2002	111,25	-	30,65	-	2,51	-	10,86	-	1,73	-	1,02	-	0,25	-	158,27	-
2. Qu 2002	170,02	-	49,73	-	4,72	-	13,42	-	2,25	-	1,02	-	0,25	-	241,40	-
3. Qu 2002	204,24	-	74,02	-	7,49	-	14,94	-	4,71	-	1,55	-	0,92	-	307,86	-
4. Qu 2002	204,84	-	81,77	-	12,13	-	17,76	-	9,88	-	1,84	-	0,92	-	329,14	-
1. Qu 2003	214,49	-	87,86	-	16,52	-	23,35	-	21,16	-	3,36	-	0,92	-	367,64	-
2. Qu 2003	238,19	-	90,85	-	17,44	-	23,95	-	21,43	-	8,30	-	0,92	-	401,07	-
3. Qu 2003	320,59	-	102,15	-	19,72	-	24,71	-	21,99	-	8,63	-	0,92	-	498,69	-
4. Qu 2003	431,45	-	114,34	-	24,09	-	29,07	-	23,02	-	10,35	-	0,92	-	633,24	-
1. Qu 2004	497,05	-	157,53	-	28,30	-	29,41	-	23,94	-	11,57	-	0,92	-	748,70	-
2. Qu 2004	514,46	-	181,14	-	34,18	-	29,41	-	24,35	-	13,90	-	0,92	-	798,34	-
3. Qu 2004	577,96	-	196,58	-	36,70	-	29,41	-	25,11	-	14,08	-	0,92	-	880,75	-
4. Qu 2004	728,41	-	307,56	-	59,88	-	29,41	-	26,53	-	17,29	-	0,92	-	1.169,99	-
1. Qu 2005	863,79	585/160**)	378,84	155	71,31	298	29,55	62	27,74	2.967	18,79	69	0,92	2	1.390,92	4.138
2.+3. Qu 2005***)	923,79	615/163**)	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.

*) Von den Landesregierungen per Bescheid anerkannte Ökostromanlagen. Die Bescheide sagen nichts darüber aus, ob diese Anlagen bereits errichtet wurden bzw. in Betrieb sind.

***) 615 bzw 585 entspricht der Anzahl der Windräder, 163 bzw 160 ist die Bescheidanzahl (Bescheide werden meist für ganze Windparks ausgestellt). Bei den anderen Energieträgern wurde zwischen Einzelanlagen und Bescheidanzahl keine Differenzierung getroffen, da sich diese zum Großteil decken.

***) Die Windkraftdaten wurden auf den aktuellst möglichen Stand gebracht, da im Juli 2005 weitere 60 MW Wind anerkannt wurden. Bei den anderen Energieträgern bleiben die Zuwächse nach dem 1. Quartal 2005 bis Mitte August 2005 unter 3 MW und werden deshalb nicht aktualisiert (n.a.).

Gegenüber älteren Auswertungen dieser Art (Ökostrombericht 2004) ergeben sich teilweise unterschiedliche Daten in der historischen Entwicklung, da aufgrund einer Datenbankumstellung einige Korrekturen vorgenommen wurden sowie die Kategorie Mischfeuerung aufgelöst und auf die entsprechenden Primärenergieträger aufgeteilt wurde.

[Quelle: Energie-Control GmbH, Änderungen vorbehalten]

Tabelle 28: Entwicklung anerkannter „Sonstiger Ökostromanlagen“ lt Bescheid-Datenbank in Zahlen

21.1.1 Erfassung von Anerkennungsbescheiden

Gemäß § 7 Ökostromgesetz sind Anlagen, die auf Basis erneuerbarer Energie Elektrizität erzeugen, vom Landeshauptmann per Bescheid als Ökostromanlage anzuerkennen. Diese Bescheide ergehen in Kopie an den betroffenen Netzbetreiber, an den Öko-BGV und an die Energie-Control GmbH.

Auf Basis dieser Anerkennungsbescheide von Ökostromanlagen wurden die folgenden Auswertungen erstellt. Diese Anlagen sind nicht notwendigerweise auch schon alle in Betrieb, ein Großteil davon wird bis spätestens Juni 2006 (bei Inbetriebnahmefristverlängerung bis Ende 2007) in Betrieb sein.

Die Übermittlung der Anerkennungsbescheide als Ökostromanlage durch die Landeshauptleute stellt ein wesentliches Instrument für die Prognose im Bereich Ökostrom dar.

Für eine möglichst gute Abschätzung der kommenden Entwicklung sind jedoch folgende Restriktionen zu berücksichtigen:

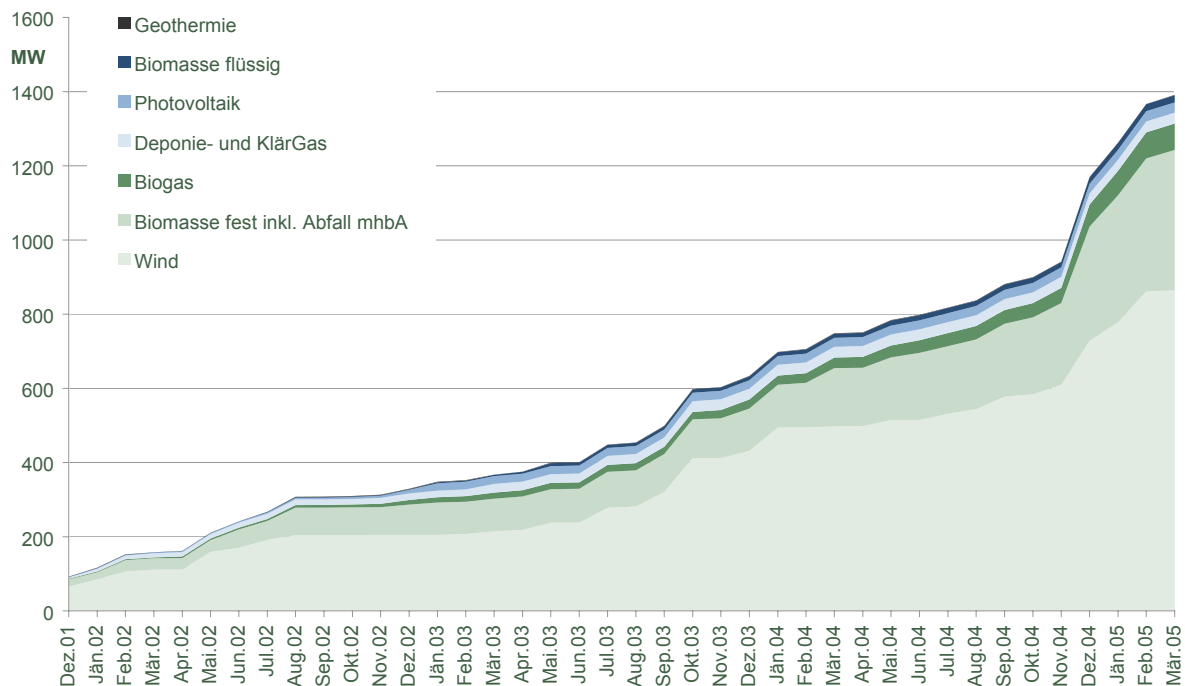
- Derzeit werden seitens der Landesbehörden Ökostromanlagen-Anerkennungsbescheide ausgestellt, auch wenn die Anlage noch nicht in Betrieb ist. Über eine Auswertung der Anerkennungsbescheide kann somit nicht auf die installierte Leistung geschlossen werden.
- Ausgelöst durch diverse rechtliche Rahmenbedingungen (zB 15 MW Photovoltaik-Deckelung) kann ein Anerkennungsboom ausgelöst werden, der die tatsächliche Bereitschaft in die Investition von Ökostromanlagen nur bedingt widerspiegelt.
- Die Angaben der Energie-Control GmbH beginnen mit dem Jahr 2001 – zu diesem Zeitpunkt war die Förderung von Ökostrom jedoch noch Landessache und dementsprechend heterogen war die Einordnung von Ökostromanlagen zu gewissen Primärenergieträgern. Somit ist erst seit Beginn des bundesweiten Ökostromregimes eine einheitliche Primärenergieträgerzuordnung gegeben.
- Durch diverse Abgleiche mit den Öko-BGV sind unterschiedliche Zuordnungen zum Großteil ausgeräumt worden, jedoch ist es auch zum jetzigen Zeitpunkt theoretisch

noch immer möglich, dass es zu Verschiebungen zwischen Primärenergieträgerklassen kommt.

- Um mit der Primärenergieträgerzuordnung der Öko-BGV konform zu gehen, wurde die im Vorjahr noch bestehende Kategorie „Mischfeuerung“ aufgelöst und auf die entsprechend verwendeten Primärenergieträger aufgeteilt.
- Anlagen, die zwar Ökostromanlagen sind, jedoch keinen Anspruch auf Förderung haben, sowie jene, die gemäß Auskunft der Öko-BGV nicht (mehr) durch das Förderregime abgedeckt sind, kennzeichnet die Energie-Control GmbH in der Datenbank als „nicht gefördert“. In den hier im Bericht angeführten Primärenergieklassen wird dazu jedoch keine Unterscheidung getroffen.
- In der Zuordnung in die einzelnen Einspeisetarifklassen (zB dargestellt für Biomasse fest, Biomasse flüssig, Biogas) kann es durch unzureichende oder ungenaue Angaben im Bescheid zu Unschärfen in der Zuordnung kommen.
- Da die Datenbank der Energie-Control GmbH seit der Veröffentlichung des letzten Ökostromberichtes umgestellt wurde und einige Anlagen im Zuge dessen anderen Primärenergieträgerklassen zugeordnet wurden (Aufteilung der Mischfeuerung), kann es in der Darstellung der historischen Entwicklung gegenüber früheren Veröffentlichungen zu Differenzen kommen.

Ergänzt durch die zusätzlichen durch die Öko-BGV gemeldeten Daten, wie Anzahl und Engpassleistung jener Anlagen mit Vertragsverhältnis mit den Öko-BGV, stellt die Information basierend auf den Anerkennungsbescheiden eine gute Trendanalyse dar. Sie muss jedoch in jedem Fall durch zusätzliche Instrumente, wie Befragungen und Experteninterviews, ergänzt werden.

21.1 Anhang 1: Anerkannte Ökostromanlagen - Statistische Auswertungen



[Quelle: Energie-Control GmbH]

Abbildung 52: Entwicklung anerkannter Ökostromanlagen vom 4. Qu. 2001 bis inkl 1. Qu. 2005

Ergänzt wurden die Auswertungen durch einen Vergleich mit jenen Anlagen, die zum jeweiligen Stichtag ein Vertragsverhältnis mit dem Öko-BGV hatten und somit in Betrieb waren. Die tabellarische Zusammenfassung dieser Werte wird in Tabelle 29 dargestellt.

Entwicklung Engpassleistung [in MW] von Ökostromanlagen jener Anlagen im Vertragsverhältnis mit Öko-BGV zum angegebenen Stichtag [vorläufige Werte, Stand Juni 2005]			
Energieträger	Vertragsverhältnis mit Öko-BGV per 31.12.2003	Vertragsverhältnis mit Öko-BGV per 31.12.2004	Anerkannte Anlagen per 31.03.2005**)
Biogas	14,97	28,36	71,31
Biomasse fest	41,07	87,54	378,84
Biomasse flüssig	1,97	6,84	18,79
Deponie- und Klärgas	22,73	20,28	29,55
Geothermie	0,92	0,92	0,92
Photovoltaik*)	14,18	15,07	27,74
Windkraft	395,59	594,56	923,79 (863,79)***)
Kleinwasserkraft bis 10 MW	858,10	851,54	1.103,41

*) bei PV-Anlagen besteht gemäß § 10 Abs 2 Ökostromgesetz eine Abnahmepflicht des Öko-BGV auch dann, wenn das 15 MW-Kontingent bereits erreicht wurde

***) Wert in Klammer per 31.03.2005, Wert vor der Klammer per Mitte August 2005

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

Tabelle 29: Vergleich anerkannte Ökostromanlagen und geförderte, in Betrieb befindliche Anlagen ⁴⁹

Gegen Jahresende 2004 kam es zu einem starken Anstieg bei der Ausstellung von Anerkennungsbescheiden für Ökostromanlagen, was sich durch die in der EinspeisetarifVO vorgegebenen Fristen erklären lässt. Vgl § 1 Abs 2 „Die Verordnung gilt hinsichtlich Neuanlagen nur für jene, für die bis 31. Dezember 2004 alle für die Errichtung notwendigen Genehmigungen vorliegen und die bis 30. Juni 2006 in Betrieb gehen.“ Für Kleinwasserkraftanlagen muss die Errichtung bereits bis 31. Dezember 2005 stattfinden.

Die EinspeisetarifVO stellt bei der genannten Restriktion nicht auf den Anerkennungsbescheid gemäß § 7 Ökostromgesetz ab, sondern auf das Vorliegen der für die Errichtung notwendigen Genehmigungen. Aus diesem Grund kann der Anerkennungsbescheid für Ökostromanlagen, für welche die für die Errichtung notwendigen

⁴⁹ Anerkennung weiterer 20 MW Windkraftanlagen ist angekündigt worden

Genehmigungen bereits vor dem 31. Dezember 2004 vorlagen, ein späteres Datum aufweisen. Um eine konsistente Datenbasis zu erhalten, wurde mit den Landesregierungen vereinbart, dass in jenen Fällen im Bescheid darauf hingewiesen wird, wann die erforderlichen Genehmigungen vorlagen.

Tabelle 30 liefert einen Überblick über jene Anlagen, für welche nach dem 31. Dezember 2004 die Anerkennungsbescheide ausgestellt wurden und die trotzdem die Voraussetzungen gemäß § 1 Abs 2 EinspeisetarifVO erfüllen.

Anzahl an Ökostromanlagen-Anerkennungsbescheiden mit Bescheiddatum ab dem 1.1.2005, erforderlichen Genehmigungen jedoch bis zum 31.12.2004 [für Anlagen aus Biogas, BioM fest, BioM flüssig, Windkraft, Deponie- und Klärgas - OHNE Kleinwasserkraft und Photovoltaik]						
Bundesland	Jan 05	Feb 05	Mar 05	Apr 05	Mai 05	Kumuliert
Burgenland	1					1
Kärnten	15	2	1	1		19
Niederösterreich	11	30	10	5	4	60
Oberösterreich	5	3	1	1		10
Salzburg			1	2		3
Steiermark	14	1	1	1		17
Tirol	1	3	1			5
Vorarlberg	3				2	5
Wien						
Kumuliert	50	39	15	10	6	120
Insgesamt 8 von diesen Anlagen wurden als Altanlage gem § 5 Abs 1 lit 14 ÖkostromG anerkannt (für deren Errichtung alle notwendigen Genehmigungen bis 31.12.2004 vorlagen).						

[Quelle: Energie-Control GmbH, Stand 31.05.2005]

Tabelle 30: Anzahl an Ökostromanlagen-Anerkennungsbescheide mit Bescheiddatum ab 1.1.2005 und erforderlichen Genehmigungen bis zum 31.12.2004

Zusätzlich wurden vom Bundesland Niederösterreich nach dem Mai 2005 zahlreiche weitere Anlagen als Ökostromanlage anerkannt, mit dem Hinweis, dass deren Errichtungsgenehmigungen bis Jahresende 2004 vorgelegen waren.

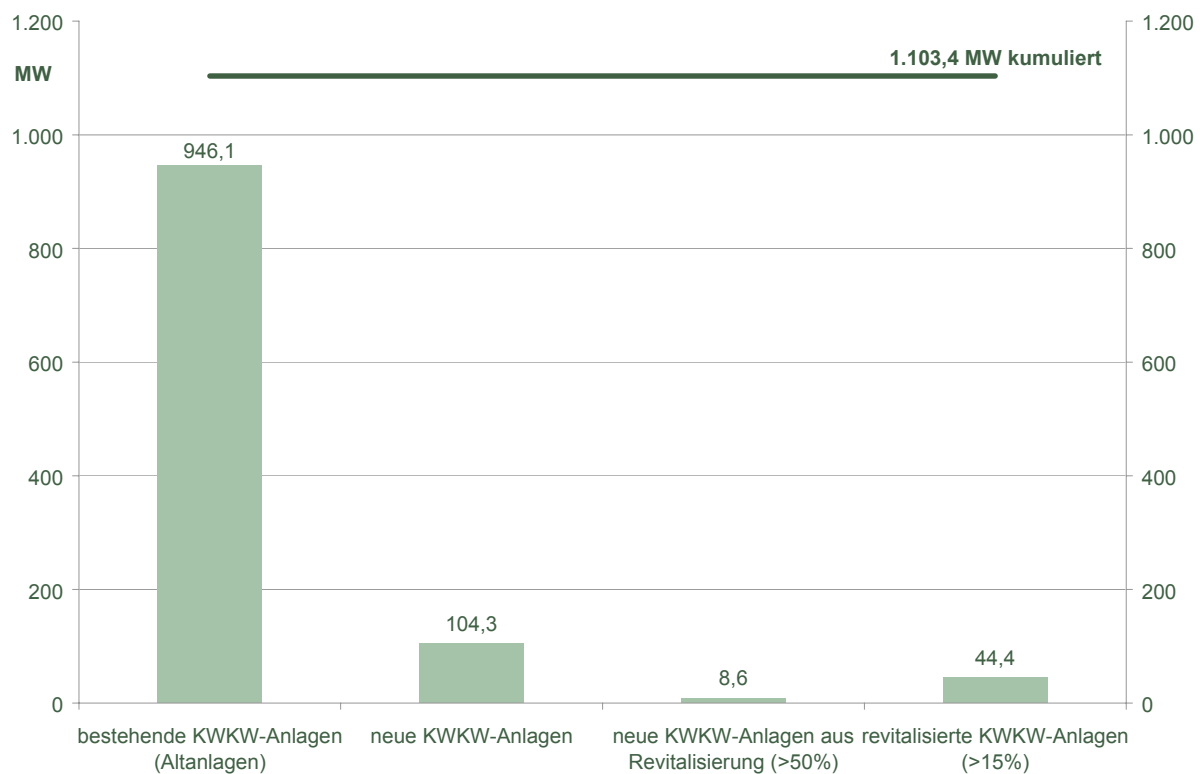
In den folgenden Abschnitten wird im Detail auf die Entwicklung der einzelnen Technologien/Primärenergieträger eingegangen.

21.1.2 Kleinwasserkraft

Die Darstellung der Kleinwasserkraftwerke unterscheidet sich aufgrund der unterschiedlichen Historie von jener der Anlagen des „Sonstigen“ Ökostroms.

Grundsätzlich wird in der EinspeisetarifVO zwischen folgenden Kategorien von Kleinwasserkraftwerken unterschieden:

- Bestehende Anlagen,
- Anlagen, die neu errichtet werden,
- Revitalisierte Anlagen,
 - Revitalisierung > 15 %
 - Revitalisierung > 50 % (einzustufen als Neuanlagen).



[Quelle: Energie-Control GmbH]

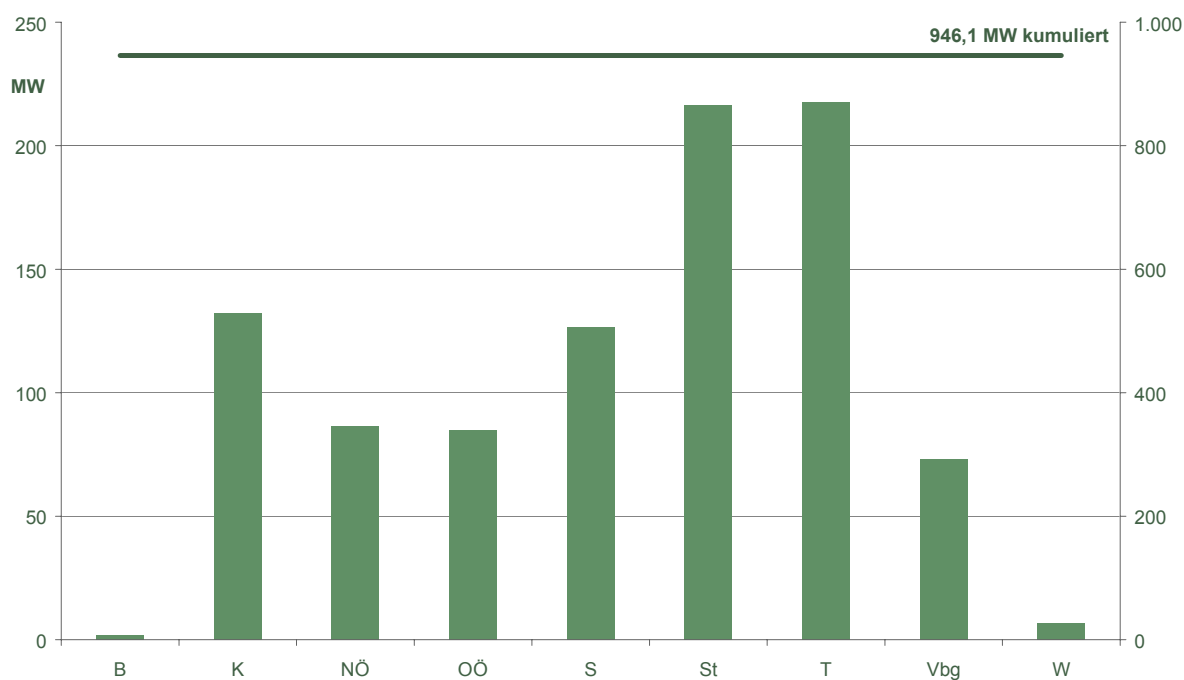
Abbildung 53: Kleinwasserkraft – Leistungssummen für unverändert bestehende, revitalisierte (unvollständig) und neue Kleinwasserkraftanlagen per Ende des 1. Qu. 2005

Abbildung 53 bietet einen Überblick über die Kleinwasserkraft-Leistungssummen in diesen vier Kategorien mit Stand 31.3.2005 (Vorlage der Anerkennungsbescheide).

Die *bestehenden Anlagen* (diese sind teilweise schon seit Jahrzehnten in Betrieb) wurden mit der Einführung des Kleinwasserkraftzertifikatssystems durch die Bestimmungen des § 40 EIWOG idF BGBl I Nr 121/2000 zum Großteil durch die Landeshauptmänner mittels Bescheid als Ökostromanlage anerkannt. Eine zeitliche Entwicklung lässt sich auf Basis des Bescheiddatums daher nicht darstellen. Als Stichtag für die Einordnung als bestehende Anlage wurde der 30. Juni 2003 herangezogen. An diesem Stichtag wurden die Daten der, zu diesem Zeitpunkt bereits außer Betrieb genommenen, Kleinwasserkraftwerksdatenbank in die (Anerkennungs-)Bescheiddatenbank der Energie-Control GmbH übergeführt. Da diese Überführung rein administrativen Charakter hatte, wurde seitens der Energie-Control GmbH im Juni 2004 eine Befragung der Landesregierungen und Öko-BGV durchgeführt, welche die korrekte Zuordnung in den Bereich bestehende/neue/revitalisierte Anlage ermöglichen sollte. Die im Folgenden angeführten Werte stellen die Symbiose aus den vorhandenen Daten bis inklusive April 2005 und den Befragungsergebnissen dar.

Der überwiegende Anteil der bestehenden Anlagen sind Altanlagen im Sinne des Ökostromgesetzes § 5 Abs 1 Z 14 (alle für die Errichtung notwendigen Genehmigungen lagen bis zum 1. Jänner 2003 vor). Anerkennungen für bestehende Kleinwasserkraftwerksanlagen wurden auch nach 2002 bis dato erteilt, da ein Anerkennungsbescheid vorliegen muss, um in den Genuss der Einspeisetarife zu kommen.

Der Rückgang gegenüber dem Vorjahr von 976,42 MW auf 946,1 MW ergibt sich daraus, dass einige bestehende Kleinwasserkraftwerke revitalisiert wurden und sich daher in den Kategorien „revitalisierte Kleinwasserkraftwerke“ und „neue Kleinwasserkraftwerke aus Revitalisierung“ wieder finden.



[Quelle: Energie-Control GmbH]

Abbildung 54: Anerkannte bestehende Kleinwasserkraft-Anlagen (Altanlagen) nach Bundesländern per Ende des 1. Qu. 2005

Wurde eine Anlage im Bescheid explizit als Altanlage ausgewiesen, so wurde sie dem Bereich bestehende Anlagen zugeordnet.

Anerkannte bestehende Kleinwasserkraftwerksanlagen inkl. 1. Quartal 2005		
Bundesland	MW	Anzahl
Tirol	217,67	318
Steiermark	216,58	340
Kärnten	132,35	233
Salzburg	126,60	189
Vorarlberg	72,90	77
Niederösterreich	86,46	438
Oberösterreich	84,73	397
Wien	6,83	5
Burgenland	2,00	13
Kumuliert	946,12	2010

[Quelle: Energie-Control GmbH]

Tabelle 31: Anerkannte bestehende Kleinwasserkraft-Anlagen per Ende des 1. Qu. 2005

In der EinspeisetarifVO wurden im Bereich Kleinwasserkraft gestaffelte Tarife festgelegt, die sich in Abhängigkeit der eingespeisten Energiemenge, verändern. Implizit ergibt sich auch durch diesen Tarif eine Abstufung nach Leistungsklassen, wie sie in dem Bereich „Sonstiger Ökostrom“ zumeist auch vorgenommen wurde. Aus Abbildung 55 ist die Größenverteilung der bestehenden Kleinwasserkraftwerke ersichtlich. Es ist erkennbar, dass, bezogen auf die Anlagenanzahl, der wesentliche Teil der Anlagen in einem Leistungsbereich von unter 2 MW liegt.

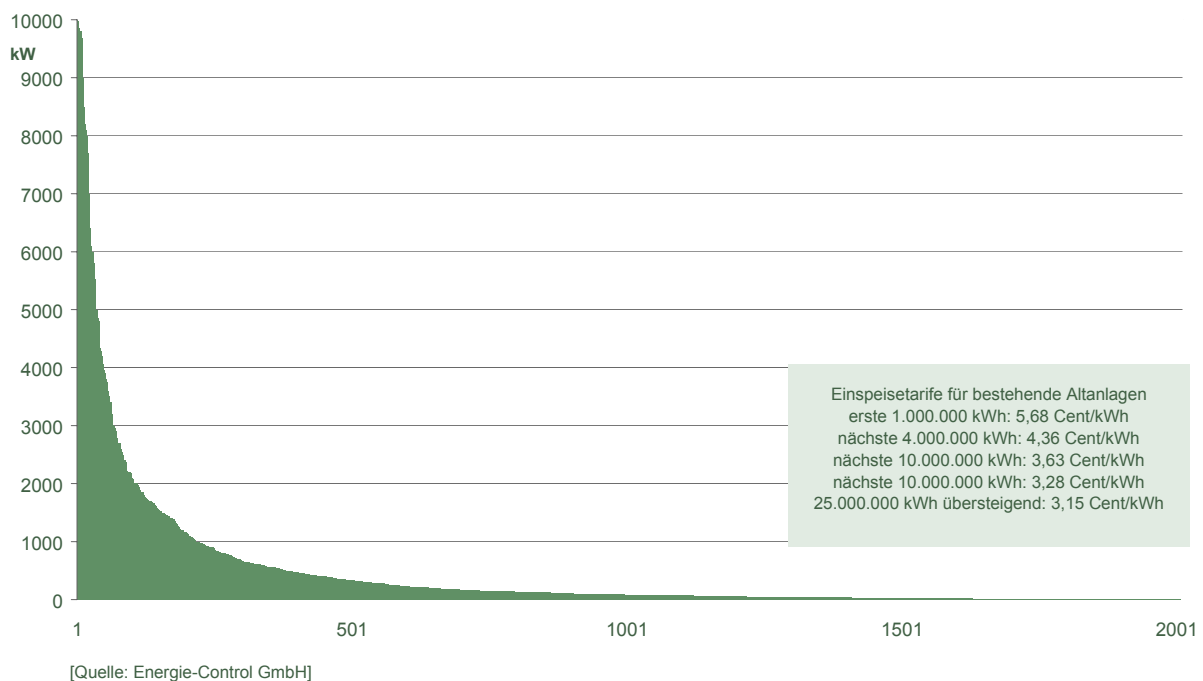


Abbildung 55: Anerkannte bestehende Kleinwasserkraft-Anlagen (Altanlagen) per Ende des 1. Qu. 2005 im Größenvergleich

Alle Anlagen, welche die für die Errichtung notwendigen Genehmigungen nach dem 31. Dezember 2003 erhalten haben, sind Neuanlagen im Sinne des Ökostromgesetzes. Teilweise wurden Neuanlagen seitens der Landeshauptmänner explizit als solche im Ökostromanlagen-Anerkennungsbescheid ausgewiesen, teilweise musste dies jedoch durch Befragung der zuständigen Stellen ermittelt werden.

Die EinspeisetarifVO weicht nicht nur im Bereich der Gestaltung der Einspeisetarife für Kleinwasserkraft (nach eingespeister Energie gestaffelter Tarif) von den Regelungen für den

„Sonstigen“ Ökostrom ab, auch die Restriktionen für den Geltungsbereich der Verordnung sind hier differenziert. Während alle anderen Ökostromanlagen bis spätestens Mitte 2006 in Betrieb gehen müssen, um in den Genuss der Vergütung zu kommen, ist der Stichtag für die Errichtung der (neuen) Kleinwasserkraftanlagen bereits der 31.12.2005.

Insgesamt sind per Ende März 2005 rund 108 MW an neuen Kleinwasserkraftwerken anerkannt. Teilweise werden die Projekte jedoch aufgrund der Leistungsbegrenzung für einen Förderanspruch geringer dimensioniert, was aus energiewirtschaftlicher Sicht nicht zu begrüßen ist, da damit nicht das volle Stromerzeugungspotenzial ausgeschöpft wird.⁵⁰

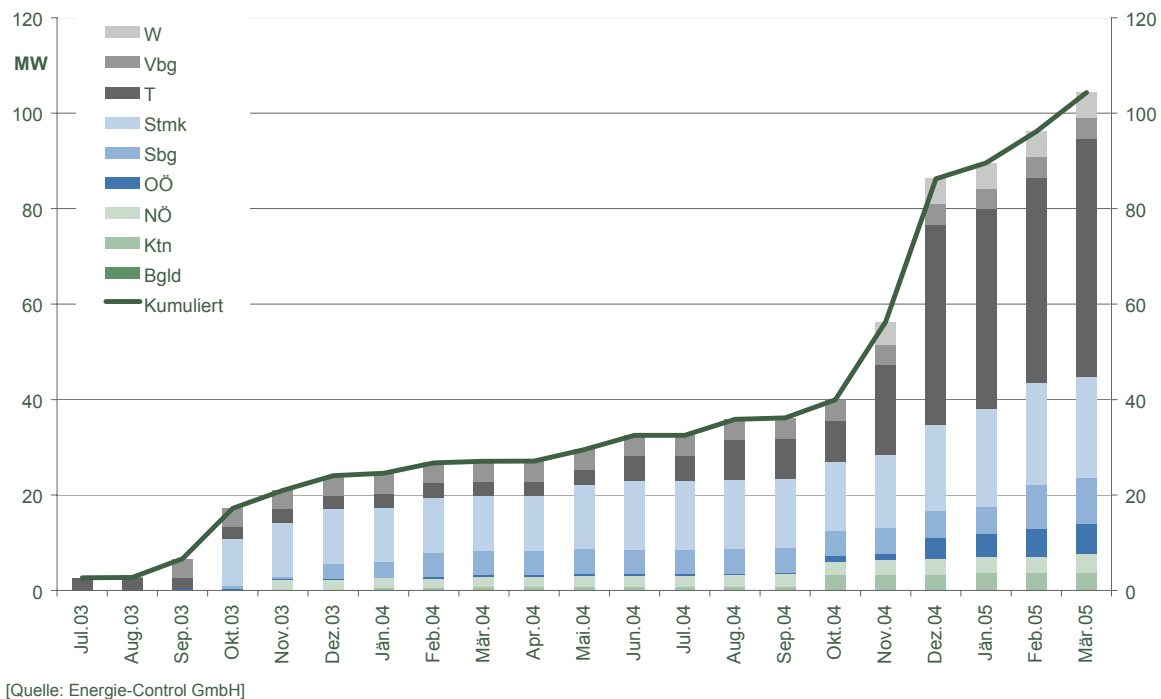


Abbildung 56: Entwicklung anerkannter neuer Kleinwasserkraft-Anlagen von Juli 2003 bis inkl März 2005

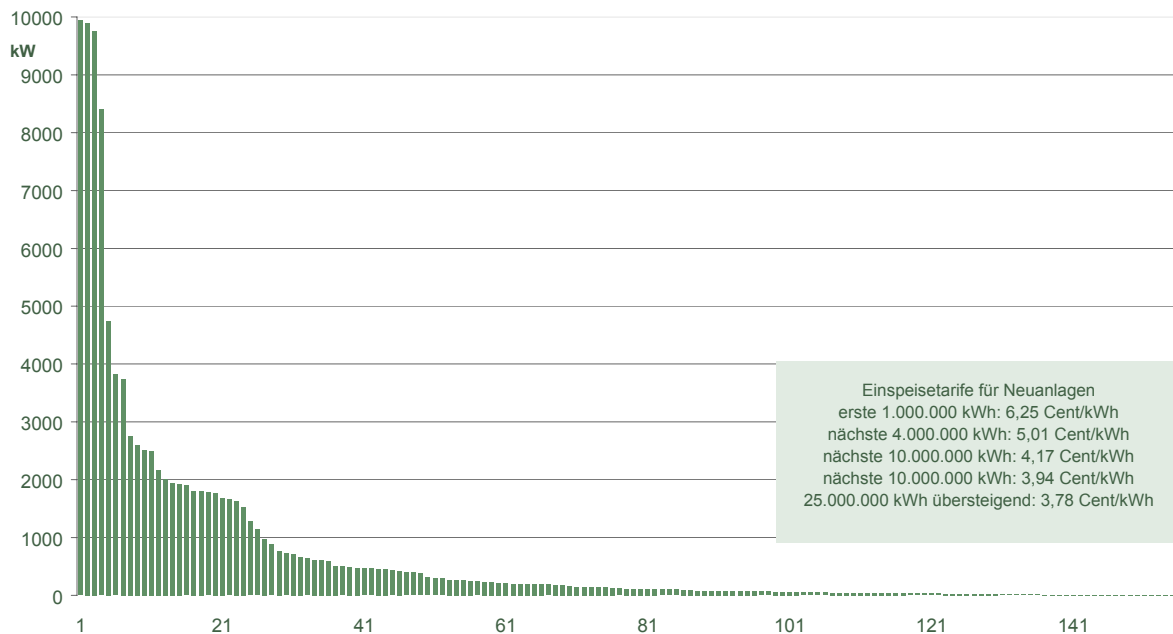
⁵⁰ Vgl zB Tiroler Tageszeitung, Nr 73 vom 27.03.2004, Seite 23.

Anerkannte neue Kleinwasserkraftwerksanlagen inkl. 1. Quartal 2005		
Bundesland	MW	Anzahl
Tirol	49,72	37
Steiermark	21,32	22
Salzburg	9,59	13
Oberösterreich	6,41	29
Vorarlberg	4,43	11
Niederösterreich	3,91	25
Restliche Bundesländer	8,92	11
Kumuliert	104,30	148

[Quelle: Energie-Control GmbH]

Tabelle 32: Anerkannte neue Kleinwasserkraft-Anlagen per Ende des 1. Qu. 2005

Auch im Bereich der neuen Kleinwasserkraftwerke wurde ein gestaffelter Tarif gewählt. Aus Abbildung 57 ist ersichtlich, dass sich bezogen auf die Anlagenanzahl der überwiegende Teil der Neuanlagen im Segment unter 2,5 MW einreicht.

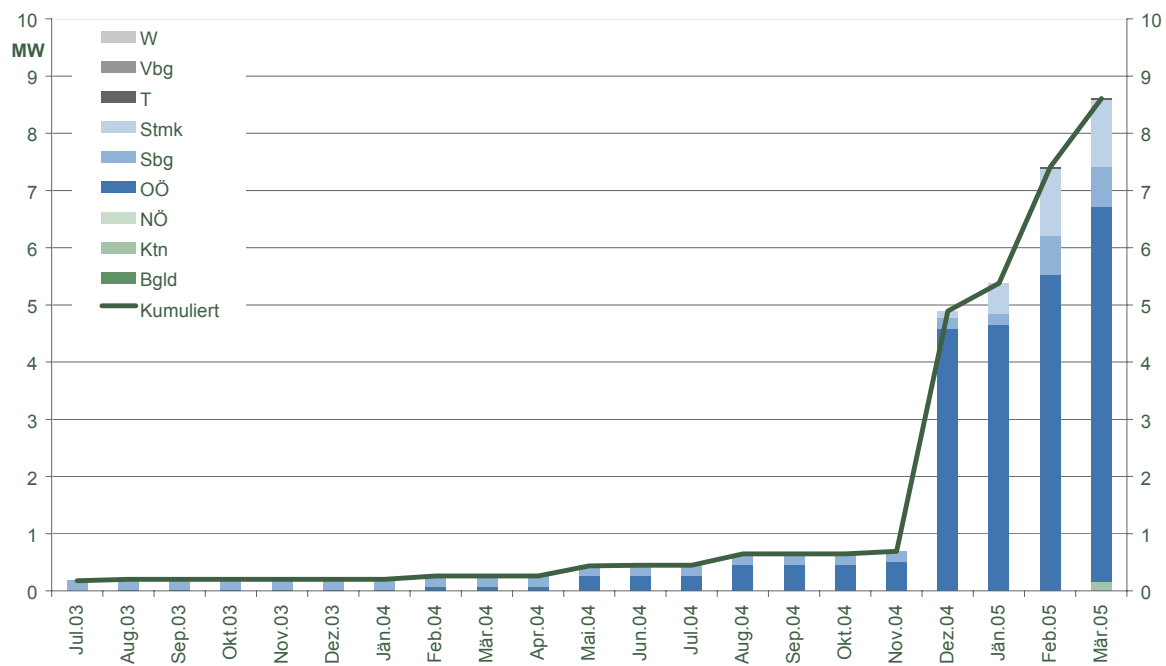


[Quelle: Energie-Control GmbH]

Abbildung 57: Anerkannte neue Kleinwasserkraft-Anlagen per Ende des 1. Qu. 2005 im Größenvergleich

Die gleichen Tarife gelten außerdem für jene Kleinwasserkraftwerke, welche in einem Ausmaß revitalisiert werden, dass eine Erhöhung des Regelarbeitsvermögens von mehr als 50 % nach Durchführung der Revitalisierung vorliegt (vgl § 3 Abs2 EinspeisetarifVO).

Eine vollständige Erfassung dieser Anlagen ist aufgrund der derzeitigen Gesetzeslage jedoch nicht möglich, da eine bescheidmäßige Anerkennung nicht zwingend vorgeschrieben ist. Sofern jedoch seitens des Landeshauptmannes die Revitalisierung, und somit der Anspruch auf einen höheren Tarif, per Bescheid anerkannt wird, wird dieser Bescheid ebenfalls an die Energie-Control GmbH übermittelt. Ergänzt werden diese Daten teilweise durch Erhalt des Gutachtens, mit welchem das Erreichen der gesetzlichen Voraussetzungen nachgewiesen werden muss (vgl § 3 Abs 4 EinspeisetarifVO).



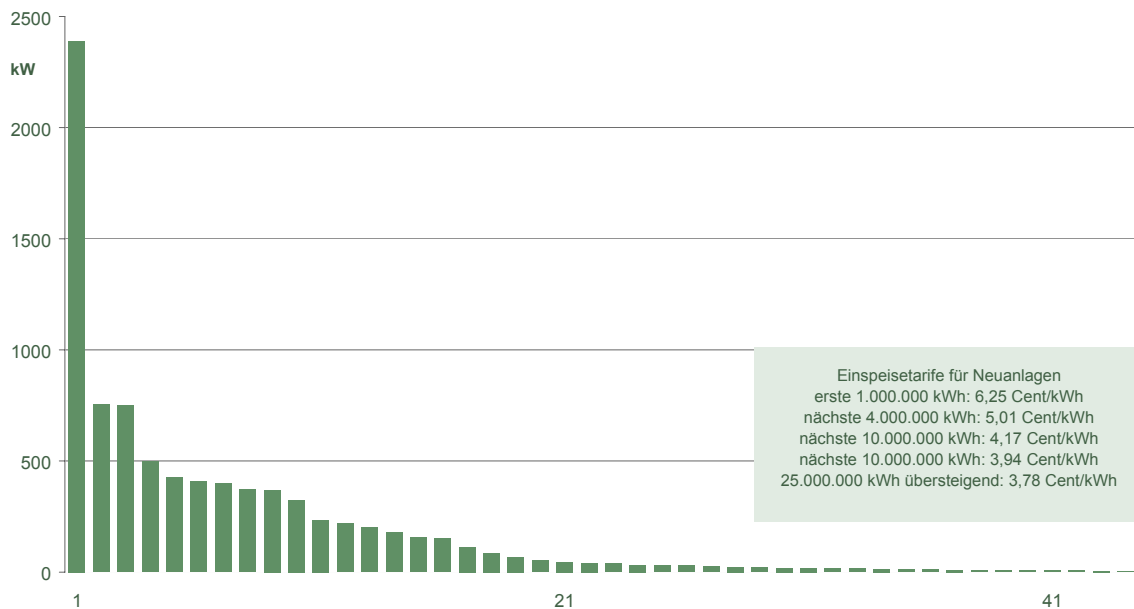
[Quelle: Energie-Control GmbH]

Abbildung 58: Entwicklung anerkannter neuer Kleinwasserkraft-Anlagen aus Revitalisierung (> 50 %) von Juli 2003 bis inkl März 2005

Anerkannte neue Kleinwasserkraftwerksanlagen aus Revitalisierung inkl. 1. Quartal 2005		
Bundesland	MW	Anzahl
Oberösterreich	6,57	32
Steiermark	1,69	7
Restliche Bundesländer	0,36	5
Kumuliert	8,61	44

[Quelle: Energie-Control GmbH]

Tabelle 33: Anerkannte neue Kleinwasserkraft-Anlagen aus Revitalisierung (> 50 %) per Ende des 1. Qu. 2005

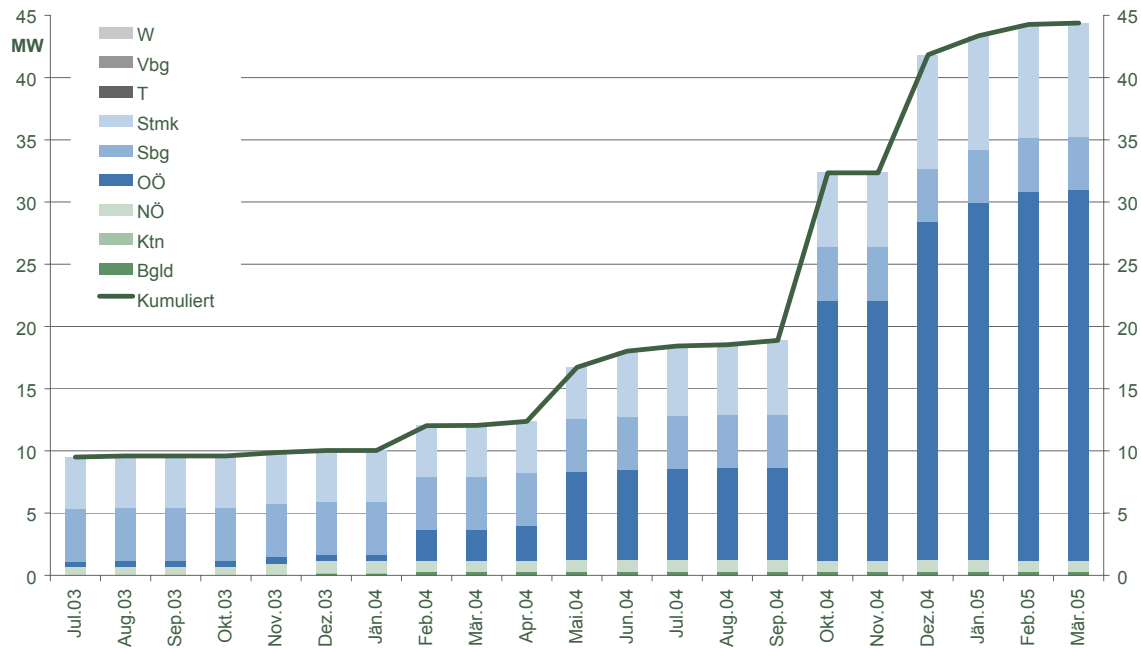


[Quelle: Energie-Control GmbH]

Abbildung 59: Anerkannte neue Kleinwasserkraft-Anlagen aus Revitalisierung (> 50 %) per Ende des 1. Qu. 2005 im Größenvergleich

Die dritte Kategorie innerhalb der Bescheidatenbank der Energie-Control GmbH ist an die derzeit geltenden rechtlichen Rahmenbedingungen der EinspeisetarifVO angelehnt und umfasst den Bereich der revitalisierten Kleinwasserkraftwerke, die eine Erhöhung des Regelarbeitsvermögens um zumindest 15 % aufweisen. Auch in diesem Fall ist der Landeshauptmann nicht verpflichtet, die Anlagen per Bescheid anzuerkennen. Aus diesem Grund spiegeln die Werte in Abbildung 60 und Tabelle 34 nur jene Werte wider, die der

Energie-Control GmbH aufgrund der Übermittlung eines Bescheides bzw eines Gutachtens bekannt sind.



[Quelle: Energie-Control GmbH]

Abbildung 60: Entwicklung anerkannter revitalisierter Kleinwasserkraft-Anlagen (Revitalisierung > 15 %) von Juli 2003 bis inkl März 2005

Anerkannte revitalisierte Kleinwasserkraftwerksanlagen inkl. April 2005		
Bundesland	MW	Anzahl
Oberösterreich	29,77	94
Steiermark	9,12	13
Salzburg	4,27	6
Niederösterreich	0,93	4
Restliche Bundesländer	0,29	3
Kumuliert	44,38	120

[Quelle: Energie-Control GmbH]

Tabelle 34: Anerkannte revitalisierte Kleinwasserkraft-Anlagen (Revitalisierung > 15 %) per Ende des 1. Qu. 2005

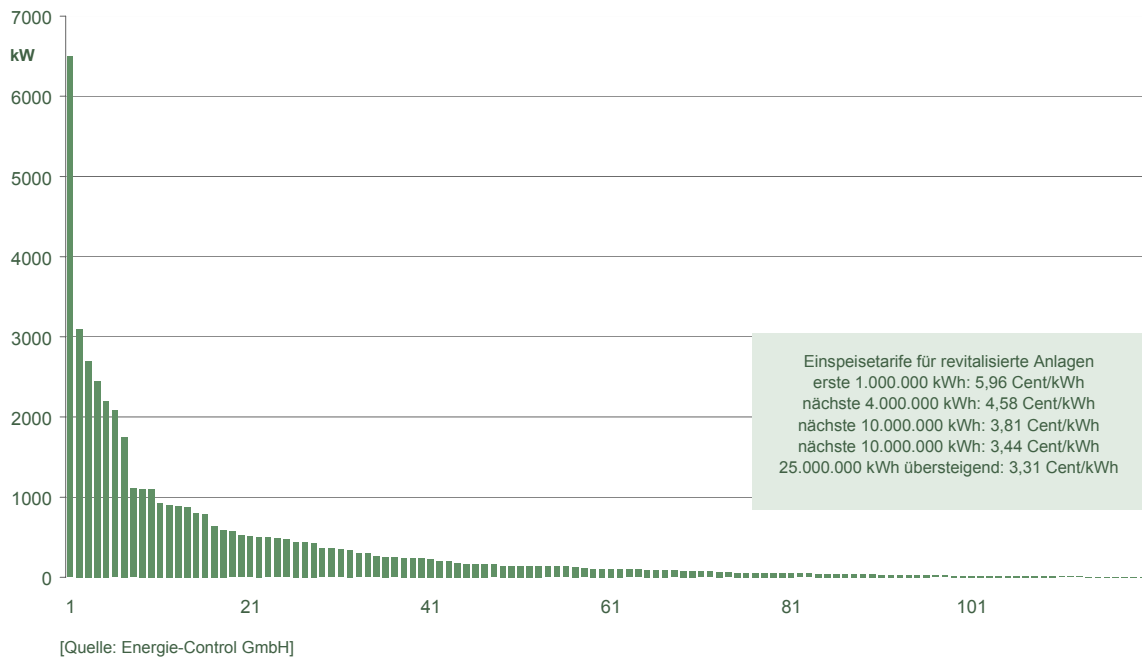


Abbildung 61: Anerkannte revitalisierte Kleinwasserkraft-Anlagen (Revitalisierung > 15 %) per Ende des 1. Qu. 2005 im Größenvergleich

Die Erfassung der bestehenden und geförderten Ökostromanlagen erfolgt nicht in dem Detaillierungsgrad wie die Erfassung der Anerkennungsbescheide. Aus diesem Grund kann abschließend nur eine zusammengefasste Darstellung der Entwicklung der Kleinwasserkraftwerke gegeben werden. Die von 2003 auf 2004 Abnahme jener Anlagen, welche zum angegebenen Stichtag ein Vertragsverhältnis mit dem Öko-BGV hatten, lässt sich durch das temporäre Verlassen der Öko-Bilanzgruppe erklären. Es bedeutet nicht, dass diese Anlagen außer Betrieb sind.

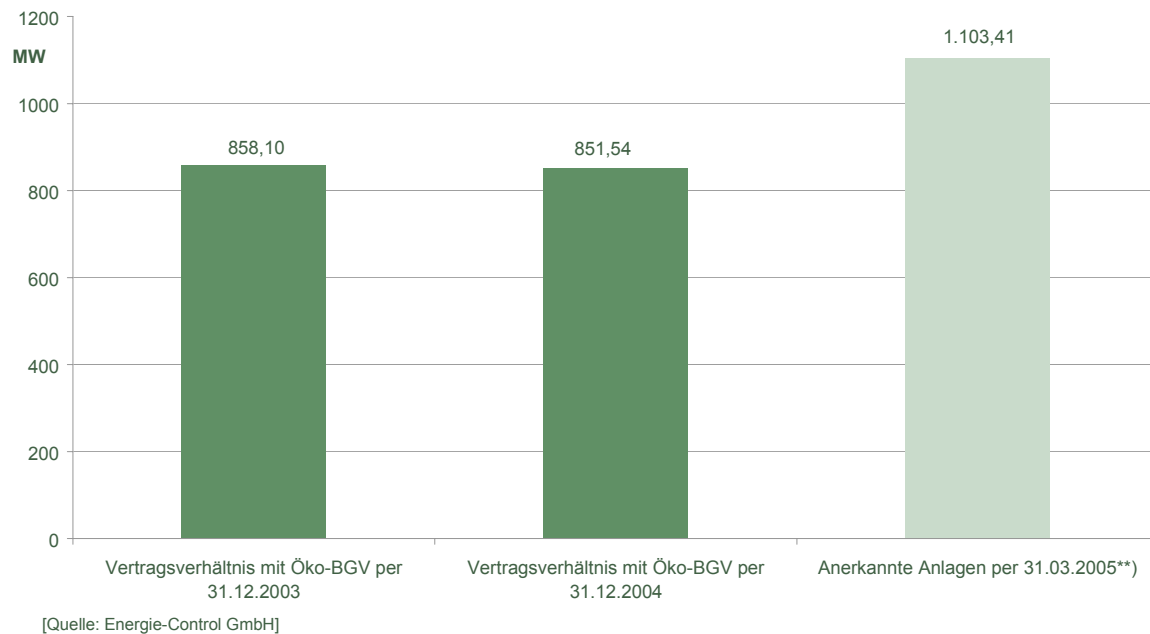


Abbildung 62: Entwicklung der Kleinwasserkraft-Anlagen 2003 bis 2005 (gefördert und in Betrieb vs anerkannt)

21.1.2.1 Temporäres Verlassen der Öko-Bilanzgruppe

Die Vergütungsstruktur für Kleinwasserkraftwerke – im speziellen für bestehende Anlagen – setzt Anreize, dass vor allem größere Kleinwasserkraftwerke gegen Ende des Jahres aus dem Förderregime in den freien Wettbewerb wechseln, da die am Markt angebotene Vergütung höher sein kann als der Einspeisetarif. Die Rückkehr in die Bilanzgruppe erfolgt teilweise ebenfalls verspätet.

Im Jahr 2004 sind laut Meldungen der Öko-Bilanzgruppenverantwortlichen 44,85 MW erst mit 1. März 2004 in die Bilanzgruppe zurückgekehrt, 9,975 MW erst per 1. April 2004. Zusätzlich haben in Summe 31,8 MW die Öko-Bilanzgruppe vorzeitig verlassen.

Aufgrund des weiterhin angestiegenen Marktpreises sind im Laufe des Jahres 2005 bereits relativ frühzeitig Kleinwasserkraftwerksbetreiber aus der Ökobilanzgruppe ausgestiegen und nehmen damit – zumindest temporär – keine Förderungen in Anspruch. Nach Mitteilung der Ökobilanzgruppen-Verantwortlichen sind es mit Informationsstand Anfang August 2005

insgesamt 137 MW Kleinwasserkraftanlagen aus der Ökobilanzgruppe ausgestiegen (bis Juli 2005 insgesamt 23 Anlagen mit einer Engpassleistung von 52 MW in der Ökobilanzgruppe TIRAG und mit Anfang August 2005 insgesamt 8 Anlagen mit einer Leistung von etwa 40 MW in der Ökobilanzgruppe APG und mit Anfang September 2005 insgesamt 7 Anlagen mit einer Leistung von etwa 45 MW ebenfalls in der Ökobilanzgruppe APG.⁵¹

21.1.2.2 Bedenken gegen die Einstufung als Kleinwasserkraftanlage

Die Energie-Control GmbH hat etwaige Bedenken betreffend der Einstufung einer Anlage als Kleinwasserkraftanlage dem zuständigen Landshauptmann anzuzeigen und dies im Bericht gemäß § 25 Ökostromgesetz anzumerken. Dazu vermerkt das Ökostromgesetz in § 7 Abs 6 folgendes:

„Hat die Energie-Control GmbH Bedenken gegen die Qualifikation einer Anlage als Kleinwasserkraftwerk, so hat sie diese Bedenken dem zuständigen Landeshauptmann anzuzeigen, der die Anlage gemäß Abs. 1 als Wasserkraftanlage mit weniger als 10 MW Engpassleistung anerkannt hat. Dieser hat ein Verfahren gemäß § 68 AVG einzuleiten. Darüber hinaus hat die Energie-Control GmbH diese Bedenken im Bericht gemäß § 25 zu vermerken.“

Seit Beginn 2003 wurden Bedenken zu den Kraftwerken St. Martin an der Teigitsch, Triebenbach, Wallnerau-Salzach, Bärenwerk, Zederaus und Kleinmünchen an die Landesbehörde weitergeleitet. Die Prüfverfahren wurden jedoch in Summe mit dem Ergebnis abgeschlossen, dass alle Anlagen den gesetzlichen Kriterien für die Einstufung als Kleinwasserkraftwerksanlage genügen.

Im Jahr 2004 wurden keine weiteren Bedenken seitens der Energie-Control GmbH an die Landesbehörden weitergeleitet.

⁵¹ Es wird empfohlen, die Kleinwasserkraft-Erzeugungsmengen der Anlagen, die zwar aus der Ökobilanzgruppe ausgestiegen sind, aber weiterhin in das öffentliche Netz einspeisen, für die 9 % Zielquote gemäß § 4 Abs 1 Zi 5 Ökostromgesetz weiterhin anzurechnen, da der Umweltschutzeffekt weiterhin gegeben ist und es grundsätzlich nur positiv ist, wenn Ökostromanlagen auch ohne Förderungen bereits wettbewerbsfähig sind.

21.1.2.3 Revitalisierungsgrundsätze

§§ 3 Abs 2 und Abs 3 EinspeisetarifVO legt fest, dass für Anlagen, die zwischen 1. Jänner 2003 und 31. Dezember 2005 in einem Ausmaß revitalisiert werden, dass eine Erhöhung des Regelarbeitsvermögens um mehr als 15 % (50 %) nach Durchführung der Revitalisierung, bezogen auf ein Regeljahr, erreicht wird, höhere Tarife als bestehende Anlagen (§ 3 Abs 1 EinspeisetarifVO) erhalten. Zusätzlich wird im Gegensatz zu Anlagen, welche unter § 3 Abs 1 EinspeisetarifVO fallen, der Tarif über 13 (15, laut im BGBl publizierter EinspeisetarifVO) Jahre ausgezahlt – für bestehende Anlagen gilt der angegebene Tarif nur bis Ende 2004 bzw kann sogar mittels bescheidmäßiger Genehmigung durch den Bundesminister gekürzt werden, sofern nicht genug Mittel vorhanden sind.

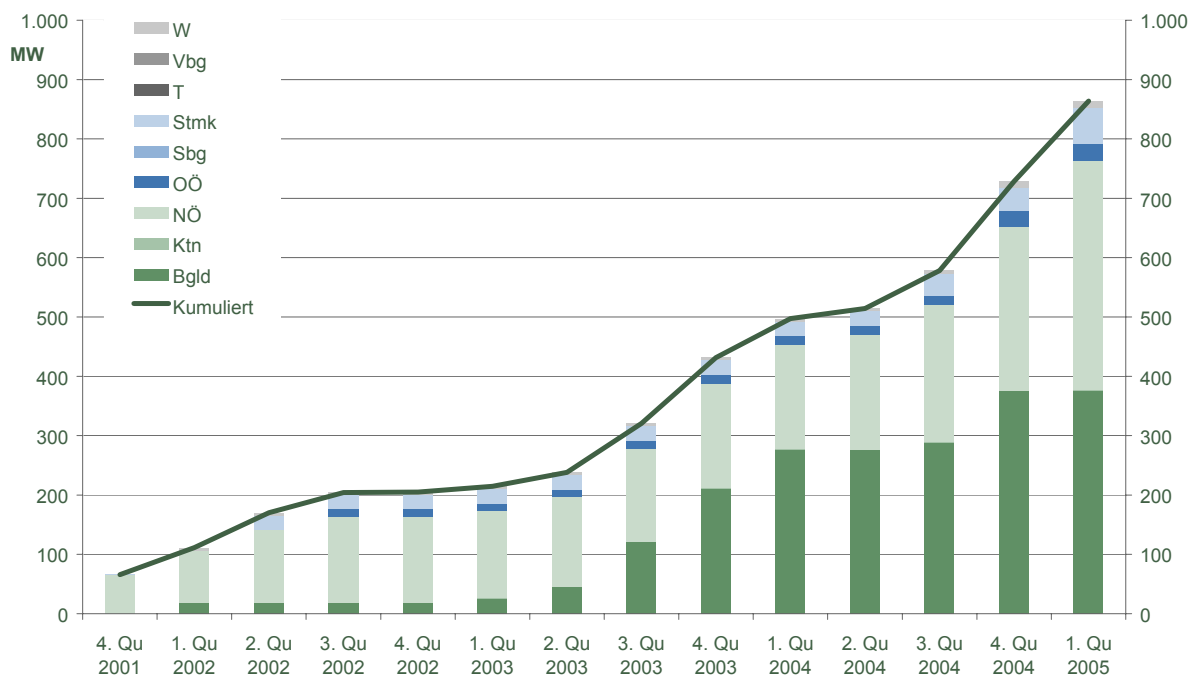
Die Erhöhung des Regelarbeitsvermögens wird mittels eines Sachverständigengutachtens nachgewiesen. Zusätzlich werden in einigen Bundesländern revitalisierte Kleinwasserkraftanlagen per Bescheid durch den Landeshauptmann als solche anerkannt. Da dies aber nicht gesetzlich vorgeschrieben ist, ergibt sich ein sehr heterogenes Bild in Österreich.

Es kann innerhalb Österreichs zu Unterschieden bezüglich der Bewertung der Maßnahmen und des Betrachtungszeitraumes kommen. So stellt sich die Frage, ob es zur Qualifizierung als „revitalisierte Kleinwasserkraftanlage“ ausreicht, ein schlecht betriebenes oder in den letzten Jahren wenig gewartetes Kleinwasserkraftwerk durch Maßnahmen, die schlicht einer guten Betriebsführung entsprechen, wieder in „Normalbetrieb“ zu bringen und dadurch eine Erhöhung um mehr als 15 % zu erwirken. Im Sinne einer Gleichbehandlung und eines optimalen Mitteleinsatzes empfiehlt die Energie-Control GmbH, dass seitens der zuständigen Behörden einheitliche Kriterien erarbeitet werden, die in weiterer Folge bundesweit anzuwenden sind.

21.1.3 Windkraft

Im letzten Jahr ist die installierte Leistung im Bereich Windkraft von rund 420 MW per Ende 2003 auf rund 615 MW per Ende 2004 angestiegen. Bei der Errichtung von Windkraftanlagen wurden die größten Zuwächse im letzten Jahr im Burgenland sowie in Niederösterreich verzeichnet. In diesen beiden Bundesländern befinden sich knapp über 90 % aller Windkraftanlagen in Österreich.

Wie die nachfolgenden Darstellungen zeigen, wurden bis Ende des 1. Qu. 2005 Windkraftanlagen mit in Summe 863,79 MW anerkannt bzw. bis Mitte August 2005 bereits 923,79 MW. Vom Land Niederösterreich wurden weitere Anerkennungen von 20 MW Windkraftanlagen angekündigt, womit insgesamt rund 944 MW Windkraftanlagen als Ökostromanlagen anerkannt wären. Es ist damit zu rechnen, dass der Großteil dieser anerkannten Anlagen bis 30.06.2006 in Betrieb gehen wird. Bei der Anerkennung von Windkraftanlagen wurde der größte Zuwachs im vergangenen Jahr in Niederösterreich verzeichnet.



[Quelle: Energie-Control GmbH]

Abbildung 63: Entwicklung anerkannter Windkraft-Anlagen vom 4. Qu. 2001 - inkl 1. Qu. 2005

Anerkannte Windkraftanlagen inkl. 1. Quartal 2005		
Bundesland	MW	Anzahl
Niederösterreich	387,57 (447,57)	287 (317)
Burgenland	375,38	216
Steiermark	62,00	41
Oberösterreich	27,28	27
Restliche Bundesländer	12,00	14
Kumuliert	863,79 (923,79)	585 (615)

Werte in Klammer sind Stand per Mitte August 2005

[Quelle: Energie-Control GmbH]

Tabelle 35: Anerkannte Windkraft-Anlagen per Ende des 1. Qu. 2005 ⁵²

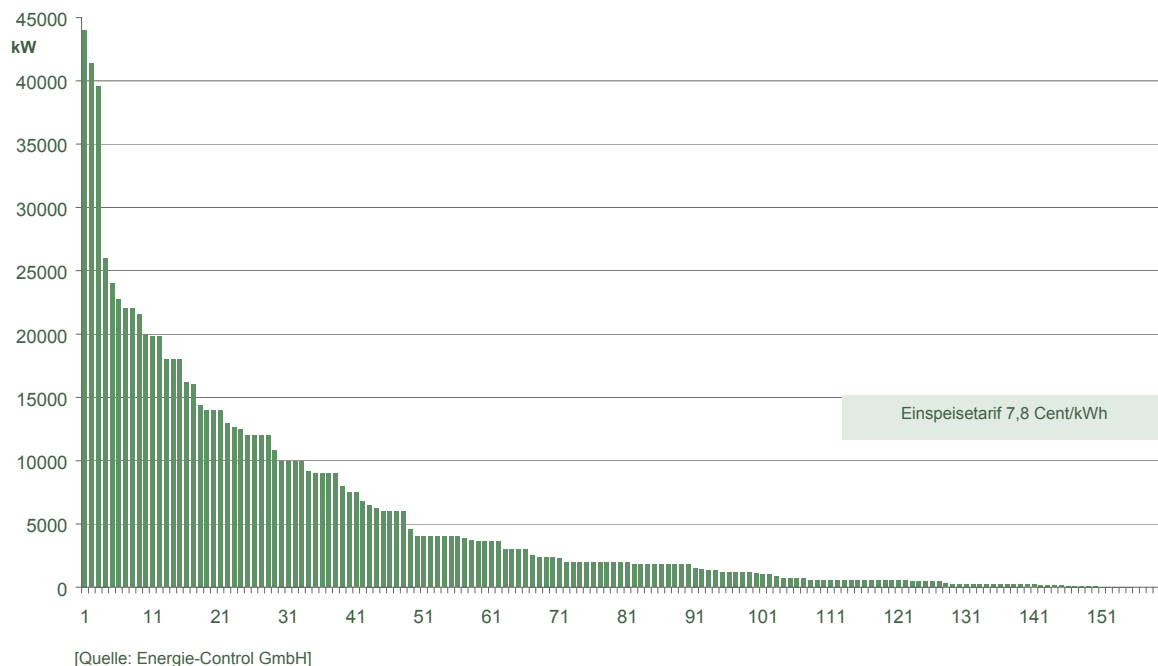


Abbildung 64: Anerkannte Windkraftanlagen(Parks) per Ende des 1. Qu. 2005 im Größenvergleich

Der Vergleich zwischen jenen Anlagen, die gefördert und in Betrieb sind und den anerkannten Ökostromanlagen, wird in Abbildung 65 dargestellt.

⁵² Weitere Anerkennungen im Ausmaß von 20 MW wurden vom Bundesland Niederösterreich angekündigt

21.1 Anhang 1: Anerkannte Ökostromanlagen - Statistische Auswertungen

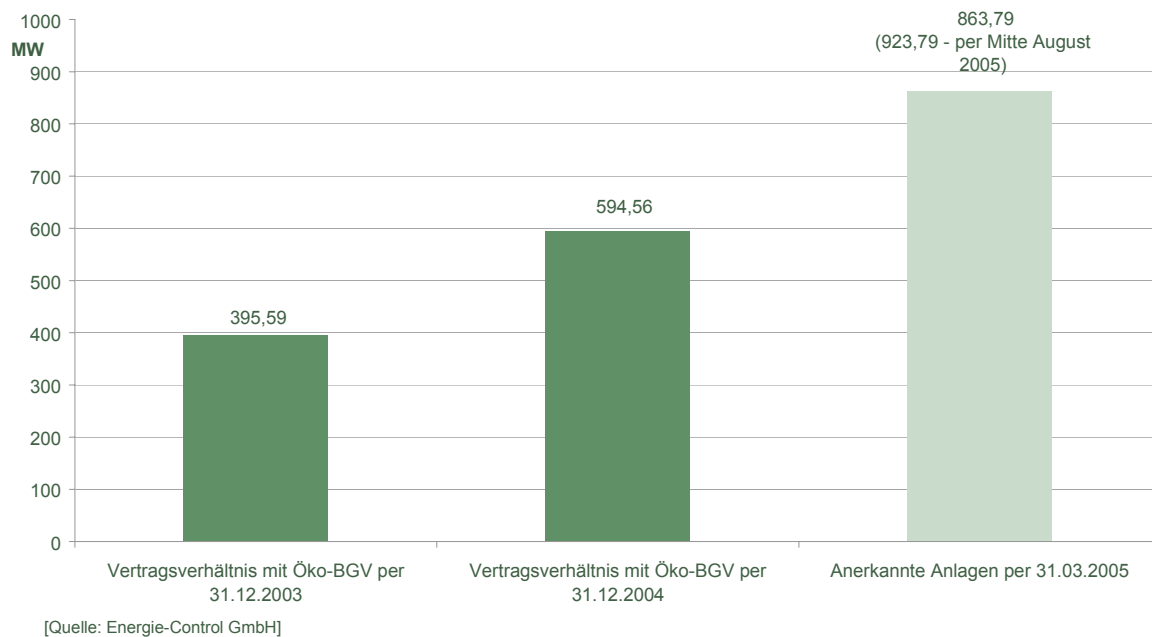


Abbildung 65: Entwicklung der Windkraft-Anlagen 2003 bis 2005 (gefördert und in Betrieb vs anerkannt) ⁵³



Abbildung 66: Geschätzte Windkraftentwicklung bis 2007 ⁵⁴

⁵³ Weitere Anerkennungen im Ausmaß von 20 MW wurden vom Bundesland Niederösterreich angekündigt

21.1.4 Biomasse fest und Abfall mit hohem biogenen Anteil

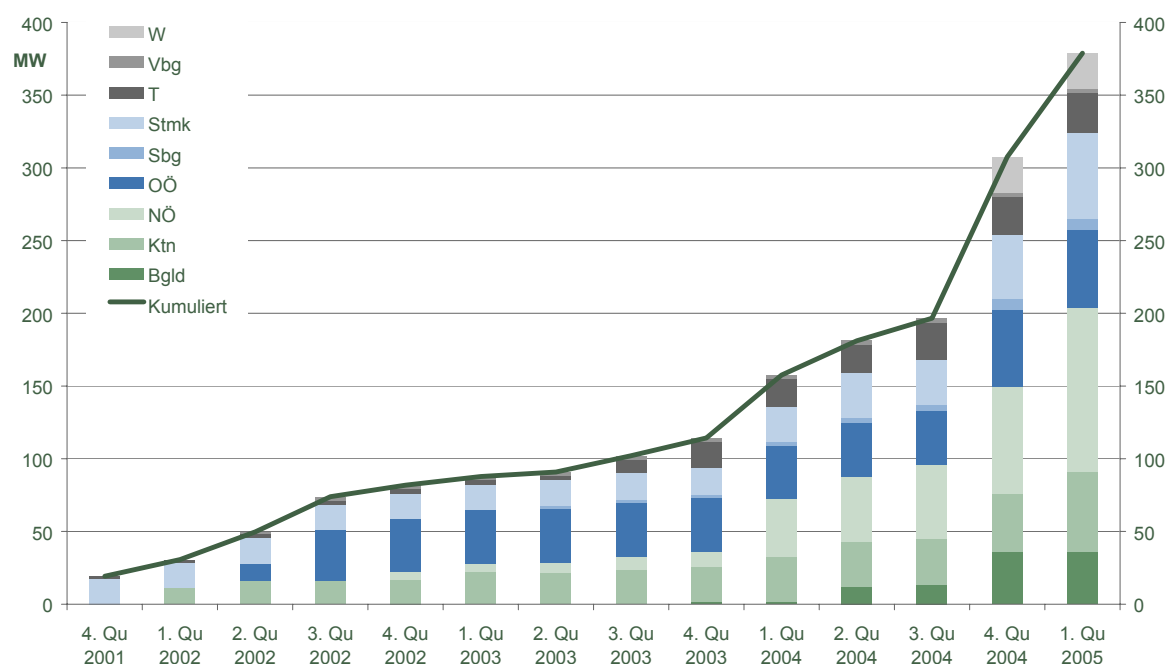
Anlagen, deren Energieträger feste Biomasse bzw Abfall mit hohem biogenen Anteil sind, stellen bei weitem den komplexesten Teil der Auswertung dar. Dies hat mehrere Gründe; erstens war die Anerkennung von Ökostromanlagen vor dem Inkrafttreten des Ökostromgesetzes durch den Fokus auf die Landesgesetzgebung sehr heterogen. Neben Fällen von einer eher flachen Differenzierung legten andere Bundesländer wiederum sehr detaillierte Regelungen fest.

Bis zum Inkrafttreten des Ökostromgesetzes und damit bis zum Inkrafttreten einer einheitlichen Definition von Biomasse fest bzw Abfall mit hohem biogenen Anteil fallen in diesen Bereich auch Anlagen, die unter der derzeitigen Regelung dem Bereich Abfall mit hohem biogenen Anteil zuzuordnen wären.

Der zweite Grund für die Komplexität der Biomasse ist die Unterscheidung zwischen Ökostromanlagen bzw Misch- und Hybridfeuerungsanlagen. Auch betreffend dieses Kriteriums wurde bis zum 1. Jänner 2003 nicht einheitlich vorgegangen; teilweise wurde nur der erneuerbare Anteil – ohne Bezug auf die Tatsache, dass es sich um eine Mischfeuerungsanlage handelt – anerkannt. Soweit der Energie-Control GmbH andere Datenquellen zur Verfügung gestanden sind, sind diese in die Zuordnung der Anlagen eingeflossen.

⁵⁴ Weitere Anerkennungen im Ausmaß von 20 MW wurden vom Bundesland Niederösterreich angekündigt

21.1 Anhang 1: Anerkannte Ökostromanlagen - Statistische Auswertungen



[Quelle: Energie-Control GmbH]

Abbildung 67: Entwicklung anerkannter Biomasse fest-Anlagen (inkl Abfall mhBA) vom 4. Qu. 2001 bis inkl 1. Qu. 2005

Aus Abbildung 67 ist der sprunghafte Anstieg der anerkannten Biomasseanlagen zu erkennen.

Anerkannte Biomasse fest-Anlagen inkl. 1. Quartal 2005		
Bundesland	MW	Anzahl
Niederösterreich	113,15	38
Steiermark	59,57	44
Kärnten	54,99	23
Oberösterreich	53,38	14
Burgenland	35,97	11
Tirol	27,28	10
Salzburg	7,16	9
Restliche Bundesländer	27,34	6
Kumuliert	378,84	155

[Quelle: Energie-Control GmbH]

Tabelle 36: Anerkannte Biomasse fest-Anlagen (inkl Abfall mhBA) per Ende des 1. Qu. 2005

21.1 Anhang 1: Anerkannte Ökostromanlagen - Statistische Auswertungen

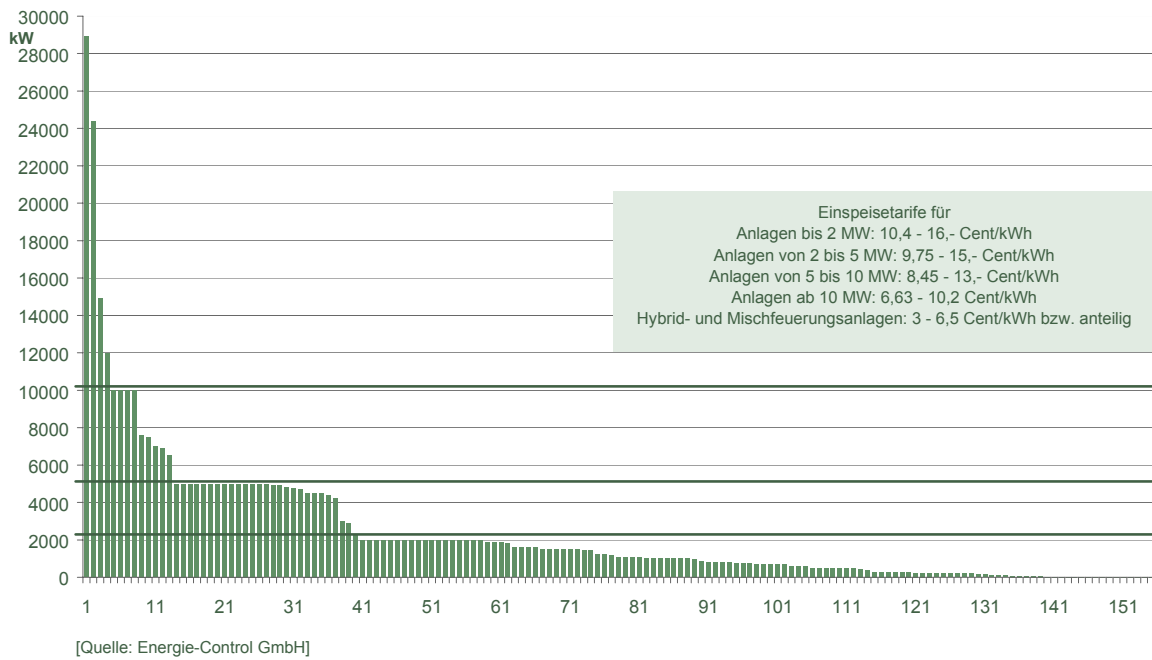


Abbildung 68: Anerkannte Biomasse fest-Anlagen (inkl Abfall mhBA) per Ende des 1. Qu. 2005 im Größenvergleich

Anerkannte Biomasse fest-Anlagen inkl. 1. Quartal 2005			
	MW	Einspeisetarif	
Altanlagen > 10 Jahre	9,30		
Altanlagen vor dem 1.1.2003	100,02	länderbezogen	
Anlagen zwischen 1.1.2003 und 31.12.2004 (EinspeisetarifVO BGBl II Nr. 508/2002)	bis 2 MW feste Biomasse	37,59	16,- Cent/kWh
	bis 2 MW Abfall mhbA Tab2	8,23	12,8 Cent/kWh
	bis 2 MW Abfall mhbA Tab1	0,00	10,4 Cent/kWh
	2 bis 5 MW feste Biomasse	35,20	15,- Cent/kWh
	2 bis 5 MW Abfall mhbA Tab2	9,40	12,- Cent/kWh
	2 bis 5 MW Abfall mhbA Tab1	0,00	9,75 Cent/kWh
	5 bis 10 MW feste Biomasse	0,00	13,- Cent/kWh
	5 bis 10 MW Abfall mhbA Tab2	4,70	10,4 Cent/kWh
	5 bis 10 MW Abfall mhbA Tab1	0,00	8,45 Cent/kWh
	ab 10 MW feste Biomasse	24,40	10,2 Cent/kWh
	ab 10 MW Abfall mhbA Tab2	0,00	8,16 Cent/kWh
	ab 10 MW Abfall mhbA Tab1	0,00	6,64 Cent/kWh
	Abfall mhbA Tab1 + Tab2	0,00	3 Cent/kWh
	feste Biomasse+Abfall mhbA Tab1+Tab2	140,51	anteilig
	Hybrid- und Mischfeuerungsanlagen mit fester Biomasse	0,00	6,5 Cent/kWh
	Hybrid- und Mischfeuerungsanlagen mit Abfall mhbA Tab2	0,00	5 Cent/kWh
Hybrid- und Mischfeuerungsanlagen mit Abfall mhbA Tab1	0,00	4 Cent/kWh	
Hybrid- und Mischfeuerungsanlagen mit Abfall mhbA Tab1 + Tab2	0,00	3 Cent/kWh	
Hybrid- und Mischfeuerungsanlagen mit fester Biomasse+Abfall mhbA Tab1+Tab2	9,50	anteilig	
Anlagen nach dem 31.12.2004	0,00		
Kumuliert	378,84		

[Quelle: Energie-Control GmbH]

Tabelle 37: Anerkannte Biomasse fest-Anlagen (inkl Abfall mhbA) per Ende des 1. Qu. 2005 nach Einspeisetarifklassen

Die zusammenfassende Darstellung jener Anlagen, die bereits in Betrieb sind und gefördert werden und jener Anlagen, die als Ökostromanlage anerkannt (aber zum Teil noch nicht errichtet) sind, wird in der folgenden Abbildung gegeben.

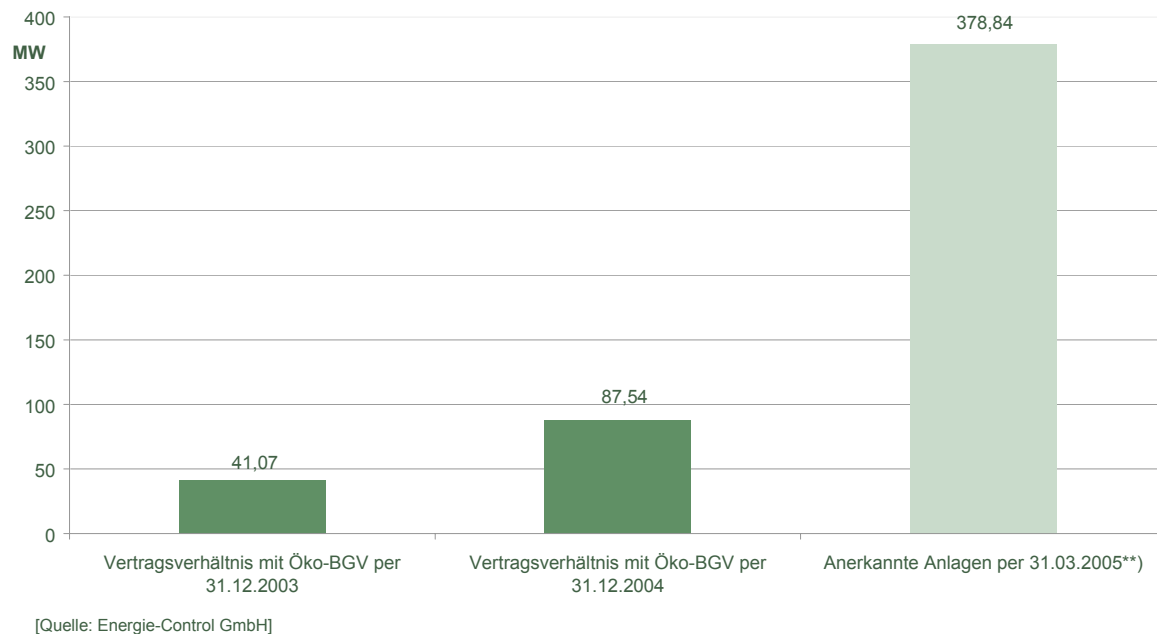
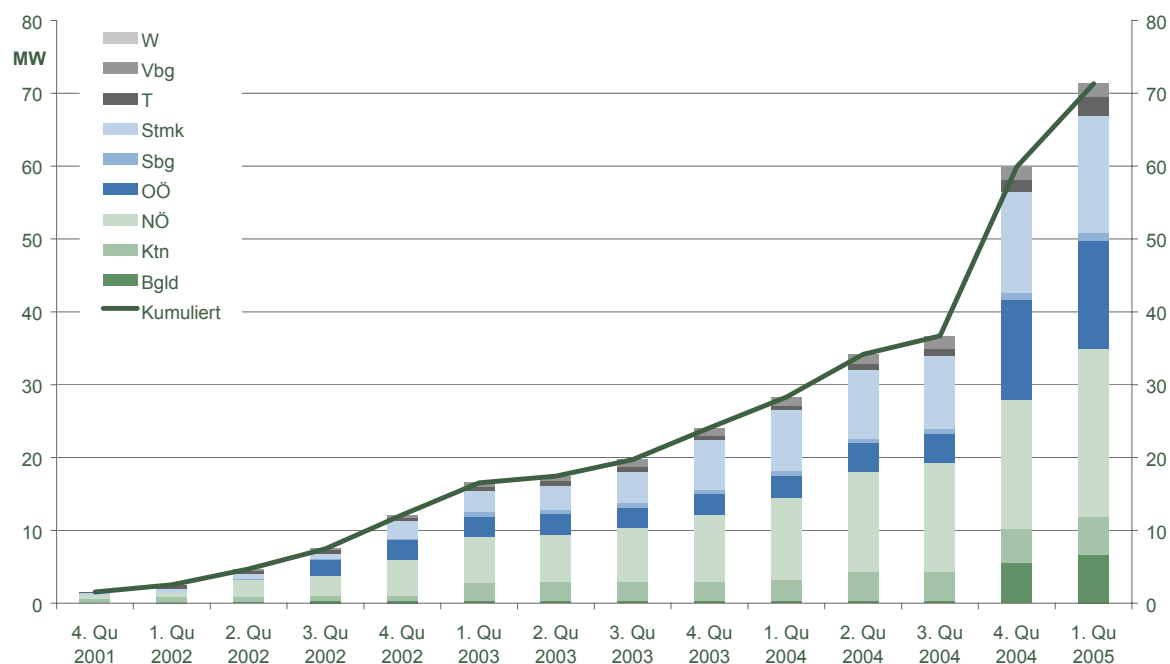


Abbildung 69: Entwicklung der Biomasse fest-Anlagen (inkl Abfall mhbA) 2003 bis 2005 (gefördert und in Betrieb vs anerkannt)

21.1.5 Biomasse gasförmig

Mit Ende des 1. Qu. 2005 waren in Summe 71,31 MW Biogasanlagen als Ökostromanlage anerkannt. Auch im Bereich der Biogasanlagen zeigt sich ein sprunghafter Anstieg der anerkannten Anlagen mit Ende 2004.

21.1 Anhang 1: Anerkannte Ökostromanlagen - Statistische Auswertungen



[Quelle: Energie-Control GmbH]

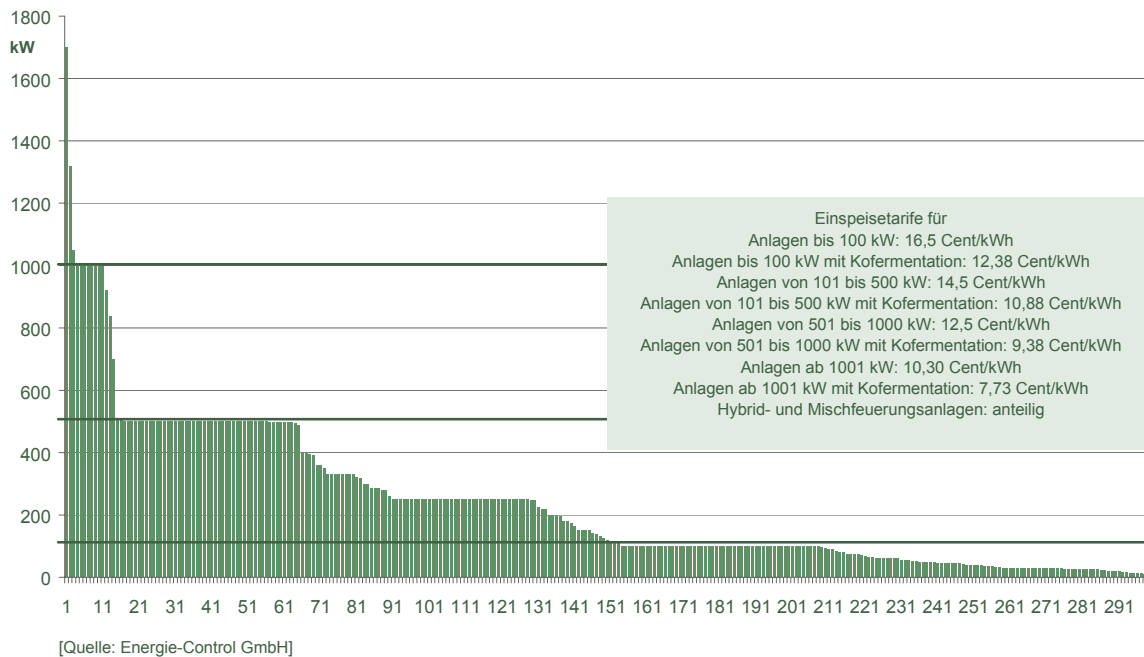
Abbildung 70: Entwicklung anerkannter Biogas-Anlagen vom 4. Qu. 2001 bis inkl 1. Qu. 2005

Anerkannte Biogas-Anlagen inkl. 1. Quartal 2005		
Bundesland	MW	Anzahl
Niederösterreich	22,94	79
Steiermark	16,15	45
Oberösterreich	14,88	75
Burgenland	6,60	15
Kärnten	5,36	32
Tirol	2,47	17
Vorarlberg	1,87	26
Salzburg	1,05	9
Kumuliert	71,31	298

[Quelle: Energie-Control GmbH]

Tabelle 38: Anerkannte Biogas-Anlagen per Ende des 1. Qu. 2005

21.1 Anhang 1: Anerkannte Ökostromanlagen - Statistische Auswertungen


Abbildung 71: Anerkannte Biogas-Anlagen per Ende des 1. Qu. 2005 im Größenvergleich

Anerkannte Biogas-Anlagen inkl. 1. Quartal 2005			
	MW	Einspeisetarif	
Altanlagen > 10 Jahre	0,31		
Altanlagen vor dem 1.1.2003	15,63	länderbezogen	
Anlagen zwischen 1.1.2003 und 31.12.2004 (EinspeisetarifVO BGBl II Nr. 508/2002)	bis 100 kW	5,48	16,5 Cent/kWh
	bis 100 kW mit Kofermentation	0,28	12,38 Cent/kWh
	101 bis 500 kW	37,98	14,5 Cent/kWh
	101 bis 500 kW mit Kofermentation	2,72	10,88 Cent/kWh
	501 bis 1000 kW	6,43	12,5 Cent/kWh
	501 bis 1000 kW mit Kofermentation	2,00	9,38 Cent/kWh
	ab 1001 kW	0,00	10,30 Cent/kWh
	ab 1001 kW mit Kofermentation	0,00	7,73 Cent/kWh
Hybrid- und Mischfeuerungsanlagen	0,41	anteilig	
Anlagen nach dem 31.12.2004	0,06		
Kumuliert	71,31		

[Quelle: Energie-Control GmbH]

Tabelle 39: Anerkannte Biogas-Anlagen per Ende des 1. Qu. 2005 nach Einspeisetarifklassen

Die zusammenfassende Darstellung jener Anlagen, die bereits in Betrieb sind und jener Anlagen, die anerkannt sind, wird in Abbildung 72 gegeben.

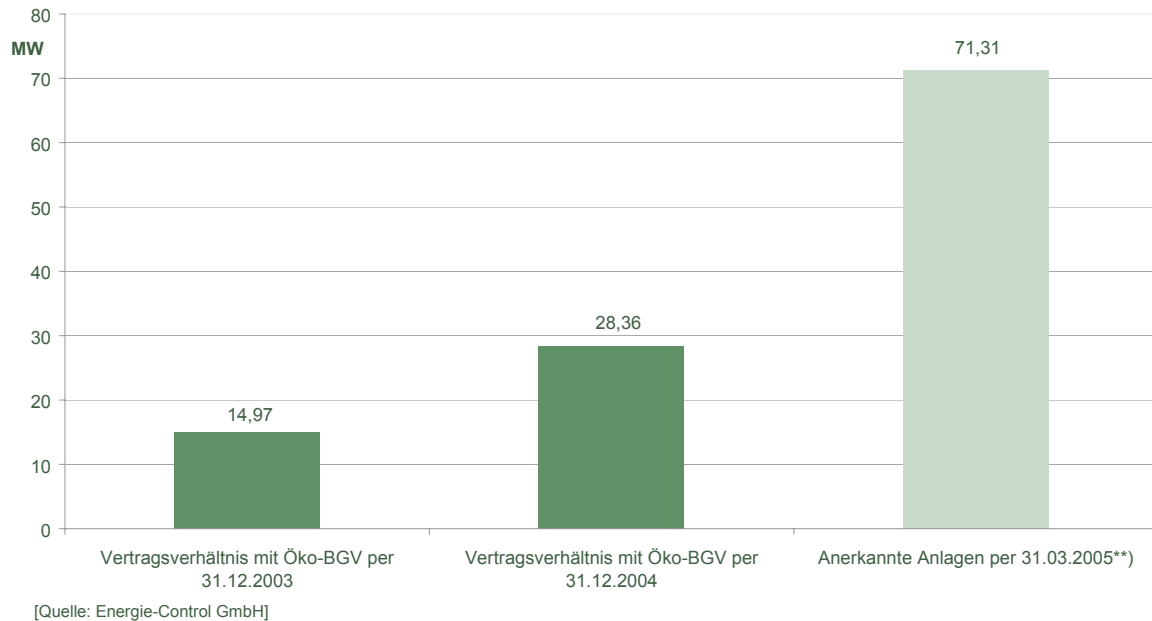
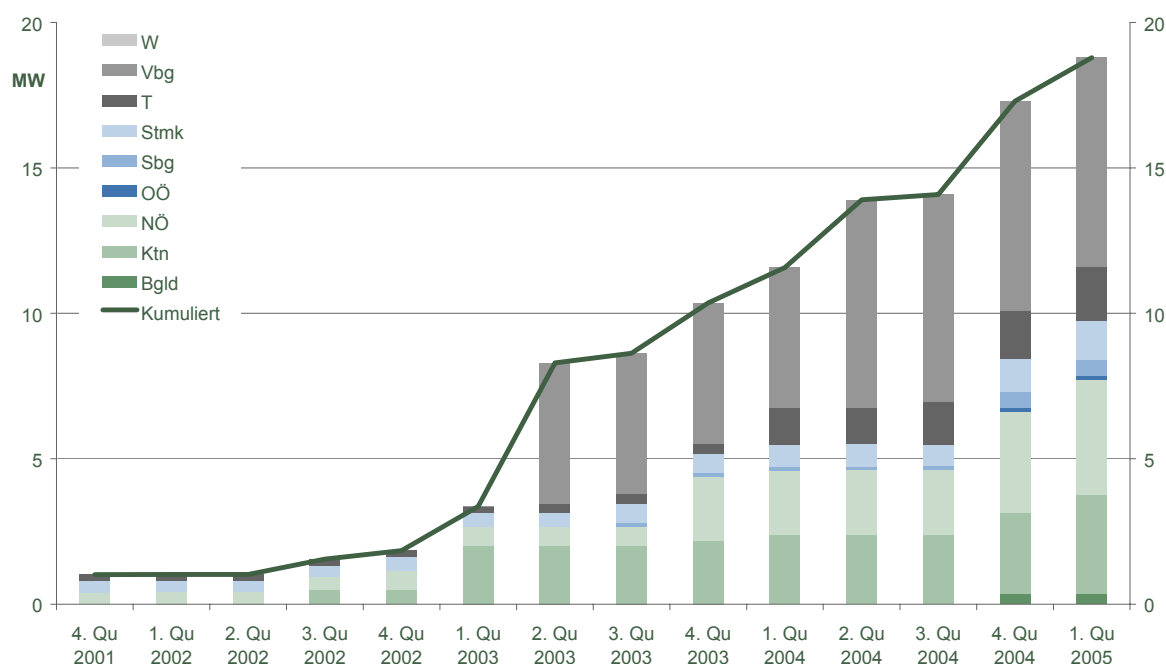


Abbildung 72: Entwicklung der Biogas-Anlagen 2003 bis 2005 (gefördert und in Betrieb vs anerkannt)

21.1.6 Biomasse flüssig

Innerhalb des Biomassesegmentes stellt die flüssige Biomasse den geringsten Anteil dar. Im Jahr 2004 konnte bei den Anerkennungen ein Anstieg von 31 Anlagen mit insgesamt 7 MW auf 18,79 MW verzeichnet werden.

21.1 Anhang 1: Anerkannte Ökostromanlagen - Statistische Auswertungen



[Quelle: Energie-Control GmbH]

Abbildung 73: Entwicklung anerkannter Biomasse flüssig-Anlagen vom 4. Qu. 2001 bis inkl 1. Qu. 2005

Anerkannte Biomasse flüssig-Anlagen inkl. 1. Quartal 2005		
Bundesland	MW	Anzahl
Vorarlberg	7,19	9
Niederösterreich	3,95	20
Kärnten	3,40	13
Steiermark	1,36	12
Salzburg	0,53	8
Restliche Bundesländer	2,36	7
Kumuliert	18,79	69

[Quelle: Energie-Control GmbH]

Tabelle 40: Anerkannte Biomasse flüssig-Anlagen per Ende des 1. Qu. 2005

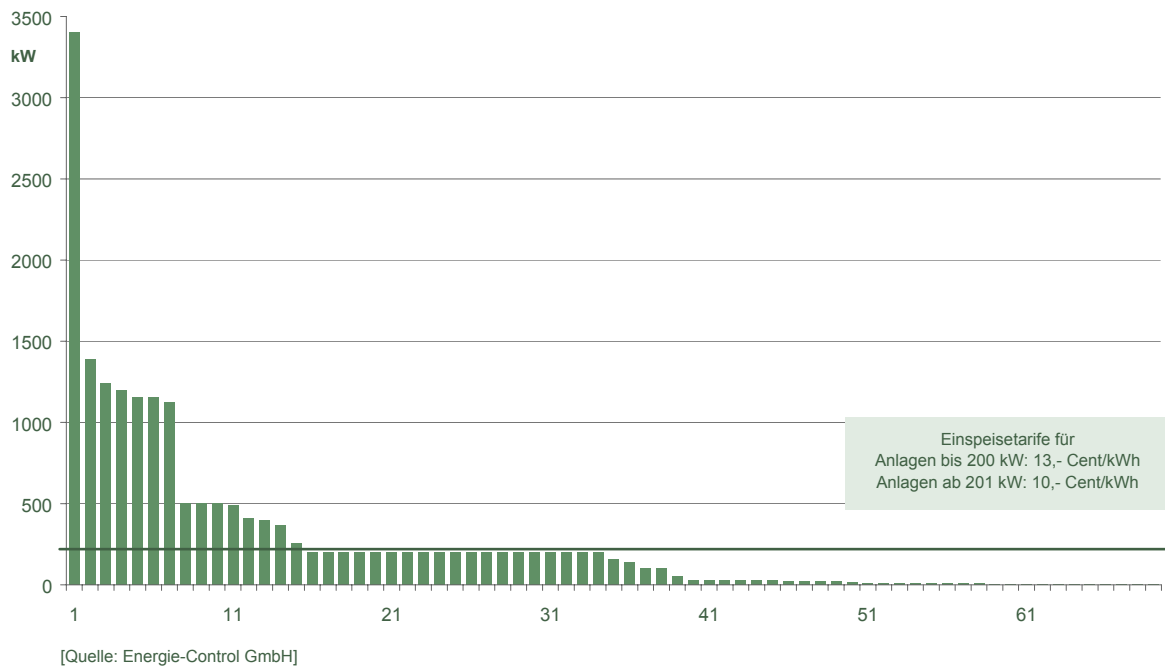


Abbildung 74: Anerkannte Biomasse flüssig-Anlagen per Ende des 1. Qu. 2005 im Größenvergleich

Anerkannte Biomasse flüssig-Anlagen inkl. 1. Quartal 2005			
		MW	Einspeisetarif
Altanlagen > 10 Jahre		0,00	
Altanlagen vor dem 1.1.2003		12,32	länderbezogen
Anlagen zwischen 1.1.2003 und 31.12.2004 (EinspeisetarifVO BGBl II Nr. 508/2002)	bis 200 kW	3,74	13 Cent/kWh
	ab 201 kW	2,73	10 Cent/kWh
Anlagen nach dem 31.12.2004		0,00	
Kumuliert		18,79	

[Quelle: Energie-Control GmbH]

Tabelle 41: Anerkannte Biomasse flüssig-Anlagen per Ende des 1. Qu. 2005 nach Einspeisetarifklassen

Die zusammenfassende Darstellung jener Anlagen, die bereits in Betrieb sind und jener Anlagen, die anerkannt sind, wird in Abbildung 75 gegeben.

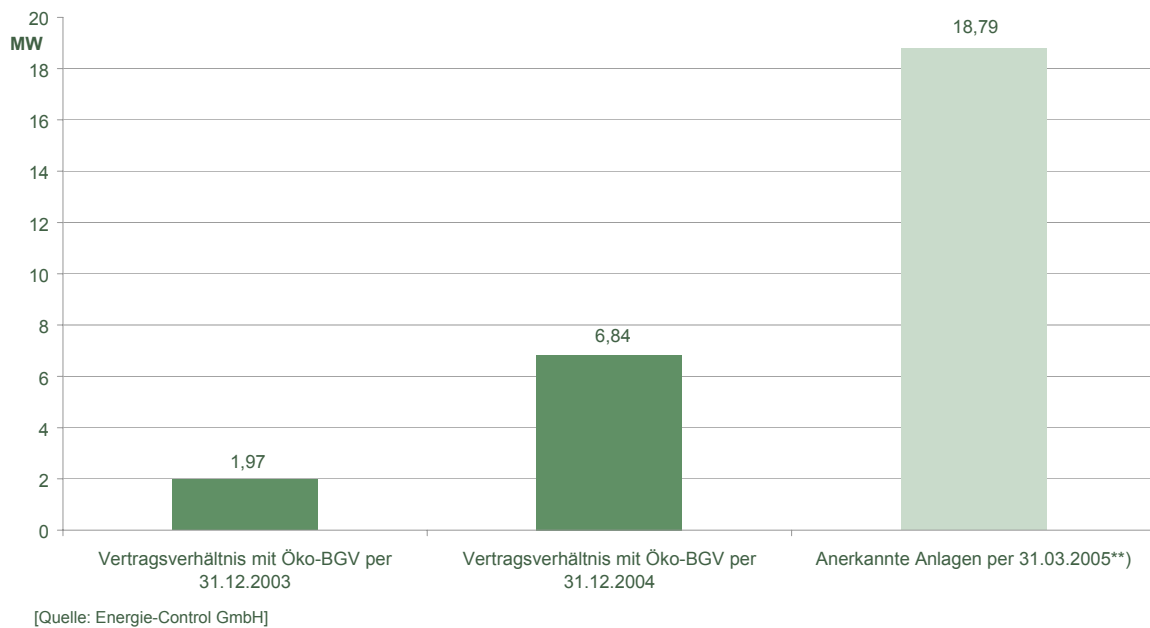
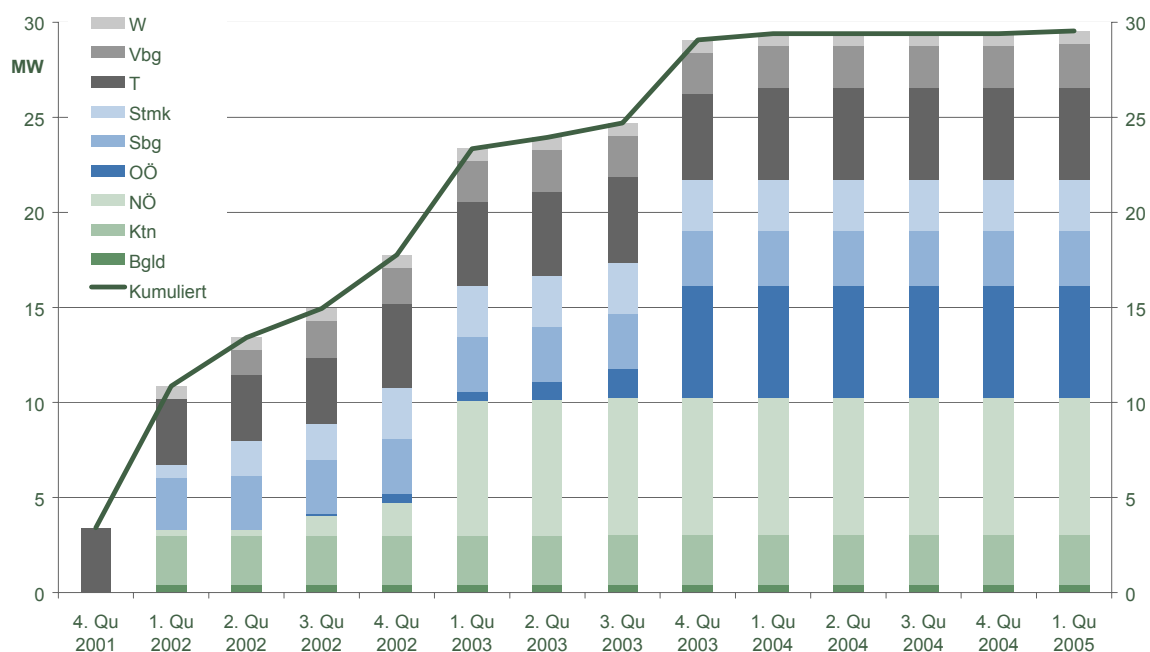


Abbildung 75: Entwicklung der Biomasse-flüssig Anlagen 2003 bis 2005 (gefördert und in Betrieb vs anerkannt)

21.1.7 Deponie- und Klärgas

Im Bereich Deponie- und Klärgas waren mit Ende des 1. Qu. 2005 in Summe 62 Anlagen mit einer Gesamtleistung von 29,55 MW anerkannt. Im vergangenen Jahr wurden lediglich 2 neue Anlagen anerkannt. Die Differenz gegenüber den Darstellungen vom Vorjahr ist darauf zurückzuführen, dass die Kategorie Mischfeuerungen entsprechend den in diesen Anlagen eingesetzten Energieträgern aufgeteilt wurde und somit auch in die Kategorie Deponie- und Klärgas einige Anlagen hineinfallen. Auch für die nächsten Jahre ist kein wesentlicher zusätzlicher Beitrag zur Erfüllung des Ökostromzieles zu erwarten.

21.1 Anhang 1: Anerkannte Ökostromanlagen - Statistische Auswertungen



[Quelle: Energie-Control GmbH]

Abbildung 76: Entwicklung anerkannter Deponie- und Klärgas-Anlagen vom 4. Qu. 2001 bis inkl 1. Qu. 2005

Anerkannte Deponiegas- und Klärgasanlagen inkl. 1. Quartal 2005		
Bundesland	MW	Anzahl
Niederösterreich	7,26	11
Oberösterreich	5,87	9
Tirol	4,82	12
Salzburg	2,89	6
Steiermark	2,70	8
Kärnten	2,60	5
Restliche Bundesländer	3,40	11
Kumuliert	29,55	62

[Quelle: Energie-Control GmbH]

Tabelle 42: Anerkannte Deponie- und Klärgasanlagen per Ende des 1. Qu. 2005

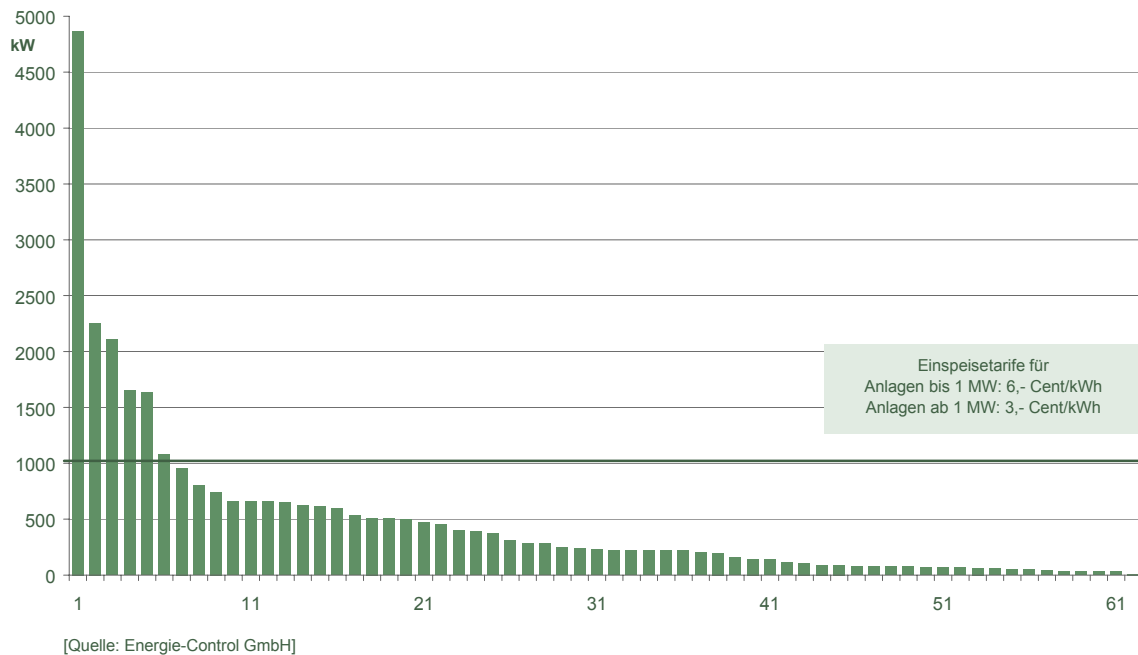


Abbildung 77: Anerkannte Deponie- und Klärgasanlagen per Ende des 1. Qu. 2005 im Größenvergleich

Die zusammenfassende Darstellung jener Anlagen, die bereits in Betrieb sind und jener Anlagen, die anerkannt sind, wird in Abbildung 78 gegeben. Der Rückgang der geförderten und in Betrieb befindlichen Anlagen von 2003 auf 2004 ist wahrscheinlich auf das Auslaufen der Förderungen für die, zumeist seit längerem bestehenden Anlagen, zurückzuführen.

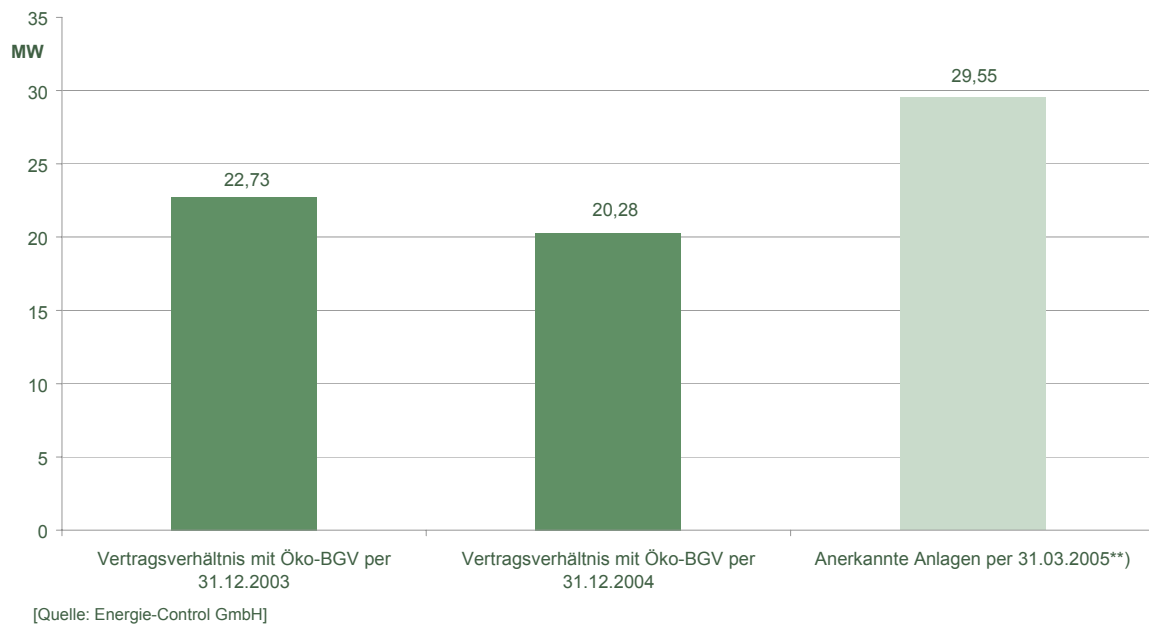


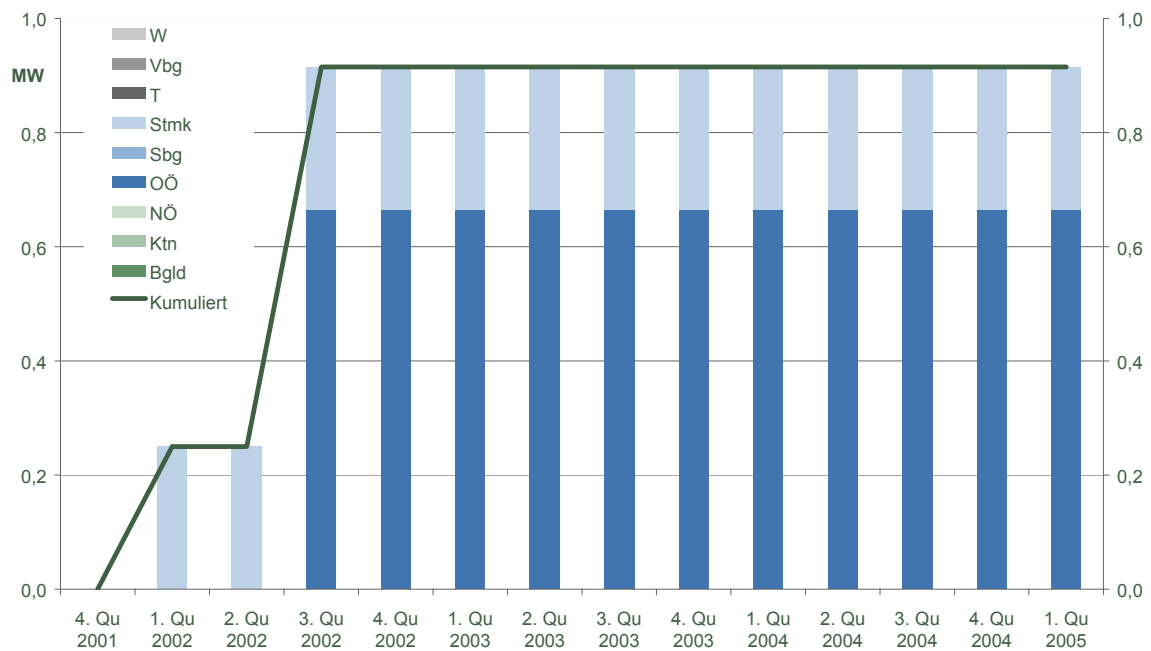
Abbildung 78: Entwicklung der Deponie- und Klärgasanlagen 2003 bis 2005 (gefördert und in Betrieb vs anerkannt)

21.1.8 Geothermie

Seit über 2 Jahren ohne Veränderung ist auch der Bereich Geothermie. Die zwei Anlagen, die in der Steiermark bzw in Oberösterreich anerkannt wurden, bleiben auch in den nächsten Jahren voraussichtlich der einzige Beitrag der Geothermie zur Erreichung des Ökostromzieles.⁵⁵

⁵⁵ Hinweis: Die Energie-Control GmbH bezieht sich bei der Veröffentlichung dieser Daten nicht ausschließlich auf die Auswertung der Anerkennungsbescheide sondern auch auf andere Quellen, wie die Energieverwertungsagentur (<http://www.eva.ac.at/projekte/ren-in-a08.htm>) bzw die Geothermische Vereinigung e.V. (http://www.geothermie.de/gte/gte32-33/geothermische_energienutzung_in_.htm).

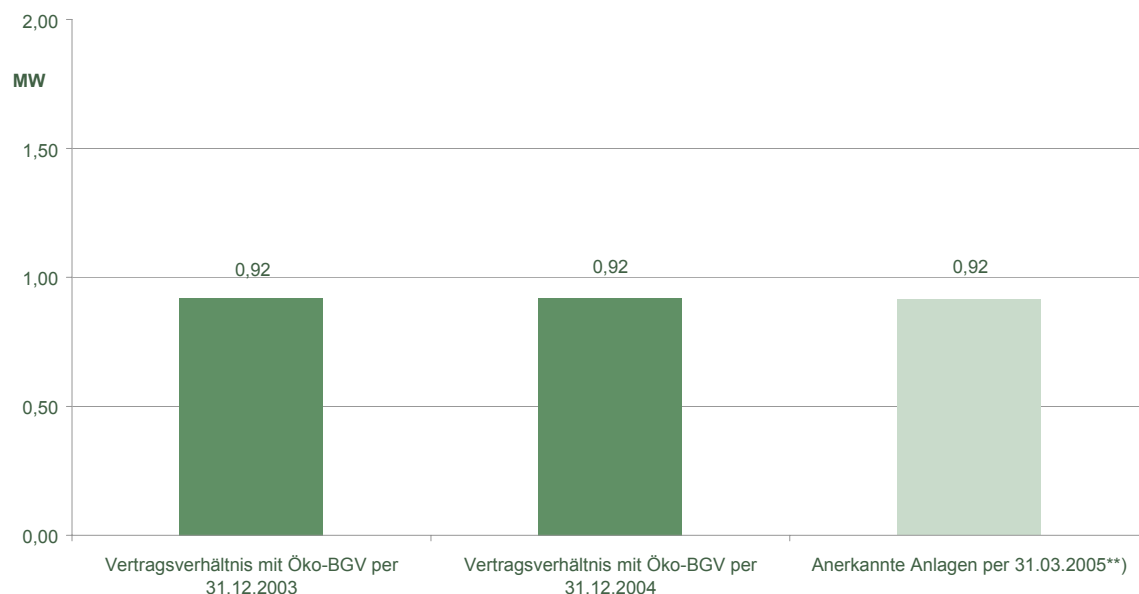
21.1 Anhang 1: Anerkannte Ökostromanlagen - Statistische Auswertungen



[Quelle: Energie-Control GmbH]

Abbildung 79: Entwicklung anerkannter Geothermie-Anlagen vom 4. Qu. 2001 - inkl 1. Qu. 2005

Um eine konsistente Analyse über alle Bereiche zu geben, wird die zusammenfassende Darstellung jener Anlagen, die bereits in Betrieb sind und jener Anlagen, die anerkannt sind, auch für den Bereich Geothermie angeführt.



[Quelle: Energie-Control GmbH]

Abbildung 80: Entwicklung der Geothermie-Anlagen 2003 bis 2005 (gefördert und in Betrieb vs anerkannt)

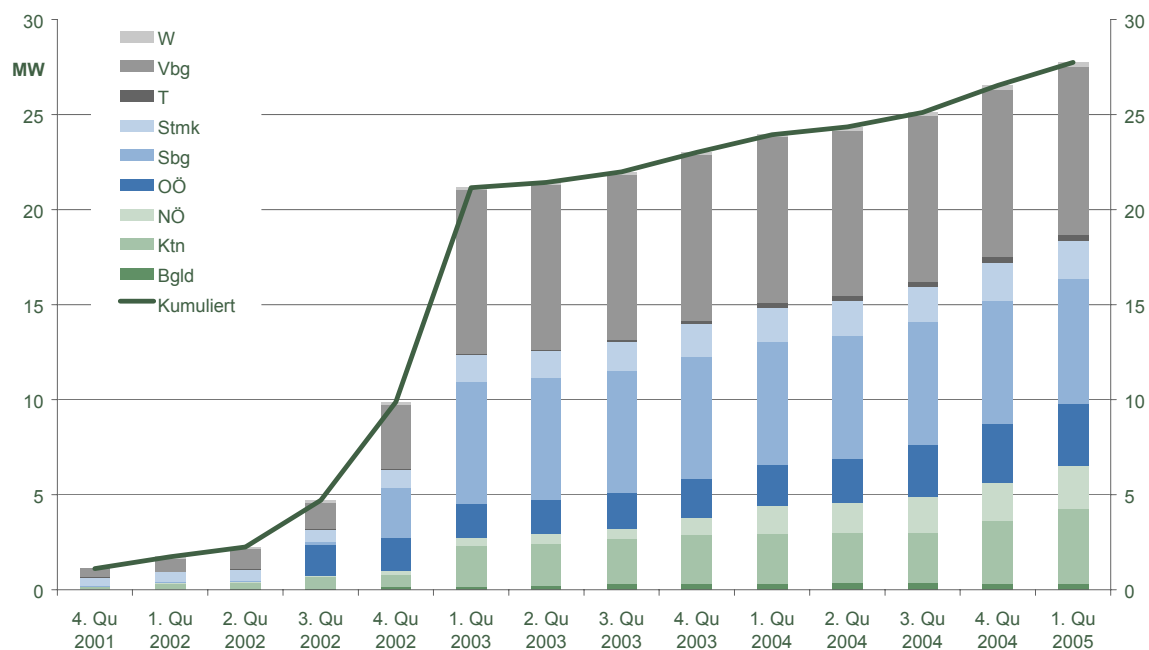
21.1.9 Photovoltaik

Die Entwicklung der Anerkennungsbescheide von Photovoltaikanlagen ist im Wesentlichen durch folgende Ereignisse gekennzeichnet:

- Anerkennungsboom, vor allem der Bundesländer Vorarlberg und Salzburg, zu Ende 2002/Anfang 2003
- Abflachen der zusätzlichen Anerkennungsbescheide im Zeitraum 2. Qu. 2003 bis zum 1. Qu. 2004
- Einsetzen der Landesförderungen (vor allem in Oberösterreich) und damit verbunden wieder ein konstanter Anstieg der Anerkennungsbescheide

Der Bereich Photovoltaik ist außerdem dadurch gekennzeichnet, dass eine Reihe von Anlagen „vorsichtshalber“ anerkannt wurden und werden, um bei einer eventuellen Anhebung des 15 MW Deckels möglicherweise zum Zug zu kommen.

In Summe sind mit Ende des 1. Qu. 2005 Photovoltaik-Anlagen mit einer Gesamtleistung von 27,74 MW anerkannt.



[Quelle: Energie-Control GmbH]

Abbildung 81: Entwicklung anerkannter Photovoltaik-Anlagen vom 4. Qu. 2001 - inkl 1. Qu. 2005

Anerkannte Photovoltaikanlagen inkl. 1. Quartal 2005		
Bundesland	MW	Anzahl
Vorarlberg	8,84	939
Salzburg	6,56	306
Kärnten	3,92	229
Oberösterreich	3,24	695
Niederösterreich	2,27	387
Steiermark	2,05	262
Burgenland	0,34	51
Tirol	0,31	47
Wien	0,21	51
Kumuliert	27,74	2967

[Quelle: Energie-Control GmbH]

Tabelle 43: Anerkannte Photovoltaik-Anlagen per Ende des 1. Qu. 2005

Da sich der Einspeisetarif wesentlich bei Überschreiten einer Leistungsgrenze von 20 kW reduziert (von 60 Cent/kWh auf 47 Cent/kWh), orientiert sich ein Großteil dieser Anlagen an diesem Wert, wie auch aus Abbildung 82 ersichtlich ist. Zusätzlich verzerren einige Ausreißer (8 Anlagen im Bereich von 100 kW - 1.200 kW) die Summe der Engpassleistung. Gemäß den der Energie-Control GmbH vorliegenden Daten besitzt die größte als Ökostromanlage anerkannte Photovoltaik-Anlage in Österreich eine Leistung von rund 200 kW.

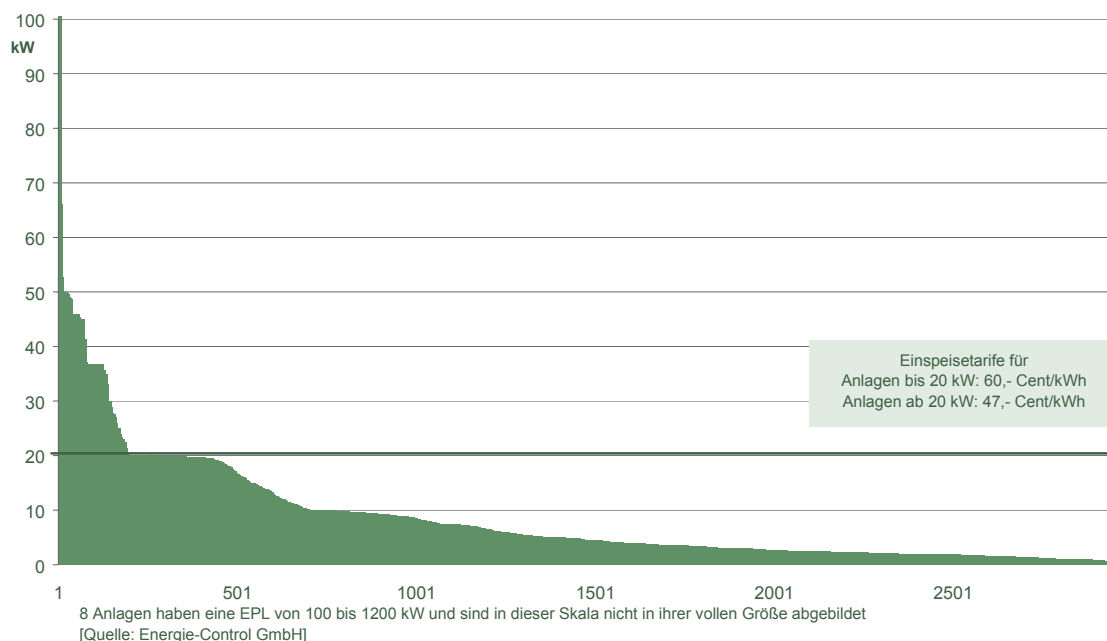


Abbildung 82: Anerkannte Photovoltaik-Anlagen per Ende des 1. Qu. 2005 im Größenvergleich

Die zusammenfassende Darstellung jener Anlagen, die bereits in Betrieb sind und jener Anlagen, die anerkannt sind, wird in Abbildung 83 gegeben.

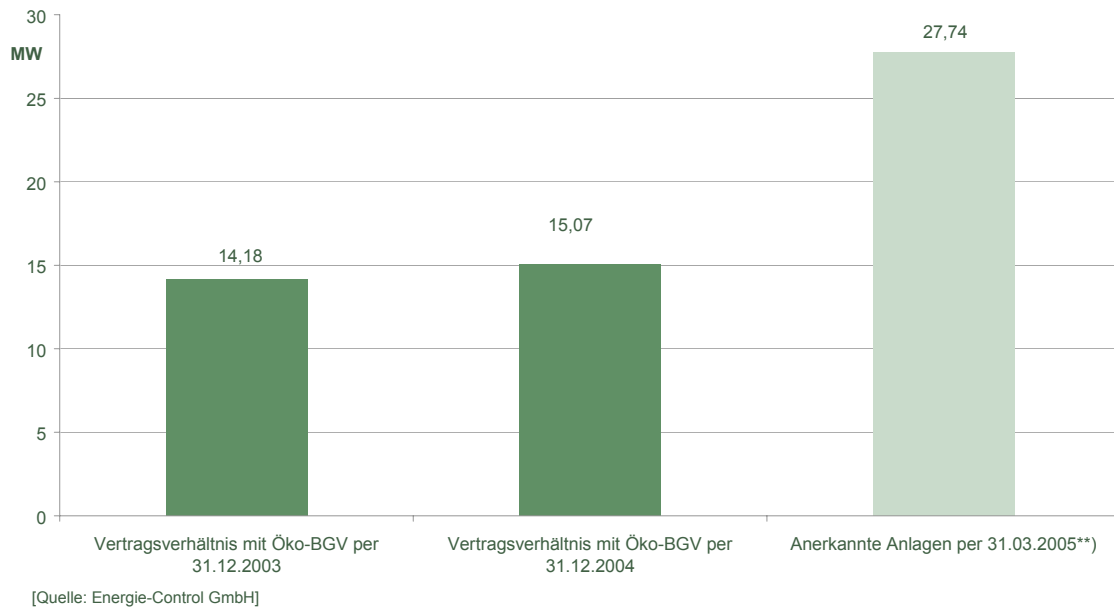


Abbildung 83: Entwicklung der Photovoltaik-Anlagen 2003 bis 2005 (gefördert und in Betrieb vs anerkannt)

Die Überschreitung der gesetzlichen 15 MW Grenze durch die 15,07 MW Photovoltaikanlagen, die ein Vertragsverhältnis mit den Ökobilanzgruppen-Verantwortlichen haben, ist mit Photovoltaikanlagen begründet, die von den Ökobilanzgruppen-Verantwortlichen keinen geförderten Einspeisetarif, sondern lediglich den Marktpreis erhalten. (Eine Abnahmeverpflichtung besteht auch über die 15 MW Grenze hinaus.)

21.2 Anhang 2: Öko-BGV Daten - Mengen und Vergütungen 1. Halbjahr 2005

Ökostrom-Einspeisemengen in GWh im 1. Halbjahr 2005				
	APG	TIRAG	VKW	Österreich gesamt
Kleinwasserkraft	1.409,91	411,41	87,35	1.908,68
Sonstige Ökostromanlagen	977,22	97,48	36,02	1.110,72
Windkraft	710,65			710,65
Biomasse fest inkl. Abfall mhBA	156,44	91,42	7,37	255,23
Biomasse gasförmig	81,48	3,10	5,82	90,40
Biomasse flüssig	2,87	0,07	12,22	15,17
Photovoltaik	2,68	0,09	3,74	6,51
Deponie- und Klärgas	22,28	2,79	6,87	31,94
Geothermie	0,82			0,82
Gesamt Kleinwasserkraft und Sonstige Ökostromanlagen	2.387,13	508,90	123,37	3.019,40

[Quelle: Meldungen der Öko-BGV, August - vorläufige Werte]

Tabelle 44: Einspeisemengen für Ökostrom in GWh im 1. Halbjahr 2005

Ökostrom-Vergütungsvolumina in Euro im 1. Halbjahr 2005				
	APG	TIRAG	VKW	Österreich gesamt
Kleinwasserkraft	67.380.294,21	19.579.804,25	4.084.454,09	91.044.552,55
Sonstige Ökostromanlagen	83.253.520,12	12.597.673,02	6.649.243,93	102.500.437,07
Windkraft	55.102.292,07			55.102.292,07
Biomasse fest inkl. Abfall mhBA	14.033.420,29	12.077.228,27	755.339,23	26.865.987,79
Biomasse gasförmig	10.731.761,43	309.268,60	864.563,54	11.905.593,57
Biomasse flüssig	351.747,37	9.717,37	1.775.260,60	2.136.725,34
Photovoltaik	1.489.902,90	48.243,35	2.679.963,99	4.218.110,24
Deponie- und Klärgas	1.482.723,99	153.215,43	574.116,57	2.210.055,99
Geothermie	61.672,07			61.672,07
Gesamt Kleinwasserkraft und Sonstige Ökostromanlagen	150.633.814,33	32.177.477,27	10.733.698,02	193.544.989,62

[Quelle: Meldungen der Öko-BGV, August - vorläufige Werte]

Tabelle 45: Vergütungsvolumina für Ökostrom in € im 1. Halbjahr 2005

Ökostrom-Durchschnittsvergütung in Cent/kWh im 1. Halbjahr 2005				
	APG	TIRAG	VKW	Österreich gesamt
Kleinwasserkraft	4,78	4,76	4,68	4,77
Sonstige Ökostromanlagen	8,47 (8,76)¹⁾	12,92	18,46	9,23 (9,48)¹⁾
Windkraft	7,75			7,75
Biomasse fest inkl. Abfall mhBA	8,97 (11,38) ¹⁾	13,21	10,25	10,53 (12,17) ¹⁾
Biomasse gasförmig	13,17	9,97	14,85	13,17
Biomasse flüssig	12,24	13,00	14,53	14,09
Photovoltaik	55,64	51,78	71,75	64,83
Deponie- und Klärgas	6,65	5,49	8,36	6,92
Geothermie	7,49			7,49
Gesamt Kleinwasserkraft und Sonstige Ökostromanlagen	6,31 (6,36)¹⁾	6,32	8,70	6,41 (6,45)¹⁾

¹⁾ bei Nicht-Berücksichtigung von großen Abfallverwertungsanlagen würde die Durchschnittsvergütung auf den Wert in der Klammer ansteigen

[Quelle: Meldungen der Öko-BGV, August - vorläufige Werte]

Tabelle 46: Durchschnittsvergütung für Ökostrom in Cent/kWh im 1. Halbjahr 2005

21.2 Anhang 2: Öko-BGV Daten - Mengen und Vergütungen 1. Halbjahr 2005

Ökostrom-Einspeisemengen und -Vergütungen in Österreich im 1. Halbjahr 2005												
	APG			TIRAG			VKW			Österreich gesamt		
	Einspeise- menge in GWh	Vergütung netto in €	Durchschnitts- vergütung in Cent/kWh	Einspeise- menge in GWh	Vergütung netto in €	Durchschnitts- vergütung in Cent/kWh	Einspeise- menge in GWh	Vergütung netto in €	Durchschnitts- vergütung in Cent/kWh	Einspeise- menge in GWh	Vergütung netto in €	Durchschnitts- vergütung in Cent/kWh
Kleinwasserkraft	1.409,91	67.380.294,21	4,78	411,41	19.579.804,25	4,76	87,35	4.084.454,09	4,68	1.908,68	91.044.552,55	4,77
Sonstige Ökostromanlagen	977,22	83.253.520,12	8,47 (8,76)¹⁾	97,48	12.597.673,02	12,92	36,02	6.649.243,93	18,46	1.110,72	102.500.437,07	9,23 (9,48)¹⁾
Windkraft	710,65	55.102.292,07	7,75							710,65	55.102.292,07	7,75
Biomasse fest inkl. Abfall mhbA	156,44	14.033.420,29	8,97 (11,38) ¹⁾	91,42	12.077.228,27	13,21	7,37	755.339,23	10,25	255,23	26.865.987,79	10,53 (12,17) ¹⁾
Biomasse gasförmig	81,48	10.731.761,43	13,17	3,10	309.268,60	9,97	5,82	864.563,54	14,85	90,40	11.905.593,57	13,17
Biomasse flüssig	2,87	351.747,37	12,24	0,07	9.717,37	13,00	12,22	1.775.260,60	14,53	15,17	2.136.725,34	14,09
Photovoltaik	2,68	1.489.902,90	55,64	0,09	48.243,35	51,78	3,74	2.679.963,99	71,75	6,51	4.218.110,24	64,83
Deponie- und Klärgas	22,28	1.482.723,99	6,65	2,79	153.215,43	5,49	6,87	574.116,57	8,36	31,94	2.210.055,99	6,92
Geothermie	0,82	61.672,07	7,49							0,82	61.672,07	7,49
Gesamt Kleinwasserkraft und Sonstige Ökostromanlagen	2.387,13	150.633.814,33	6,31 (6,36)¹⁾	508,90	32.177.477,27	6,32	123,37	10.733.698,02	8,70	3.019,40	193.544.989,62	6,41 (6,45)¹⁾

¹⁾ bei Nicht-Berücksichtigung von großen Abfallverwertungsanlagen würde die Durchschnittsvergütung auf den Wert in der Klammer ansteigen

[Quelle: Meldungen der Öko-BGV, August 2005 - vorläufige Werte]

Tabelle 47: Ökostrom-Einspeisemengen und -Vergütungen laut Öko-BGV im 1. Halbjahr 2005

21.3 Anhang 3: Öko-BGV Daten - Mengen und Vergütungen 2004

Ökostrom-Einspeisemengen und -Vergütungen in Österreich im Jahr 2004												
Energieträger	APG			TIRAG			VKW			Österreich gesamt		
	Einspeisemenge in GWh	Vergütung netto in €	Durchschnittsvergütung in Cent/kWh	Einspeisemenge in GWh	Vergütung netto in €	Durchschnittsvergütung in Cent/kWh	Einspeisemenge in GWh	Vergütung netto in €	Durchschnittsvergütung in Cent/kWh	Einspeisemenge in GWh	Vergütung netto in €	Durchschnittsvergütung in Cent/kWh
Kleinwasserkraft	2.866,49	126.257.351,21	4,40	911,88	39.099.897,68	4,29	216,79	9.121.638,00	4,21	3.995,16	174.478.886,89	4,37
Sonstige Ökostromanlagen	1.298,59	106.399.853,10	8,19 (8,51)¹⁾	94,84	11.425.965,79	12,05	50,91	10.152.693,00	19,94	1.444,34	127.978.511,89	8,86 (9,18)¹⁾
Windkraft	923,85	71.422.864,88	7,73							923,85	71.422.864,88	7,73
Biomasse fest inkl. Abfall mhbA	213,83	16.536.378,24	7,73 (10,35) ¹⁾	84,46	10.645.696,08	12,60	14,66	1.491.906,00	10,18	312,95	28.673.980,32	9,16 (11,16) ¹⁾
Biomasse gasförmig	88,82	11.176.114,93	12,58	4,86	420.773,38	8,65	8,08	1.205.564,00	14,93	101,76	12.802.452,31	12,58
Biomasse flüssig	9,07	1.033.229,42	11,39	0,04	4.814,81	13,00	8,70	1.264.221,00	14,53	17,81	2.302.265,23	12,93
Photovoltaik	4,26	2.326.307,52	54,55	0,13	63.291,30	48,14	7,18	5.153.024,00	71,77	11,58	7.542.622,82	65,16
Deponie- und Klärgas	56,28	3.727.694,46	6,62	5,35	291.390,22	5,45	12,29	1.037.978,00	8,45	73,92	5.057.062,68	6,84
Geothermie	2,47	177.263,65	7,18							2,47	177.263,65	7,18
Gesamt Kleinwasserkraft und Sonstige Ökostromanlagen	4.165,09	232.657.204,31	5,59 (5,63)¹⁾	1.006,72	50.525.863,47	5,02	267,69	19.274.331,00	7,20	5.439,50	302.457.398,78	5,56 (5,59)¹⁾

¹⁾ bei Nicht-Berücksichtigung von großen Abfallverwertungsanlagen würde die Durchschnittsvergütung auf den Wert in der Klammer ansteigen
 [Quelle: Meldungen der Öko-BGV, Mai 2005]

Tabelle 48: Ökostrom-Einspeisemengen und -Vergütungen laut Öko-BGV im Jahr 2004

21.4 Anhang 4: Öko-BGV Daten - Mengen und Vergütungen 2003

Ökostrom-Einspeisemengen und -Vergütungen in Österreich im Jahr 2003												
Energieträger	APG			TIRAG			VKW			Österreich gesamt		
	Einspeisemenge in GWh	Vergütung netto in €	Durchschnittsvergütung in Cent/kWh	Einspeisemenge in GWh	Vergütung netto in €	Durchschnittsvergütung in Cent/kWh	Einspeisemenge in GWh	Vergütung netto in €	Durchschnittsvergütung in Cent/kWh	Einspeisemenge in GWh	Vergütung netto in €	Durchschnittsvergütung in Cent/kWh
Kleinwasserkraft	2.350,43	104.990.637,73	4,47	857,42	36.588.741,70	4,27	177,86	7.578.266,25	4,26	3.385,71	149.157.645,68	4,41
Sonstige Ökoanlagen	539,41	43.683.273,82	8,10	29,70	2.456.063,83	8,27	27,47	6.896.064,75	25,10	596,59	53.035.402,40	8,89
Windkraft	365,50	27.751.752,38	7,59							365,50	27.751.752,38	7,59
Biomasse fest inkl. Abfall hbA	71,44	5.909.347,78	8,27	20,99	1.872.083,92	8,92	6,90	744.993,98	10,80	99,33	8.526.425,68	8,58
Biomasse gasförmig	34,84	3.944.408,04	11,32	2,50	219.230,19	8,78	4,25	565.876,94	13,31	41,59	4.729.515,17	11,37
Biomasse flüssig	2,02	220.850,64	10,94							2,02	220.850,64	10,94
Photovoltaik	3,86	2.004.559,35	51,87	0,04	12.916,60	36,38	6,62	4.746.959,00	71,70	10,52	6.764.434,95	64,30
Deponie- und Klärgas	58,77	3.655.176,09	6,22	6,18	351.833,12	5,69	9,70	838.234,83	8,64	74,65	4.845.244,04	6,49
Geothermie	2,97	197.179,54	6,64							2,97	197.179,54	6,64
Gesamt Kleinwasserkraft und Sonstige Ökoanlagen	2.889,84	148.673.911,55	5,14	887,13	39.044.805,53	4,40	205,33	14.474.331,00	7,05	3.982,30	202.193.048,08	5,08

[Quelle: Meldungen der Öko-BGV, inkl. nachträglicher Korrekturen der APG vom Mai/Juni 2004]

Tabelle 49: Ökostrom-Einspeisemengen und -Vergütungen laut Öko-BGV im Jahr 2003

21.5 Anhang 5: Öko-BGV Daten: Ausgleichsenergie 2003 bis 1. Halbjahr 2005

Ausgleichsenergie (AE) in Österreich im 1. Halbjahr 2005						
	APG		TIRAG		VKW	
	GWh	€	GWh	€	GWh	€
Ökostromabnahme	2.387,13	150.633.814,33	508,90	32.177.477,27	123,37	10.733.698,02
AE-Bezug durch Öko-BGV	174,87	11.368.942,00	18,09	1.074.453,76	4,73	359.615,30
AE-Lieferung durch Öko-BGV	-148,51	-135.405,00	-15,37	-829.817,81	-6,46	-126.648,09
Saldo ¹⁾	323,39	11.233.537,00	33,46	244.635,95	11,19	232.967,21

¹⁾ AE-Lieferung in GWh hat zwar ein negatives Vorzeichen, wird hier aber betragsmäßig addiert um die Gesamtabweichung darzustellen.

[Quelle: Meldungen der Öko-BGV, August 2005 - vorläufige Werte]

Tabelle 50: Öko-Ausgleichsenergie nach Öko-BGV im 1. Halbjahr 2005

Ausgleichsenergie (AE) in Österreich im 1. Halbjahr 2005				
	Österreich gesamt			
	GWh	Direkter Aufwand in €	Mehr-/Mindereinnahmen Verrechnungspreis in € ²⁾	Effektiver Ausgleichsenergieaufwand in € ³⁾
Ökostromabnahme	3.019,40	193.544.989,62	-	-
AE-Bezug durch Öko-BGV	197,70	12.803.011,06	-8.896.527,68	3.906.483,39
AE-Lieferung durch Öko-BGV	-170,34	-1.091.870,90	7.665.272,15	6.573.401,25
Saldo	368,04	11.711.140,16	-1.231.255,53	10.479.884,63

²⁾ Der gesetzlich gem § 19 Abs 1 vorgegebene Verrechnungspreis von 4,5 Cent/kWh wird von den Stromhändlern für die im voraus zugewiesenen Fahrpläne bezahlt. Durch die Abweichungen der tatsächlichen Einspeisung von den Fahrplänen kommt es zu diesen Differenzbeträgen. Eine Aufrollung mit Nachverrechnung der Verrechnungspreise erfolgt nur, wenn eine Toleranzgrenze von 2 % als Abweichung Fahrplan zu tatsächlicher Erzeugung überschritten wird. In diesem Fall ist der Direkte Aufwand ident mit den Effektiven Ausgleichsenergieaufwendungen.

³⁾ Unter Berücksichtigung der Mehr-/Mindereinnahmen an Verrechnungspreisen.

[Quelle: Meldungen der Öko-BGV, August 2005 - vorläufige Werte]

Tabelle 51: Öko-Ausgleichsenergie für Gesamt-Österreich im 1. Halbjahr 2005

Ausgleichsenergie (AE) in Österreich im Jahr 2004						
	APG		TIRAG		VKW	
	GWh	€	GWh	€	GWh	€
Ökostromabnahme	4.165,09	232.657.204,31	1.006,72	50.525.863,47	267,69	19.274.331,00
AE-Bezug durch Öko-BGV	266,95	10.847.038,00	35,34	1.480.343,77	14,23	740.234,56
AE-Lieferung durch Öko-BGV	-249,29	-225.207,00	-32,30	-1.353.364,51	-15,10	-179.216,10
Saldo ¹⁾	516,24	10.621.831,00	67,64	126.979,26	29,33	561.018,46

¹⁾ AE-Lieferung in GWh hat zwar ein negatives Vorzeichen, wird hier aber betragsmäßig addiert um die Gesamtabweichung darzustellen.

[Quelle: Meldungen der Öko-BGV, Jänner 2005]

Tabelle 52: Öko-Ausgleichsenergie nach Öko-BGV im Jahr 2004

21.5 Anhang 5: Öko-BGV Daten: Ausgleichsenergie 2003 bis 1. Halbjahr 2005

Ausgleichsenergie (AE) in Österreich im Jahr 2004				
	Österreich gesamt			
	GWh	Direkter Aufwand in €	Mehr-/Mindereinnahmen Verrechnungspreis in € ²⁾	Effektiver Ausgleichsenergieaufwand in € ³⁾
Ökostromabnahme	5.439,50	302.457.398,78	-	-
AE-Bezug durch Öko-BGV	316,52	13.067.616,33	-14.243.232,20	-1.175.615,87
AE-Lieferung durch Öko-BGV	-296,69	-1.757.787,61	13.351.074,30	11.593.286,69
Saldo	613,21	11.309.828,72	-892.157,89	10.417.670,82

²⁾ Der gesetzlich gem § 19 Abs 1 vorgegebene Verrechnungspreis von 4,5 Cent/kWh wird von den Stromhändlern für die im voraus zugewiesenen Fahrpläne bezahlt. Durch die Abweichungen der tatsächlichen Einspeisung von den Fahrplänen kommt es zu diesen Differenzbeträgen. Eine Aufrollung mit Nachverrechnung der Verrechnungspreise erfolgt nur, wenn eine Toleranzgrenze von 2 % als Abweichung Fahrplan zu tatsächlicher Erzeugung überschritten wird. In diesem Fall ist der Direkte Aufwand ident mit den Effektiven Ausgleichsenergieaufwendungen.

³⁾ Unter Berücksichtigung der Mehr-/Mindereinnahmen an Verrechnungspreisen.

[Quelle: Meldungen der Öko-BGV, Jänner 2005]

Tabelle 53: Öko-Ausgleichsenergie für Gesamt-Österreich im Jahr 2004

Ausgleichsenergie (AE) in Österreich im Jahr 2003						
	APG		TIRAG		VKW	
	GWh	€	GWh	€	GWh	€
Ökostromabnahme	2.889,84	148.673.911,55	887,13	39.044.805,53	205,33	14.474.331,00
AE-Bezug durch Öko-BGV	204,19	9.096.854,00	37,71	2.320.419,65	14,54	851.454,97
AE-Lieferung durch Öko-BGV	-179,90	-17.839,00	-40,03	-2.386.688,74	-13,93	-176.359,00
Saldo¹⁾	384,08	9.079.015,00	77,74	-66.269,09	28,47	675.095,97

¹⁾ AE-Lieferung in GWh hat zwar ein negatives Vorzeichen, wird hier aber betragsmäßig addiert um die Gesamtabweichung darzustellen.

[Quelle: Meldungen der Öko-BGV, Juni 2004]

Tabelle 54: Öko-Ausgleichsenergie nach Öko-BGV im Jahr 2003

Ausgleichsenergie (AE) in Österreich im Jahr 2003				
	Österreich gesamt			
	GWh	Direkter Aufwand in €	Mehr-/Mindereinnahmen Verrechnungspreis in € ²⁾	Effektiver Ausgleichsenergieaufwand in € ³⁾
Ökostromabnahme	3.982,30	202.193.048,08	-	-
AE-Bezug durch Öko-BGV	256,43	12.268.728,62	-11.539.360,85	729.367,78
AE-Lieferung durch Öko-BGV	-233,86	-2.580.886,74	10.523.516,67	7.942.629,93
Saldo	490,29	9.687.841,88	-1.015.844,18	8.671.997,71

²⁾ Der gesetzlich gem § 19 Abs 1 vorgegebene Verrechnungspreis von 4,5 Cent/kWh wird von den Stromhändlern für die im voraus zugewiesenen Fahrpläne bezahlt. Durch die Abweichungen der tatsächlichen Einspeisung von den Fahrplänen kommt es zu diesen Differenzbeträgen. Eine Aufrollung mit Nachverrechnung der Verrechnungspreise erfolgt nur, wenn eine Toleranzgrenze von 2 % als Abweichung Fahrplan zu tatsächlicher Erzeugung überschritten wird. In diesem Fall ist der Direkte Aufwand ident mit den Effektiven Ausgleichsenergieaufwendungen.

³⁾ Unter Berücksichtigung der Mehr-/Mindereinnahmen an Verrechnungspreisen.

[Quelle: Meldungen der Öko-BGV, Juni 2004]

Tabelle 55: Öko-Ausgleichsenergie für Gesamt-Österreich im Jahr 2003

21.6 Anhang 6: Kostenbelastung durch Verrechnungspreis

Die dargestellten Berechnungen beruhen auf dem gemäß § 20 Ökostromgesetz ermittelten Marktpreis und Prognosen für den (unterstützten und zugewiesenen) Ökostromanteil 2004 bzw 2005. Dieser stellt nur einen Richtwert dar. Die einzelnen Stromhändler sind von der Zuweisung des Ökostrom insofern in unterschiedlicher Weise betroffen, als die Stromaufbringung anstelle der Ökostromzuweisung für sie mit unterschiedlichen Aufwendungen verbunden sein kann.

Summe Kostenbelastung durch den Verrechnungspreis						
	Abgabe an Endverbraucher [GWh]	Anteil Ökostrom [%]	Verrechnungspreis [Cent/kWh]	Marktpreis* [Cent/kWh]	Differenz Verrechnungspreis - Marktpreis [Cent/kWh]	Belastung durch Verrechnungspreis [Cent/kWh]
2004	51.766	10,50	4,50	3,309	1,192	0,125108
2005 (MP 3,497)	52.594	11,80	4,50	3,497	1,003	0,118354
2005 (MP 4,141)	52.594	11,80	4,50	4,141	0,359	0,042362

*2004: Durchschnitt der vier Werte gem. § 20 Ökostromgesetz; 2005: einmal Durchschnitt 1. u 2. Qu., einmal gewichteter Durchschnitt 1.,2., 3. (2 x) Quartal

Kostenbelastung durch den Verrechnungspreis - Sonstiger Ökostrom						
	Abgabe an Endverbraucher [GWh]	Anteil Ökostrom [%]	Verrechnungspreis [Cent/kWh]	Marktpreis* [Cent/kWh]	Differenz Verrechnungspreis - Marktpreis [Cent/kWh]	Belastung durch Verrechnungspreis [Cent/kWh]
2004	51.766	2,80	4,50	3,309	1,192	0,033362
2005 (MP 3,497)	52.594	3,80	4,50	3,497	1,003	0,038114
2005 (MP 4,141)	52.594	3,80	4,50	4,141	0,359	0,013642

*2004: Durchschnitt der vier Werte gem. § 20 Ökostromgesetz; 2005: einmal Durchschnitt 1. u 2. Qu., einmal gewichteter Durchschnitt 1.,2., 3. (2 x) Quartal

Kostenbelastung durch den Verrechnungspreis - Kleinwasserkraft						
	Abgabe an Endverbraucher [GWh]	Anteil Ökostrom [%]	Verrechnungspreis [Cent/kWh]	Marktpreis* [Cent/kWh]	Differenz Verrechnungspreis - Marktpreis [Cent/kWh]	Belastung durch Verrechnungspreis [Cent/kWh]
2004	51.766	7,70	4,50	3,309	1,192	0,091746
2005 (MP 3,497)	52.594	8,00	4,50	3,497	1,003	0,080240
2005 (MP 4,141)	52.594	8,00	4,50	4,141	0,359	0,028720

*2004: Durchschnitt der vier Werte gem. § 20 Ökostromgesetz; 2005: einmal Durchschnitt 1. u 2. Qu., einmal gewichteter Durchschnitt 1.,2., 3. (2 x) Quartal

[Quelle: Energie-Control GmbH]

Tabelle 56: Kostenbelastung durch den Verrechnungspreis

21.7 Anhang 7: Einspeisetarife für Ökostromanlagen

In der folgenden Tabelle sind die gemäß EinspeisetarifVO festgelegten Einspeisetarife für bestehende, revitalisierte und neue Kleinwasserkraftanlagen sowie für „Sonstige“ Ökostromanlagen, zusammengefasst. Diese kommen zur Anwendung, wenn die „Sonstigen“ Ökostromanlagen zwischen Jänner 2003 und Jahresende 2004 alle für die Errichtung der Anlagen erforderlichen Genehmigungen besitzen und bis spätestens Juni 2006 in Betrieb gehen bzw. gilt für Biomasse (fest und flüssig), Biogas-, sowie Kleinwasserkraftanlagen eine Inbetriebnahmefrist bis 31.12.2007.⁵⁶

⁵⁶ Anmerkung: Die Verlängerung der Inbetriebnahmefrist bis Jahresende 2007 bei gleich bleibender Genehmigungsfrist wurde am 12.08.2005 per VO BGBl II Nr 254/2005 kundgemacht.

21.7 Anhang 7: Einspeisetarife für Ökostromanlagen

Einspeisetarife für Ökostromanlagen			
gemäß Verordnung, kundgemacht am 20.12.2002 im BGBl. II 508/2002			
<i>für Neuanlagen jeweils 13 Jahre lang ab Inbetriebnahme (Neuanlagen sind Anlagen, die vom 1.1.2003 bis 31.12.2004 genehmigt werden und bis spätestens 30.6.2006 in Betrieb gehen (Kleinwasserkraft 31.12.2005))</i>			
Anlagenart	Tarif in Cent/kWh		
Windenergie	7,80		
Feste Biomasse (wie Waldhackgut, Stroh)	bis 2 MW	16,00	
	2 bis 5 MW	15,00	
	5 bis 10 MW	13,00	
	über 10 MW	10,20	
<i>[Die den Einspeisetarif von 14,50 Cent/kWh übersteigenden Einspeisetarifanteile für feste Biomasse werden aus den Technologiefördermitteln der Bundesländer finanziert.]</i>			
Abfall mit hohem biogenen Anteil	SN 17, Tab. 2, Bsp. Rinde, Sägespäne	minus 20 %	
	SN 17, Tab. 1, Bsp. Spanplattenabfälle	minus 35 %	
	Sonst. Primärenergieträger von Tab. 1 und 2 ÖkoStrGes	2,70	
Mischfeuerungen	anteilig		
Zuführung in kalorischen Kraftwerken	Feste Biomasse (Waldhackgut, Stroh)	6,50	
	SN 17, Tab. 2, Bsp. Rinde, Sägespäne	5,00	
	SN 17, Tab. 1, Bsp. Spanplattenabfälle	4,00	
	Sonst. Primärenergieträger von Tab. 1 und 2 ÖkoStrGes	3,00	
Mischfeuerungen	anteilig		
Flüssige Biomasse	bis 200 kW	13,00	
	über 200 kW	10,00	
Biogas aus landwirtschaftl. Produkten (wie Mais, Gülle)	bis 100 kW	16,50	
	100 bis 500 kW	14,50	
	500 bis 1000 kW	12,50	
	über 1000 kW	10,30	
Biogas bei Kofermentation von Abfallstoffen	minus 25 %		
Deponie- und Klärgas	bis 1 MW	6,00	
	über 1 MW	3,00	
Geothermie	7,00		
Photovoltaik	bis 20 kW _p	60,00	
	über 20 kW _p	47,00	
<i>[bis zu einer österreichischen Gesamtleistung von 15 MW]</i>			
Kleinwasserkraft [Einspeisetarif abgestuft nach jährlich eingespeisten Strommengen]			
a) Bestehende Altanlagen (aliquote Kürzung bei Budgetüberschreitung	a)	b)	c)
b) nach Investitionen mit mindestens 15 % Stromertragssteigerung			
c) Neubau bzw. mindestens 50 % Stromertragssteigerung			
erste 1.000.000 kWh	5,68	5,96	6,25
nächste 4.000.000 kWh	4,36	4,58	5,01
nächste 10.000.000 kWh	3,63	3,81	4,17
nächste 10.000.000 kWh	3,28	3,44	3,94
25.000.000 kWh übersteigend	3,15	3,31	3,78

Tabelle 57: Übersicht über die Einspeisetarife laut EinspeisetarifVO BGBl II Nr. 508/2002

21.7 Anhang 7: Einspeisetarife für Ökostromanlagen

EinspeisetarifVO 2002 mit Empfehlungen für neue Einspeisetarife				
Anlagenart		Tarif in Cent/kWh		
		VO2002	Empfehlung	
Windenergie		7,80	6,90	
Feste Biomasse (wie Waldhackgut, Stroh)	bis 2 MW	16,00	12,00	
	2 bis 5 MW	15,00	11,00	
	5 bis 10 MW	13,00	9,50	
	über 10 MW	10,20	8,50	
<i>[Die den Einspeisetarif von 14,50 Cent/kWh übersteigenden Einspeisetarifanteile für feste Biomasse werden aus den Technologiefördermitteln der Bundesländer finanziert.]</i>				
Abfall mit hohem biogenen Anteil SN 17, Tab. 2 (wie Rinde, Sägespäne)	bis 2 MW	12,00	11,00	
	2 bis 5 MW	11,25	10,00	
	5 bis 10 MW	9,75	8,50	
	über 10 MW	7,65	7,50	
Mischfeuerungen		anteilig	anteilig	
Abfall mit hohem biogenen Anteil SN 17, Tab. 1 (wie Spanplattenabfälle)	bis 2 MW	10,40	10,00	
	2 bis 5 MW	9,75	9,00	
	5 bis 10 MW	8,45	7,50	
	über 10 MW	6,63	6,00	
Mischfeuerungen		anteilig	anteilig	
Zuführung in kalorischen Kraftwerken - unverändert	Feste Biomasse (Waldhackgut, Stroh)	6,50		
	SN 17, Tab. 2, (Rinde, Sägespäne)	5,00		
	SN 17, Tab. 1, (Spanplattenabfälle)	4,00		
	Sonst. Primärenergieträger von Tab. 1 und 2 ÖkoStrGes	3,00		
Mischfeuerungen		anteilig	anteilig	
Flüssige Biomasse	bis 200 kW	13,00	8,00	
	über 200 kW	10,00	8,00	
Biogas aussch. aus landwirtschaftl. Produkten (wie Mais, Gülle)	bis 100 kW	16,50	12,25	
	100 bis 500 kW / neu bis 300 kW	14,50	11,50	
	500 / neu 300 bis 1000 kW	12,50	10,75	
	über 1000 kW	10,30	10,75	
Biogas mit Kofermentation von Abfallstoffen	bis 100 kW	12,38	10,00	
	100 bis 500 kW / neu bis 300 kW	10,88	9,25	
	500 / neu 300 bis 1000 kW	9,38	8,50	
	über 1000 kW	7,73	8,50	
Deponie-/Klär gas - unverändert	bis 1 MW	6,00		
	über 1 MW	3,00		
Geothermie - unverändert		7,00		
Photovoltaik	bis 20 kW _p	60,00	40,00	
	über 20 kW _p	47,00	40,00	
<i>[bis zu einer österreichischen Gesamtleistung von 15 MW]</i>				
Kleinwasserkraft - unverändert [Einspeisetarif abgestuft nach jährlich eingespeisten Strommengen]				
a) Bestehende Altanlagen				
b) nach Investitionen mit mindestens 15 % Stromertragssteigerung	a)	b)	c)	
c) Neubau bzw. mindestens 50 % Stromertragssteigerung				
	erste 1.000.000 kWh	5,68	5,96	6,25
	nächste 4.000.000 kWh	4,36	4,58	5,01
	nächste 10.000.000 kWh	3,63	3,81	4,17
	nächste 10.000.000 kWh	3,28	3,44	3,94
	25.000.000 kWh übersteigend	3,15	3,31	3,78
Kleinwasserkraft - daraus errechnete Durchschnittstarife bei 5.000 Volllaststunden im Jahr				
a) Bestehende Altanlagen				
b) nach Investitionen mit mindestens 15 % Stromertragssteigerung	a)	b)	c)	
c) Neubau bzw. mindestens 50 % Stromertragssteigerung				
	bis 200 kW	5,68	5,96	6,25
	1.000 kW	4,62	4,80	5,14
	3.000 kW	3,96	4,14	4,49
	5.000 kW	3,69	3,86	4,27
	10.000 kW	3,42	3,59	4,03

21.8 Anhang 8: Indikative Zielwerte der EU-Richtlinie 2001/77/EG

In der folgenden Tabelle werden die nationalen indikativen Zielwerte 2010 für die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern gemeinsam mit den Ausgangswerten 1997 der EU-25 Mitgliedstaaten gemäß Anhang der EU-Richtlinie 2001/77/EG dargestellt.

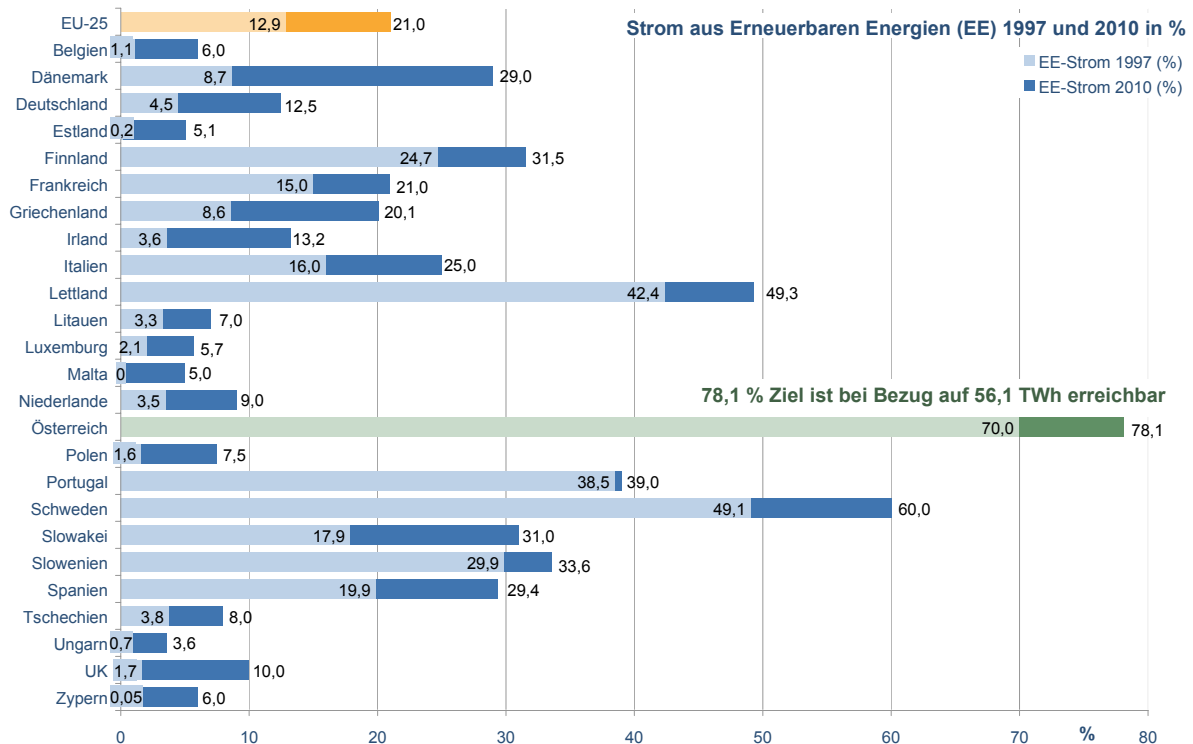
Anteil an Strom aus Erneuerbaren Energien in %		
	1997	2010-Ziel
EU-Durchschnitt	12,9	21,0
Belgien	1,1	6,0
Dänemark	8,7	29,0
Deutschland	4,5	12,5
Estland	0,2	5,1
Finnland	24,7	31,5
Frankreich	15,0	21,0
Griechenland	8,6	20,1
Irland	3,6	13,2
Italien	16,0	25,0
Lettland	42,4	49,3
Litauen	3,3	7,0
Luxemburg	2,1	5,7
Malta	0,0	5,0
Niederlande	3,5	9,0
Österreich *)	70,0	78,1
Polen	1,6	7,5
Portugal	38,5	39,0
Schweden	49,1	60,0
Slowakei	17,9	31,0
Slowenien	29,9	33,6
Spanien	19,9	29,4
Tschechien	3,8	8,0
UK	1,7	10,0
Ungarn	0,7	3,6
Zypern	0,05	6,0

*) Österreich hat den 78,1 % mit folgender Bedingung zugestimmt (Fußnote 3 im Anhang der Richtlinie): "Österreich erklärt, dass ausgehend von der Annahme, dass im Jahr 2010 der Bruttoinlandsstromverbrauch 56,1 TWh betragen wird, 78,1 % eine realistische Zahl wäre."

[Quelle: Richtlinie 2001/77/EG, Anhang 1]

Tabelle 58: Referenzwerte und indikative Zielwerte für Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien in der EU-25 gemäß EU-Richtlinie 2001/77/EG

In der folgenden Abbildung sind die indikativen Ziele in graphischer Form dargestellt:



[Quelle: Richtlinie 2001/77/EG, Anhang 1]

Abbildung 84: EU-25 Ziele für den Anteil an erneuerbarem Strom gemäß Richtlinie 2001/77/EG

Zum Zielwert für Österreich ist in der Richtlinie eine Fußnote enthalten, die präzisiert, dass Österreich die Erreichbarkeit des 78,1 % Zieles nur bezogen auf einen Stromverbrauchswert von 56,1 TWh als realistisch ansieht. Bei dem zu erwartenden Strombedarfswachstum zwischen 1997 und 2010 käme es sonst wegen des hohen Ausgangswertes 1997 von 70 % zu einer starken Ungleichbehandlung Österreichs im Vergleich zu den anderen Mitgliedstaaten. Die Beibehaltung des 70 % Anteils in Österreich würde einen viel höheren Zuwachs der Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energieträgern erfordern als die Gesamtzieelerreichung für die anderen EU-Mitgliedstaaten.

21.9 Anhang 9: Treibhausgasbilanz Österreich

Die folgende Tabelle zeigt den Anteil der Energieaufbringung (inklusive Raffinerien und Fernwärmeerzeugung) an den gesamten Treibhausgasemissionen in Österreich. Die Entwicklungen von 1990 bis 2003 werden den Zielen bis 2010 der Klimastrategie⁵⁷ gegenüber gestellt, die allerdings in dieser Form für praktisch alle Bereiche bei gleich bleibendem Inlandsanteil nicht einhaltbar scheinen.

Anzumerken ist, dass das Jahr 2003 mit dem Jahrhundertsommer ein ausgesprochenes Trockenjahr war, in dem um rund 15 % weniger Strom aus CO₂-freier Wasserkraft erzeugt wurde und überdurchschnittlich viel aus kalorischen Kraftwerken. Dieses Jahr ist daher ein ungeeignetes Jahr, um die Trendentwicklungen zu beurteilen.

MASSNAHMEN IM INLAND	Treibhausgasemissionen			Klimastrategie-Ziele
	1990	2003	Veränderung 1990-2003	2010 Ziele bezogen auf 1990
Industrie und produzierendes Gewerbe (CO ₂ +N ₂ O+CH ₄ ; inkl. Prozesse, ohne Strombezug)	21,49	23,38	+8,8 %	-4,4 %
Verkehr (CO ₂ +N ₂ O+CH ₄)	12,67	23,03	+81,8 %	+32,3 %
Energieaufbringung (Strom- und Wärmeerzeugung, Raffinerien; CO ₂ +N ₂ O+CH ₄)	13,67	16,11	+17,8 %	-14,1 %
Raumwärme (Hausbrand) und sonstiger Kleinverbrauch ¹⁾ (CO ₂ +N ₂ O+CH ₄)	15,08	15,30	+1,4 %	-28,1 %
Landwirtschaft (N ₂ O+CH ₄)	8,46	7,35	-13,1 %	-21,4 %
Abfallwirtschaft (CO ₂ +N ₂ O+CH ₄)	4,50	3,41	-24,2 %	-40,9 %
„Fluorierte“ Gase (H-FKW, PFKW, SF ₆)	1,76 ²⁾	2,00	+13,7 %	+3,4 %
Sonstige CO ₂ -, CH ₄ - und N ₂ O-Emissionen (v.a. Lösemittelverwendung)	0,89	0,98	+9,5 %	-27,8 %
Summe Inland	78,54³⁾	91,57	+16,6 %	-9,1 %
Kyoto-Ziel				-13,0 %⁴⁾

Quelle: Umweltbundesamt, Kyoto-Fortschrittsbericht, Mai 2005

Tabelle 59: Treibhausgasbilanz Österreich 1990, 2003, Zielwerte 2010

⁵⁷ Ministerratsbeschluss 18. Juni 2002

21.10 Anhang 10: Nationaler CO₂-Zuteilungsplan

In der folgenden Tabelle ist der nationale Zuteilungsplan für Österreich 2005-2007 gemäß § 11 EZG (31. März 2004/22. Dezember 2004) dargestellt, zu Beginn für die Anlagen der Elektrizitätswirtschaft.

Code	Anlage	Zuteilung 2005	Zuteilung 2006	Zuteilung 2007	Zuteilung gesamt
		[t CO ₂]	[t CO ₂]	[t CO ₂]	[t CO ₂]
EEW	Elektrizitätswirtschaft	9.004.499	9.004.499	9.084.422	27.093.420
EEW 1-1	KW Riedersbach	535.029	535.029	535.029	1.605.087
EEW 2-1	KW Timelkam II	269.523	269.523	269.523	808.569
EEW 3-1	KW Timelkam III	4.030	4.030	4.030	12.090
EEW 4-1	EVN KW Dürnrohr Zwentendorf	722.878	722.878	722.878	2.168.634
EEW 5-1	EVN KW Korneuburg	123.680	123.680	123.680	371.040
EEW 6-1	EVN KW Theiß Gedersdorf	470.193	470.193	470.193	1.410.579
EEW 7-1	Verbund KW Dürnrohr Zwentendorf	844.193	844.193	844.193	2.532.579
EEW 8-1	Verbund KW Korneuburg	1.785	1.785	1.785	5.355
EEW 9-1	Verbund FHKW Mellach	817.073	817.073	817.073	2.451.219
EEW 10-1	Verbund KW 2 Pernegg	380	380	380	1.140
EEW 11-1	Verbund KW St. Andrä	155.355	155.355	155.355	466.065
EEW 12-1	Verbund KW Voitsberg	1.199.047	1.199.047	1.199.047	3.597.141
EEW 13-1	Verbund FHKW Werndorf 1 Wildon	1	1	1	3
EEW 14-1	Verbund FHKW Werndorf 2 Wildon	265.157	265.157	265.157	795.471
EEW 15-1	Verbund KW Zeltweg	59.627	59.627	59.627	178.881
EEW 16-1	KW Timelkam IV	0	0	54.243	54.243
EEW 18-1	EVN BHKW Krankenhaus Mistelbach	3.316	3.316	3.316	9.948
EEW 19-1	EVN FHKW Mödling	22.385	22.385	22.385	67.155
EEW 20-1	EVN Cogen Salzer St. Pölten	43.700	43.700	43.700	131.100
EEW 21-1	LS FHKW Mitte Linz Linie 1a	259.262	259.262	259.262	777.786
EEW 22-1	LS FHKW Mitte Linz Linie 1b	0	0	25.680	25.680
EEW 23-1	LS FHKW Süd Linz	263.211	263.211	263.211	789.633
EEW 24-1	Salzburg AG FHKW Mitte Salzburg	218.621	218.621	218.621	655.863
EEW 25-1	Salzburg AG FHKW Nord Salzburg	67.510	67.510	67.510	202.530
EEW 26-1	Salzburg AG FHKW West Salzburg	5.098	5.098	5.098	15.294
EEW 28-1	FHKW WelsStrom Wels	73.529	73.529	73.529	220.587
EEW 29-1	Wienstrom KW Leopoldau Wien	271.920	271.920	271.920	815.760
EEW 30-1	Wienstrom KW Donaustadt Wien	951.362	951.362	951.362	2.854.086
EEW 31-1	Wienstrom KW Simmering Wien	1.356.634	1.356.634	1.356.634	4.069.902
EFE	Fernwärme	604.666	604.666	604.666	1.813.998
EFE 32-1	EVN FHW Baden	17.648	17.648	17.648	52.944
EFE 33-1	EVN FHW Palmers Wr. Neudorf	6.831	6.831	6.831	20.493
EFE 34-1	EVN FHKW Wr. Neustadt	5.547	5.547	5.547	16.641
EFE 35-1	Salzburg AG HW Süd Salzburg	1.750	1.750	1.750	5.250
EFE 36-1	FHKW Dornach Linz AG Linz	423	423	423	1.269
EFE 37-1	FHKW Steirische Gas-Wärme Graz	20.046	20.046	20.046	60.138

21.10 Anhang 10: Nationaler CO₂-Zuteilungsplan

EFE 38-1	KW CMST Thondorf Graz	96.790	96.790	96.790	290.370
EFE 39-1	FHKW Kelag St. Magdalen	25.939	25.939	25.939	77.817
EFE 40-1	FHKW Nord St. Pölten	60.790	60.790	60.790	182.370
EFE 41-1	FHKW Süd StW St. Pölten	16.238	16.238	16.238	48.714
EFE 42-1	FHKW Spittelau Fernwärme Wien	34.349	34.349	34.349	103.047
EFE 43-1	FHKW Süd Inzersdorf	4.485	4.485	4.485	13.455
EFE 44-1	FHKW Kagran Fernwärme Wien	7.146	7.146	7.146	21.438
EFE 45-1	FW Leopoldau Fernwärme Wien	8.110	8.110	8.110	24.330
EFE 46-1	FHKW Arsenal Fernwärme Wien	9.117	9.117	9.117	27.351
EFE 47-1	Stadtwerke Kufstein	13.860	13.860	13.860	41.580
EFE 48-1	FW Voitsberg Bămbach	10.240	10.240	10.240	30.720
EFE 49-1	Salzburg AG LKH Salzburg	6.753	6.753	6.753	20.259
EFE 50-1	Wärmebetrieb FHW Badgastein	13.446	13.446	13.446	40.338
EFE 51-1	Wärmebetriebe FHW Innrain Innsbruck TILAK	15.298	15.298	15.298	45.894
EFE 52-1	Wärmebetriebe Lactoprot Hartberg	1.247	1.247	1.247	3.741
EFE 53-1	Fernheizwerk Grillgasse Wien	6.930	6.930	6.930	20.790
EFE 54-1	Fernheizwerk Scheydgasse Wien	8.766	8.766	8.766	26.298
EFE 55-1	Fernwärme Pinkafeld	12.784	12.784	12.784	38.352
EFE 56-1	Fernwärme Linz/Bindermichl	10.195	10.195	10.195	30.585
EFE 57-1	Stw Heizwerk Süd Klagenfurt	1.141	1.141	1.141	3.423
EFE 58-1	Stadtwärme Linz	1.490	1.490	1.490	4.470
EFE 27-1	FHKW Klagenfurt Stadtwerke Klagenfurt	172.725	172.725	172.725	518.175
EFE 17-1	FW Kirchdorf	14.582	14.582	14.582	43.746
EMV	Mineralölverarbeitung	2.767.325	2.767.325	2.767.325	8.301.975
EMV 59-1	OMV Gasstation Aderklaa II	14.881	14.881	14.881	44.643
EMV 60-1	OMV Gasstation Aderklaa I	31.704	31.704	31.704	95.112
EMV 61-1	Raffinerie Schwechat	2.720.740	2.720.740	2.720.740	8.162.220
IVA	Voestalpine	11.244.987	11.244.987	11.244.987	33.734.961
IVA 62-1	Voestalpine Stahl Linz	5.043.811	5.043.811	5.043.811	15.131.433
IVA 63-1	Voestalpine Kokerei Linz	1.330.079	1.330.079	1.330.079	3.990.237
IVA 64-1	Voestalpine Kraftwerk Linz	2.129.215	2.129.215	2.129.215	6.387.645
IVA 65-1	Sinteranl., Hochöfen, Stahlwerk Donawitz	1.757.051	1.757.051	1.757.051	5.271.153
IVA 66-1	Energiepark Donawitz	984.831	984.831	984.831	2.954.493
IES	Sonstige Eisen- und Stahlindustrie	68.399	68.399	68.399	205.197
IES 67-1	Stahlproduktion Böhler Edelstahl Kapfenberg	27.537	27.537	27.537	82.611
IES 68-1	Verbrennungsanlagen Böhler Edelstahl Kapfenberg	11.591	11.591	11.591	34.773
IES 69-1	Breitenfelder Edelstahl Mitterdorf	8.492	8.492	8.492	25.476
IES 70-1	Stahlwerk Marienhütte GmbH	20.779	20.779	20.779	62.337
IZE	Zementindustrie	2.536.252	2.591.908	2.591.908	7.720.068
IZE 71-1	Schretter & Cie (Zement) Vils	208.101	208.101	208.101	624.303
IZE 72-1	Lafarge Perlmöoser Mannersdorf	609.479	609.479	609.479	1.828.437
IZE 73-1	Lafarge Perlmöoser Retznei	316.474	316.474	316.474	949.422
IZE 74-1	Zementwerk Hofmann Kirchdorf	239.842	239.842	239.842	719.526
IZE 75-1	Wietersdorfer & Peggauer Zement Peggau	191.539	191.539	191.539	574.617
IZE 76-1	Wietersdorfer & Peggauer Zement Wietersdorf	353.341	408.997	408.997	1.171.335
IZE 77-1	Grundner Zement Gmunden	343.437	343.437	343.437	1.030.311
IZE 78-1	Zementwerke Leube Gartenau	274.039	274.039	274.039	822.117

21.10 Anhang 10: Nationaler CO₂-Zuteilungsplan

IPA	Papierindustrie	2.254.311	2.435.367	2.435.367	7.125.045
IPA 79-1	Papierfabrik Wattens	25.715	25.715	25.715	77.145
IPA 80-1	SCA Ortmann	73.719	73.719	73.719	221.157
IPA 81-1	Rondo Ganahl Frastanz	27.782	27.782	27.782	83.346
IPA 82-1	Papierfabrik Hamburger Pitten	194.923	194.923	194.923	584.769
IPA 83-1	Neusiedler Hausmehning	113.205	113.205	113.205	339.615
IPA 84-1	Neusiedler Kematen	44.802	44.802	44.802	134.406
IPA 85-1	Neusiedler Zellstoff Kematen	11.801	11.801	11.801	35.403
IPA 86-1	Frantschach St. Gertraud	60.166	60.166	60.166	180.498
IPA 87-1	Steyrermühl AG Steyrermühl	268.939	268.939	268.939	806.817
IPA 88-1	Sappi Gratkom	402.766	583.822	583.822	1.570.410
IPA 89-1	M-real Hallein	118.275	118.275	118.275	354.825
IPA 90-1	Nettingsdorfer Ansfelden	111.062	111.062	111.062	333.186
IPA 91-1	Norske Skog Bruck an der Mur	225.683	225.683	225.683	677.049
IPA 92-1	Mayr-Melnhof Karton Frohnleiten	148.251	148.251	148.251	444.753
IPA 93-1	Roman Bauernfeind Frohnleiten	44.589	44.589	44.589	133.767
IPA 94-1	Brigl & Bergmeister Niklasdorf	4.836	4.836	4.836	14.508
IPA 95-1	Mayr-Melnhof Karton Hirschwang	28.068	28.068	28.068	84.204
IPA 96-1	Feinpapier Feurstein Traun	19.721	19.721	19.721	59.163
IPA 97-1	Pappenfabrik Timmersdorf	6.949	6.949	6.949	20.847
IPA 98-1	Merckens Schwertberg	4.996	4.996	4.996	14.988
IPA 99-1	Spezialpapierfabrik Rosegg Koglhof	2.320	2.320	2.320	6.960
IPA 100-1	Paul Hartmann GmbH Grimmenstein	4.883	4.883	4.883	14.649
IPA 101-1	SCA Laakirchen	3.065	3.065	3.065	9.195
IPA 102-1	CMOÖ GuD Anlage Laakirchen	253.605	253.605	253.605	760.815
IPA 103-1	Zellstoff Pöls	54.190	54.190	54.190	162.570
IKA	Kalkindustrie	821.579	821.579	821.579	2.464.737
IKA 118-1	Ernstbrunner Kalktechnik Ernstbrunn	37.687	37.687	37.687	113.061
IKA 119-1	Baumit Baustoffe Bad Ischl	44.894	44.894	44.894	134.682
IKA 120-1	VOEST-Alpine Stahl Linz (Kalk) Steyring	340.195	340.195	340.195	1.020.585
IKA 121-1	Wopfinger Baustoffindustrie Waldegg	176.207	176.207	176.207	528.621
IKA 122-1	Wietersdorfer & Peggauer (Kalk) Peggau	64.591	64.591	64.591	193.773
IKA 123-1	Schretter & Cie (Kalk) Vils	39.895	39.895	39.895	119.685
IKA 124-1	Kalkwerk Tagger (Leube) Golling	118.110	118.110	118.110	354.330
IZI	Ziegelindustrie	347.000	347.000	347.000	1.041.000
IZI 131-1	Tondach Gleinstätten	19.613	19.613	19.613	58.839
IZI 132-1	Wienerberger Hengersdorf	24.623	24.623	24.623	73.869
IZI 133-1	Wienerberger Krengelbach Haiding	28.486	28.486	28.486	85.458
IZI 134-1	Wienerberger Knittelfeld (Apfelberg)	8.517	8.517	8.517	25.551
IZI 135-1	Tondach Unterpremstätten	7.723	7.723	7.723	23.169
IZI 136-1	Wienerberger Fürstenfeld	6.848	6.848	6.848	20.544
IZI 137-1	Herbert Pexider GmbH Teufenbach	12.121	12.121	12.121	36.363
IZI 138-1	Wienerberger Göllersdorf	16.283	16.283	16.283	48.849
IZI 139-1	Tondach Pinkafeld	13.540	13.540	13.540	40.620
IZI 140-1	Wienerberger Helpfau Uttendorf	8.230	8.230	8.230	24.690
IZI 141-1	Wienerberger Rotenturm	4.147	4.147	4.147	12.441
IZI 142-1	Wienerberger Laa Thaya	13.157	13.157	13.157	39.471
IZI 143-1	Ziegelwerk Eder Peuerbach Bruck	29.680	29.680	29.680	89.040
IZI 144-1	Ziegelwerk Eder Weibern	19.787	19.787	19.787	59.361
IZI 145-1	Ziegelwerk Pichler Wels	20.930	20.930	20.930	62.790
IZI 146-1	Eichhorn Blindenmarkt	8.335	8.335	8.335	25.005

21.10 Anhang 10: Nationaler CO₂-Zuteilungsplan

ZI 147-1	Hilti Mettaufer Götzis	3.268	3.268	3.268	9.804
ZI 148-1	Salzburger Ziegelwerk Oberndorf	13.139	13.139	13.139	39.417
ZI 149-1	Leitf Spannton Eferding	16.849	16.849	16.849	50.547
ZI 150-1	Ziegelwerk Martin Pichler Aschach	6.556	6.556	6.556	19.668
ZI 151-1	Ziegelwerk Brenner Wirth St. Andrä	9.921	9.921	9.921	29.763
ZI 152-1	Ziegelwerk Lizzi Erlach	1.933	1.933	1.933	5.799
ZI 153-1	Ziegelwerk Obermair Neuhofen	2.332	2.332	2.332	6.996
ZI 154-1	Ziegelwerk Nicoloso Pottenbrunn	2.377	2.377	2.377	7.131
ZI 155-1	Ziegelwerk Danreiter Ried Innkreis	7.397	7.397	7.397	22.191
ZI 156-1	Ziegelwerk Frixeder Senftenbach	14.787	14.787	14.787	44.361
ZI 157-1	Comelli Ziegel Kirchbach Maxendorf	14.949	14.949	14.949	44.847
ZI 158-1	Ziegelwerk Eberschwang	4.064	4.064	4.064	12.192
ZI 159-1	Ziegelwerk Rhomberg - Dornbirn	4.011	4.011	4.011	12.033
ZI 160-1	Ziegelwerk Weindl Steyr	3.397	3.397	3.397	10.191
IGL	Glasindustrie	215.476	328.852	328.852	873.180
IGL 172-1	Vetropack Kremsmünster	59.562	59.562	59.562	178.686
IGL 173-1	Vetropack Pöchlarn	51.651	51.651	51.651	154.953
IGL 174-1	Technoglas Voitsberg	8.697	8.697	8.697	26.091
IGL 175-1	Inn Crystal Glass Braunau	3.714	3.714	3.714	11.142
IGL 176-1	Stölzle-Oberglas Köflach	34.073	34.073	34.073	102.219
IGL 177-1	Stölzle-Oberglas Bärnbach	19.158	19.158	19.158	57.474
IGL 179-1	Swarovski Wattens	28.730	28.730	28.730	86.190
IGL 180-1	Euroglas Nickelsdorf	0	113.376	113.376	226.752
IGL 181-1	Saint-Gobain Isover Austria	9.891	9.891	9.891	29.673
IFE	Feuerfesterzeugnisse	581.347	581.347	581.347	1.744.041
IFE 125-1	Veitsch-Radex Radenthein	90.138	90.138	90.138	270.414
IFE 126-1	Veitsch-Radex Hochfilzen	152.048	152.048	152.048	456.144
IFE 127-1	Veitsch-Radex Trieben	22.655	22.655	22.655	67.965
IFE 128-1	Veitsch-Radex Veitsch	17.590	17.590	17.590	52.770
IFE 129-1	Rath GmbH Krummnußbaum	11.121	11.121	11.121	33.363
IFE 130-1	Veitsch-Radex Breitenau	287.795	287.795	287.795	863.385
ICH	Chemische Industrie	981.700	981.700	981.700	2.945.100
ICH 104-1	Semperit Technische Produkte Wimpassing	18.066	18.066	18.066	54.198
ICH 105-1	Glanzstoff St. Pölten	60.878	60.878	60.878	182.634
ICH 106-1	Sandoz Werk Kundl	77.562	77.562	77.562	232.686
ICH 107-1	Jungbunzlauer Wulzeshofen	201.121	201.121	201.121	603.363
ICH 108-1	Dynea Krems	1.526	1.526	1.526	4.578
ICH 109-1	Borealis Schwechat	19.096	19.096	19.096	57.288
ICH 110-1	Solvay Ebensee	85.540	85.540	85.540	256.620
ICH 111-1	Semperit Reifen Traiskirchen	47.558	47.558	47.558	142.674
ICH 112-1	DSM Fine Chemicals Austria Linz	32.491	32.491	32.491	97.473
ICH 113-1	Isomax Dekorative Laminate Wiener Neudorf	24.003	24.003	24.003	72.009
ICH 114-1	AMI Agrolinz Melamine International Linz	87.252	87.252	87.252	261.756
ICH 115-1	EVN Baxter Krems	3.125	3.125	3.125	9.375
ICH 116-1	Energie- und Medienzentrale Heiligenkreuz	76.615	76.615	76.615	229.845
ICH 117-1	Lenzing AG Faser+Energie 1, Zellstoff, Papier	246.867	246.867	246.867	740.601

21.10 Anhang 10: Nationaler CO₂-Zuteilungsplan

ILE	Lebensmittelindustrie	373.325	373.325	373.325	1.119.975
ILE 161-1	Agrana Tulln	77.919	77.919	77.919	233.757
ILE 162-1	Agrana Hohenau	58.866	58.866	58.866	176.598
ILE 163-1	Agrana Leopoldsdorf	63.684	63.684	63.684	191.052
ILE 164-1	ÖÖ Tierkörperverwertung Regau	13.942	13.942	13.942	41.826
ILE 165-1	Agrana Aschach	80.719	80.719	80.719	242.157
ILE 166-1	Agrana Gmünd	32.566	32.566	32.566	97.698
ILE 167-1	Rauch Nüziders	8.148	8.148	8.148	24.444
ILE 168-1	EVN COGEN Agrana Tulln	24.849	24.849	24.849	74.547
ILE 170-1	Brau Union Göss Leoben	5.788	5.788	5.788	17.364
ILE 171-1	Brau Union Puntigam Graz	6.844	6.844	6.844	20.532
IHO	Holzindustrie	243.628	243.628	243.628	730.884
IHO 182-1	Funder Werk 1 St. Veit Glan	41.594	41.594	41.594	124.782
IHO 183-1	Funder Werk 4 St. Veit Glan	13.600	13.600	13.600	40.800
IHO 184-1	Fritz Egger St. Johann Tirol	22.880	22.880	22.880	68.640
IHO 185-1	Fritz Egger Wörgl	19.796	19.796	19.796	59.388
IHO 186-1	Fritz Egger Unterradlberg	31.352	31.352	31.352	94.056
IHO 187-1	Novopan-Holzind Nachf. (Egger) Leoben	11.209	11.209	11.209	33.627
IHO 188-1	Umdasch Amstetten	6.294	6.294	6.294	18.882
IHO 189-1	Funder Neudörfel	27.059	27.059	27.059	81.177
IHO 190-1	Wiesner-Hager Altheim	1.644	1.644	1.644	4.932
IHO 191-1	MDF (Binder) Hallein	6.641	6.641	6.641	19.923
IHO 192-1	Kaindl Holzindustrie Wals	61.559	61.559	61.559	184.677
IMS	Maschinen- und Stahlbau-, Fahrzeugindustrie	97.421	97.421	97.421	292.263
IMS 193-1	AMAG Service Ranshofen	9.628	9.628	9.628	28.884
IMS 194-1	VA Bergtechnik (Sandvik) Zeltweg	2.218	2.218	2.218	6.654
IMS 196-1	BMW Motoren Steyr	22.039	22.039	22.039	66.117
IMS 197-1	Magna Steyr Werk 1 Graz	13.446	13.446	13.446	40.338
IMS 198-1	Magna Steyr Werk 2 Graz	17.054	17.054	17.054	51.162
IMS 199-1	Teich AG Weinburg	8.495	8.495	8.495	25.485
IMS 200-1	Energie-Contracting Steyr	24.541	24.541	24.541	73.623
ISA	Sonstige Anlagen	235.670	235.670	235.670	707.010
ISA 201-1	Lias Fehring	10.293	10.293	10.293	30.879
ISA 202-1	Wopfinger Zement Waldegg	218.927	218.927	218.927	656.781
ISA 206-1	ÖBB TS Werk Floridsdorf Wien	6.450	6.450	6.450	19.350
ITE	Textilindustrie	37.287	37.287	37.287	111.861
ITE 203-1	F.M. Hammerle Dornbirn	12.899	12.899	12.899	38.697
ITE 204-1	Getzner Textil Bludenz	12.216	12.216	12.216	36.648
ITE 205-1	Kunert Rankweil	12.172	12.172	12.172	36.516
	SUMME	32.414.872	32.764.960	32.844.883	98.024.715

[Quelle: Bundesministerium für Land- und Forstwirtschaft, Umwelt- und Wasserwirtschaft, www.lebensministerium.at, 25.05.2005]

Tabelle 60: Nationaler CO₂-Zuteilungsplan für Österreich 2005-2007 gemäß § 11 EZG