

**STRATEGIEN ZUR WEITEREN FORCIERUNG  
ERNEUERBARER ENERGIETRÄGER IN ÖSTERREICH  
UNTER BESONDERER BERÜCKSICHTIGUNG DES EU-  
WEISSBUCHES FÜR ERNEUERBARE ENERGIEN UND  
DER CAMPAIGN FOR TAKE-OFF**

**Arbeitstitel  
ERNEUERBARE STRATEGIEN**

im Auftrag von BMWA und BMLFUW

**Endbericht**

**Von**  
Dr. Reinhard Haas, Dipl.Ing. Martin Berger, Dipl.Ing. Lukas Kranzl

**Juli 2001**

# INHALTSVERZEICHNIS

<b>KURZFASSUNG .....</b>	<b>7</b>
<b>0. ZUSAMMENFASSUNG.....</b>	<b>8</b>
0.1. EINLEITUNG.....	8
0.1.1. <i>Zentrale Fragestellung dieser Studie</i> .....	8
0.1.2. <i>Abgrenzung und Randbedingungen dieses Projekts</i> .....	9
0.2. METHODISCHE VORGANGSWEISE .....	9
0.3. POTENTIALE UND KOSTEN .....	10
0.4. HEMMNISSE .....	12
0.5. SZENARIEN FÜR NEET IN ÖSTERREICH BIS 2010.....	13
0.6. MAßNAHMENPAKETE ZUR UMSETZUNG.....	18
0.7. SCHLUßFOLGERUNGEN.....	20
<b>1. EINLEITUNG .....</b>	<b>22</b>
1.1. ZENTRALE FRAGESTELLUNG DIESER STUDIE .....	23
1.2. ABGRENZUNG UND RANDBEDINGUNGEN DIESES PROJEKTS .....	23
1.3. WICHTIGE BISHERIGE ARBEITEN ZUM THEMA .....	24
1.4. AUFBAU DER ARBEIT .....	24
<b>2. METHODISCHE VORGANGSWEISE .....</b>	<b>26</b>
<b>3. HISTORISCHE ENTWICKLUNG DES ENERGIEVERBRAUCHES IN ÖSTERREICH NACH SEKTOREN UND ANWENDUNGEN .....</b>	<b>31</b>
3.1. PRIMÄRENERGIEVERBRAUCH.....	31
3.2. GESAMTER ENDENERGIEVERBRAUCH NACH ENERGIETRÄGERN .....	31
3.3. GESAMTER ENDENERGIEVERBRAUCH NACH SEKTOREN .....	32
3.3.1. <i>Industrie</i> .....	33
3.3.2. <i>Haushalte</i> .....	34
3.3.3. <i>Verkehr</i> .....	36
3.3.4. <i>Service</i> .....	37
3.4. AUFBRINGUNG UND VERBRAUCH VON STROM .....	37
<b>4. DOKUMENTATION DER HISTORISCHEN ENTWICKLUNG UND DES IST-ZUSTANDES DER NUTZUNG ERNEUERBARER ENERGIEN IN ÖSTERREICH .....</b>	<b>39</b>
4.1. REINE STROMPRODUKTION.....	40
4.1.1. <i>Photovoltaik</i> .....	40
4.1.2. <i>Windenergie</i> .....	41
4.1.3. <i>Kleinwasserkraft</i> .....	42
4.2. REINE WÄRMEPRODUKTION .....	43
4.2.1. <i>Feste Biomasse</i> .....	43
4.2.2. <i>Solarthermie</i> .....	48
4.2.3. <i>Wärmepumpen</i> .....	50
4.3. KRAFT-WÄRME-KOPPLUNGSANLAGEN .....	52
4.3.1. <i>Feste Biomasse</i> .....	52
4.3.2. <i>Gasförmige Biomasse</i> .....	53
4.3.2.1. <i>Biogas</i> .....	54
4.3.2.2. <i>Deponiegas</i> .....	55
4.3.2.3. <i>Klärgas</i> .....	57
4.3.3. <i>Geothermie</i> .....	58
4.4. FLÜSSIGE BIOMASSE.....	60
<b>5. POTENTIALE ERNEUERBARER ENERGIEN .....</b>	<b>62</b>

5.1. PHOTOVOLTAIK .....	62
5.2. WIND .....	64
5.3. KLEINWASSERKRAFT .....	66
5.4. FESTE UND FLÜSSIGE BIOMASSE .....	67
5.5. SOLARTHERMIE.....	77
5.6. WÄRMEPUMPEN.....	78
5.7. BIOGAS .....	78
5.8. DEPONIEGAS .....	80
5.9. KLÄRGAS .....	82
5.10. GEOTHERMIE .....	83
5.11. ZUSAMMENFASSUNG DER POTENTIALE.....	84
<b>6. HISTORISCHE KOSTEN- UND EFFIZIENZENTWICKLUNG DER TECHNOLOGIEN UND PROGNOSE BIS 2010.....</b>	<b>88</b>
6.1. REINE STROMPRODUKTION.....	89
6.1.1. <i>Photovoltaik</i> .....	89
6.1.2. <i>Wind</i> .....	91
6.1.3. <i>Kleinwasserkraft</i> .....	95
6.2. REINE WÄRMEPRODUKTION .....	97
6.2.1. <i>Feste Biomasse</i> .....	97
6.2.1.1. Biomassebrennstoffe.....	97
6.2.1.2. Kleinanlagen.....	100
6.2.1.3. Nahwärmanlagen .....	102
6.2.1.4. Technischer Fortschritt bei Biomassefeuerungen .....	102
6.2.2. <i>Solarthermie</i> .....	104
6.2.3. <i>Wärmepumpen</i> .....	107
6.3. KRAFT-WÄRME-KOPPLUNGSANLAGEN .....	107
6.3.1. <i>Feste Biomasse</i> .....	107
6.3.2. <i>Gasförmige Biomasse</i> .....	109
6.3.2.1. Biogas.....	109
6.3.2.2. Deponiegas .....	109
6.3.2.3. Klärgas.....	110
6.3.2.4. Zusammenfassung KWK-Anlagen mit gasförmiger Biomasse .....	110
6.3.3. <i>Geothermie</i> .....	111
6.4. FLÜSSIGE BIOMASSE.....	112
6.5. ZUSAMMENFASSUNG DER KOSTEN .....	113
<b>7. DERZEITIGE HEMMNISSE FÜR EINE STÄRKERE VERBREITUNG VON NEET .....</b>	<b>117</b>
7.1. ALLGEMEINE ÜBERSICHT .....	117
7.2. REINE STROMPRODUKTION.....	119
7.2.1. <i>Photovoltaik</i> .....	119
7.2.2. <i>Windenergie</i> .....	120
7.2.3. <i>Kleinwasserkraft</i> .....	121
7.3. REINE WÄRMEPRODUKTION .....	122
7.3.1. <i>Feste Biomasse</i> .....	122
7.3.1.1. Biomasse-Kleinanlagen .....	122
7.3.1.2. Nahwärme.....	123
7.3.2. <i>Solarthermie</i> .....	123
7.3.3. <i>Wärmepumpen</i> .....	124
7.4. KRAFT-WÄRME-KOPPLUNGSANLAGEN .....	125
7.4.1. <i>Feste Biomasse</i> .....	125
7.4.2. <i>Gasförmige Biomasse</i> .....	125
7.4.2.1. Biogas.....	125
7.4.2.2. Deponie- / Klärgas.....	127
7.4.3. <i>Geothermie</i> .....	127

7.5. FLÜSSIGE BIOMASSE .....	128
7.6. ZUSAMMENFASSUNG DER HEMMNISSE .....	129
<b>8. DOKUMENTATION UND EVALUIERUNG MÖGLICHER INSTRUMENTE ZUR FÖRDERUNG ERNEUERBARER ENERGIETRÄGER.....</b>	<b>131</b>
8.1. INSTRUMENTE BASIEREND AUF FREIWILLIGKEIT.....	131
8.1.1. <i>Förderung der Investition</i> .....	131
8.1.1.1. Beteiligungsmodelle .....	131
8.1.1.2. Fondsmodelle / Spendenprojekte.....	132
8.1.2. <i>Förderung der erzeugten Strommenge</i> .....	134
8.1.2.1. Grüne Tarife .....	134
8.1.2.2. Grünstrombörse .....	136
8.2. REGULATIVE PREISGESTEUERTE INSTRUMENTE.....	138
8.2.1. <i>Förderung der Investition</i> .....	138
8.2.1.1. Zuschußprogramme .....	138
8.2.1.2. Steueranreize .....	140
8.2.2. <i>Förderung der erzeugten Strommenge</i> .....	140
8.2.2.1. Kostendeckende Vergütung.....	141
8.2.2.2. Einspeisetarife .....	141
8.3. REGULATIVE KAPAZITÄTSGESTEUERTE INSTRUMENTE.....	143
8.3.1. <i>Ausschreibungsverfahren</i> .....	143
8.3.2. <i>Nicht-handelbare Quoten</i> .....	146
8.3.3. <i>Handelbare Zertifikate</i> .....	146
8.3.3.1. Strom .....	146
8.3.3.2. Wärme .....	147
8.4. INDIREKTE INSTRUMENTE.....	148
8.5. EVALUIERUNG UND ÜBERBLICK .....	149
<b>9. SZENARIEN FÜR ERNEUERBARE ENERGIETRÄGER IN ÖSTERREICH BIS 2010 .....</b>	<b>151</b>
9.1. STROM .....	155
9.2. WÄRME.....	156
9.3. VERKEHR .....	159
9.4. BEURTEILUNG.....	161
<b>10. MAßNAHMENPAKETE ZUR UMSETZUNG.....</b>	<b>162</b>
10.1. REINE STROMPRODUKTION .....	163
10.1.1. <i>Photovoltaik</i> .....	163
10.1.2. <i>Wind</i> .....	164
10.1.3. <i>Kleinwasserkraft</i> .....	165
10.2. REINE WÄRMEPRODUKTION .....	166
10.2.1. <i>Feste Biomasse</i> .....	166
10.2.1.1. Einzelanlagen – Haushalte .....	167
10.2.1.2. Einzelanlagen - Mehrfamilienhäuser .....	168
10.2.1.3. Einzelanlagen - Öffentliche Gebäude.....	168
10.2.1.4. Nahwärmanlagen .....	169
10.2.2. <i>Solarthermie</i> .....	170
10.2.3. <i>Wärmepumpen</i> .....	171
10.3. KRAFT-WÄRME-KOPPLUNGSANLAGEN .....	171
10.3.1. <i>Feste Biomasse</i> .....	171
10.3.2. <i>Gasförmige Biomasse</i> .....	172
10.3.2.1. Biogas.....	172
10.3.2.2. Deponie- / Klärgas.....	173
10.3.3. <i>Geothermie</i> .....	174
10.4. FLÜSSIGE BIOMASSE .....	175
10.5. ZUSAMMENFASSUNG DER MAßNAHMEN .....	176

---

<b>11. ABSCHÄTZUNG DER BESCHÄFTIGUNGSEFFEKTE .....</b>	<b>180</b>
<b>12. SCHLUßFOLGERUNGEN.....</b>	<b>184</b>
<b>13. LITERATUR.....</b>	<b>185</b>
<b>14. ANHANG .....</b>	<b>194</b>
ANHANG A. ENERGIETRÄGERKLASSIFIKATION DER STATISTIK AUSTRIA .....	194
ANHANG B. DETAILS ZUR HISTORISCHEN ENTWICKLUNG .....	195
<i>Anhang B.1. Photovoltaik.....</i>	<i>195</i>
<i>Anhang B.2. Wind .....</i>	<i>197</i>
<i>Anhang B.3. Kleinwasserkraft.....</i>	<i>198</i>
<i>Anhang B.4. Feste Biomasse .....</i>	<i>199</i>
<i>Anhang B.5. Solarthermie .....</i>	<i>202</i>
<i>Anhang B.6. Wärmepumpen.....</i>	<i>204</i>
<i>Anhang B.7. Biogas.....</i>	<i>206</i>
<i>Anhang B.8. Deponiegas.....</i>	<i>207</i>
<i>Anhang B.9. Klärgas .....</i>	<i>209</i>
<i>Anhang B.10. Geothermie .....</i>	<i>211</i>
<i>Anhang B.11. Flüssige Biomasse .....</i>	<i>212</i>
ANHANG C. DETAILS ZU DEN POTENTIALEN ERNEUERBARER ENERGIEEN .....	213
ANHANG D. DETAILS ZU DEN SZENARIEN .....	215
ANHANG E. NETTO-EINSPEISETARIFE IN DEN VERSCHIEDENEN BUNDESLÄNDERN .....	216
ANHANG F. ABKÜRZUNGEN .....	217
ANHANG G. EINHEITEN, UMRECHNUNGSFAKTOREN, UMRECHNUNGSTABELLE .....	219

## Danksagung

Für die Unterstützung und die Kooperation bei der Erarbeitung dieser Studie möchten wir uns bei folgenden Personen persönlich bedanken:

Dr. Susanna Binder  
Dr. Wolfgang Bittermann  
DI Anton Jonas  
a.o. Univ. Prof. DI Dr. Gerhard Faninger  
DI Erwin Greiler  
DI Günter Griesmayr  
DI Dr. Helmut Haberl  
Mag. Stefan Hantsch  
a.o. Univ. Prof. DI Dr. Bernhard Pelikan  
DI Heinrich Prankl  
DI Werner Körbitz  
Dr. Kurt Kratena  
DI Dr. Christian Rakos  
DI Josef Rathbauer  
o. Univ. Prof. Dr. Stefan Schleicher  
Ing. Werner Weiss  
Hofrat DI Manfred Wörgetter

## Kurzfassung

Die zentrale Fragestellung dieses Projektes lautet:

"In welchem Ausmaß und wie kann bis zum Jahr 2010 eine ambitionierte Markteinführung erneuerbarer Energieträger (NEET) in Österreich realisiert werden?"

Dazu werden die folgenden Technologien zur Nutzung von NEET geordnet nach Anwendungskategorien untersucht:

- Reine Stromproduktion: Photovoltaikanlagen, Windkraftanlagen, Kleinwasserkraftwerke
- Reine Wärmeproduktion: Biomasse-Einzelanlagen, Biomasse-Nahwärmeanlagen, solarthermische Kollektoren, Wärmepumpen
- Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (KWK-Anlagen): auf der Basis von fester und gasförmiger Biomasse (Biogas, Deponiegas, Klärgas) sowie von Geothermie
- Mobilität: Flüssige Biomasse

Für diese Technologien zur Nutzung NEET werden basierend auf der Erhebung ihrer technischen Potentiale und der entsprechenden Kosten drei verschiedene Szenarien erstellt:

- ein *Business-as-usual (BAU)* - Szenario mit aktueller Forcierungsstrategie *EIWOG 2000* (abgestimmt mit Parallelprojekt des WIFO „Energieprognose und -szenarien Österreich bis 2020“)
- ein *moderates Forcierungsszenario* für NEET bis 2010;
- ein *ambitioniertes Forcierungsszenario* für NEET bis 2010.

Zur Realisierung des ambitionierten Szenarios werden für die einzelnen Technologien die Hemmnisse sowie die internationalen Erfahrungen mit unterschiedlichen Maßnahmen zur Überwindung dieser analysiert und darauf aufbauend technologiespezifisch detaillierte Maßnahmenpakete erarbeitet.

Nicht berücksichtigt werden in diesem Projekt: Effizienzsteigerungen bei der Bereitstellung von Energiedienstleistungen (z.B. Wärmedämmung); (Neue) Speichermedien (z. B. Wasserstoff) und Speichersysteme; Neue und zukünftig mögliche Umwandlungstechnologien (z.B. Brennstoffzellen) sowie Energieeinsparungen durch solar-passive Bauweise.

Die wichtigsten Ergebnisse und Schlußfolgerungen dieses Forschungsprojekts sind:

- Eine ambitionierte Steigerung des Beitrags NEET zur Energieversorgung Österreichs ist möglich. Entsprechend den durchgeführten Analysen lassen sich im Bereich der Stromerzeugung bis 2010 ca. 7 TWh<sub>el</sub> (=ca. 24 PJ) zusätzlich zur derzeitigen Produktion aus NEET produzieren, im Bereich der Wärmeversorgung ca. 72 PJ und im Bereich der Treibstoffe ca. 3 PJ zusätzlich. Die notwendigen Maßnahmenbündel wurden in diesem Forschungsprojekt erarbeitet. Die Realisierung dieser Potentiale ist allerdings mit Anstrengungen verbunden und wird mit grundsätzlichen Änderungen (z.B. verstärkte dezentrale Umwandlung) im gesamten Energiesystem einhergehen;
- Um den prozentuellen Anteil NEET substanziell zu erhöhen, ist die gleichzeitige Steigerung der Effizienz der Bereitstellung von Energiedienstleistungen eine zentrale Voraussetzung;
- Ein wesentliches zukünftiges Hemmnis für die forcierte Nutzung NEET werden neben den rein monetären Kosten unserer Meinung nach die zunehmenden Transaktionskosten infolge von Akzeptanzproblemen und Genehmigungsverfahren darstellen;
- Zu den notwendigen finanziellen Förderungen um das ambitionierte Szenario zu realisieren ist festzustellen: Kostenwahrheit bzw. Einbeziehung externer (volkswirtschaftlich und umweltrelevanter) Kosten kann zu einem generell höheren Energiepreisniveau und damit zu geringeren erforderlichen finanziellen Zuschüssen für NEET führen.

## 0. Zusammenfassung

### 0.1. Einleitung

An der Schwelle zum 3. Jahrtausend hat Energie als treibende Kraft für die Entwicklung der Menschheit eine zentrale Bedeutung erreicht. Drei wesentliche Entwicklungen involvieren die Politik weltweit stärker als je zuvor in diese Frage:

- Die internationalen Verpflichtungen zur Reduktion der Treibhausgasemissionen;
- die Reorganisation der Energiemärkte;
- die kontinuierliche Abnahme an konzentriert vorhandener Energie in Form von fossilen Brennstoffen und der Kampf um deren Verteilung.

Unter diesen Randbedingungen haben *erneuerbare Energieträger* (EET) in der internationalen Diskussion um die zukünftige Sicherung der Energieversorgung in den letzten Jahren beträchtlich an Stellenwert gewonnen. Auf EU-Ebene zeigt sich dies durch folgende Aktivitäten:

- Im Jahr 1997 wurde das Weißbuch der Europäischen Union zu "Energie für die Zukunft: Erneuerbare Energieträger" veröffentlicht. Darin wird gefordert, bis zum Jahr 2010 den Anteil EET von damals durchschnittlich 6% auf 12% zu erhöhen;
- Die "Campaign for Take-off" (Teil des vorher erwähnten Weißbuchs) stellt ein wichtiges Maßnahmenbündel dar, das den Aktionsplan für erneuerbare Energieträger in Gang bringen soll;
- Der Vorschlag für eine "Richtlinie zur Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen im Elektrizitätsbinnenmarkt" hat das ambitionierte Ziel, den Anteil von Strom aus EET von 14% im Jahr 1997 auf 22,1 % im Jahr 2010 zu erhöhen.

#### 0.1.1. Zentrale Fragestellung dieser Studie

In dieser Studie werden Strategien zur weiteren Forcierung der erneuerbaren Energieträger in Österreich erarbeitet. Die zentrale Fragestellung dieses Projektes lautet:

*"In welchem Ausmaß und unter welchen Randbedingungen kann bis zum Jahr 2010 eine forcierte Markteinführung Neuer Erneuerbarer Energieträger<sup>1</sup> (NEET) in Österreich realisiert werden?"*

Dazu werden die folgenden Technologien zur Nutzung NEET geordnet nach Anwendungskategorien untersucht:

- Reine Stromproduktion: Photovoltaikanlagen, Windkraftanlagen, Kleinwasserkraftwerke (KIWK)
- Reine Wärmeproduktion: Biomasse-Einzelanlagen, Biomasse-Nahwärmeanlagen, solarthermische Kollektoren, Wärmepumpen
- Kraft-Wärme-Kopplungs-(KWK-)Anlagen: auf der Basis von fester und gasförmiger Biomasse (Biogas, Deponiegas, Klärgas) sowie von Geothermie
- Mobilität: Flüssige Biomasse (Biodiesel, Ethanol, Pflanzenöl)

---

<sup>1</sup> erneuerbare Energieträger ohne Wasserkraft > 10MW;

Für diese Technologien werden – basierend auf der Erhebung ihrer technischen Potentiale und der entsprechenden Kosten – drei verschiedene Szenarien erstellt:

- ein *Business-as-usual (BAU) - Szenario mit aktueller Forcierungsstrategie ElWOG 2000* (abgestimmt mit Parallelprojekt des WIFO „Energieprognose und -szenarien Österreich bis 2020“, vgl. [Kratena, Schleicher 2001])
- ein *moderates Forcierungsszenario* für NEET bis 2010;
- ein *ambitioniertes Forcierungsszenario* für NEET bis 2010.

Zur Realisierung der Forcierungsszenarios werden für die einzelnen Technologien die Hemmnisse in bezug auf eine stärkere Marktdurchdringung analysiert und weiters die internationalen Erfahrungen mit unterschiedlichen Maßnahmen und Strategien zur Überwindung dieser Hemmnisse untersucht. Darauf aufbauend werden – aufgeschlüsselt nach den drei Anwendungsbereichen *Wärme, stromspezifische Anwendungen* und *Mobilität* – technologiespezifisch detaillierte Maßnahmenpakete für die Forcierungsszenarien erarbeitet.

### 0.1.2. Abgrenzung und Randbedingungen dieses Projekts

Die Dokumentation der historischen Entwicklung sowie die Potential- und Kostenerhebung basiert in Übereinkunft mit den Auftraggebern rein auf existierenden Arbeiten. Spezifische eigene Erhebungen werden nicht durchgeführt.

Weiters sind sowohl die Zahlen für den Istzustand der Energieversorgung Österreichs (speziell jene, die die Nutzung erneuerbarer Energieträger betreffen) sowie das *BAU-Szenario mit aktueller Forcierungsstrategie ElWOG 2000* mit den entsprechenden Werten des parallel vom WIFO bearbeiteten Projekts „Energieprognose und -szenarien Österreich bis 2020“ (vgl. [Kratena, Schleicher 2001]) abgestimmt.

**Nicht berücksichtigt** werden in diesem Projekt folgende Möglichkeiten, alternativ oder parallel zu erneuerbaren Energieträgern die zukünftigen Energienutzungsstrukturen zu beeinflussen:

- Effizienzsteigerungen bei der Bereitstellung von Energiedienstleistungen (z.B. Wärmedämmung);
- (Neue) Speichermedien (z. B. Wasserstoff) und Speichersysteme;
- Neue und zukünftig mögliche Umwandlungstechnologien, z.B. Brennstoffzellen;
- Energieeinsparungen durch solar passive Bauweise;

## 0.2. Methodische Vorgangsweise

Die verwendete Methodik basiert auf Zeitreihenanalysen der Entwicklung des Energieverbrauchs nach Energieträgern für den Zeitabschnitt 1980-1998 bzw. falls verfügbar 1999 oder 2000, aufgeschlüsselt nach vier Sektoren (Haushalt, Service, Industrie und Verkehr) und den folgenden drei Anwendungen:

- Wärme (Heizen und Warmwasser, Prozeßwärme),
- stromspezifische Anwendungen,
- Mobilität.

Abbildung 0-1 und Tabelle 0-1 zeigen die daraus resultierenden mit "X" markierten Schwerpunktsegmente der Untersuchung.

	Heizen und Warmwasser	Mobilität	Prozeßwärme	stromspezifische Anwendungen
Haushalte	<del>_____</del>	_____	_____	<del>_____</del>
Service	<del>_____</del>	_____	_____	
Industrie	<del>_____</del>	_____	<del>_____</del>	
Verkehr	_____	<del>_____</del>	_____	

**Abbildung 0-1** Untersuchte Segmente

Für Strom wird ein allgemeiner versorgungsseitiger Ansatz verwendet, bei dem die Erzeugung aus NEET nicht einzelnen Sektoren zugeordnet wird. Es wird also angenommen, dass auch dezentral erzeugter Strom, z.B. in Photovoltaikanlagen, in das Netz eingespeist und nicht direkt dezentral verwendet wird.

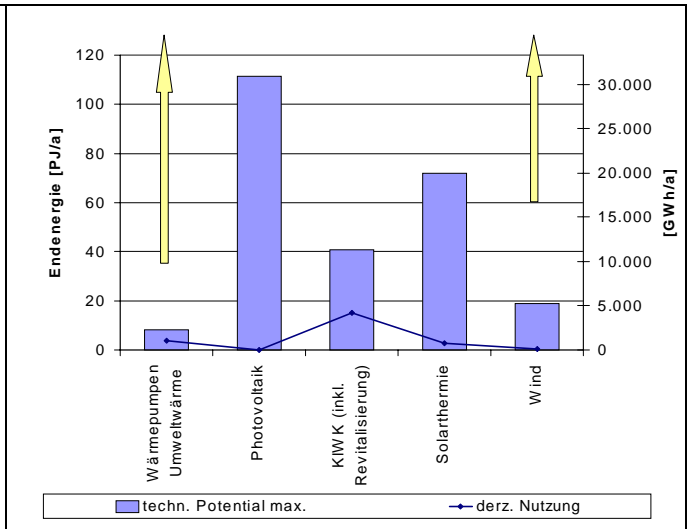
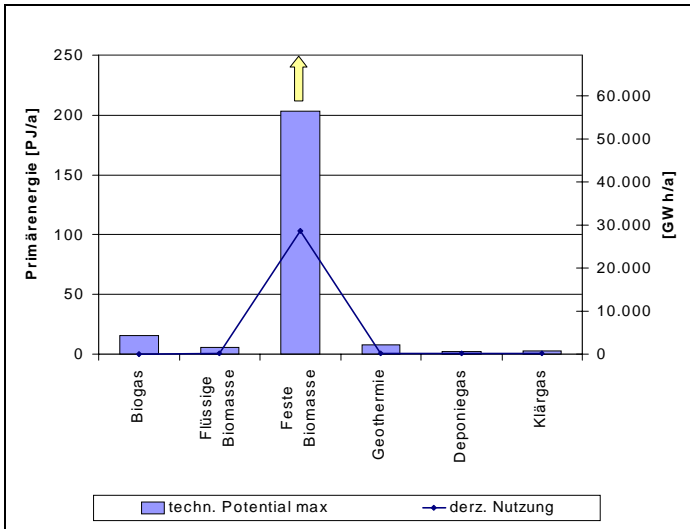
**Tabelle 0-1:** Übersicht über die untersuchten Technologien

	Strom	Wärme	Mobilität
Photovoltaik	X		
Wind	X		
Kleinwasserkraft	X		
Feste Biomasse	X	X	
Gasförmige Biomasse (Biogas, Deponiegas, Klärgas)	X	X	
Flüssige Biomasse			X
Geothermie	X	X	
Solarthermie		X	
Wärmepumpe		X	

**0.3. Potentiale und Kosten**

Um die beschriebenen Szenarien erstellen zu können, sind natürlich zuerst die vorhandenen Potentiale der einzelnen Technologien zu analysieren, und die entsprechenden Kosten zu ermitteln. Von verschiedenen in der Literatur definierten Potentialbegriffen ist für diese Studie vor allem das technische Potential von Interesse. Dieses ist für einige Technologien sinnvollerweise als Primärenergiepotential (z.B. Biogas, feste und flüssige Biomasse, ...) zu ermitteln, für andere Technologien, z.B. Wind, PV, Solarthermie, als Endenergiepotential. Des weiteren ist, speziell bei dezentral eingesetzten Technologien (z.B. Biomasse, solar-thermische Kollektoren zur Raumheizung oder dezentrale PV-Anlagen) neben dem Angebotspotential auch das nachfrageseitig unterzubringende Potential abzuschätzen. Letztendlich wird dann in dieser Arbeit jenes technische Potential, durch das die stärkere Restriktion gegeben ist, als relevant angesehen.

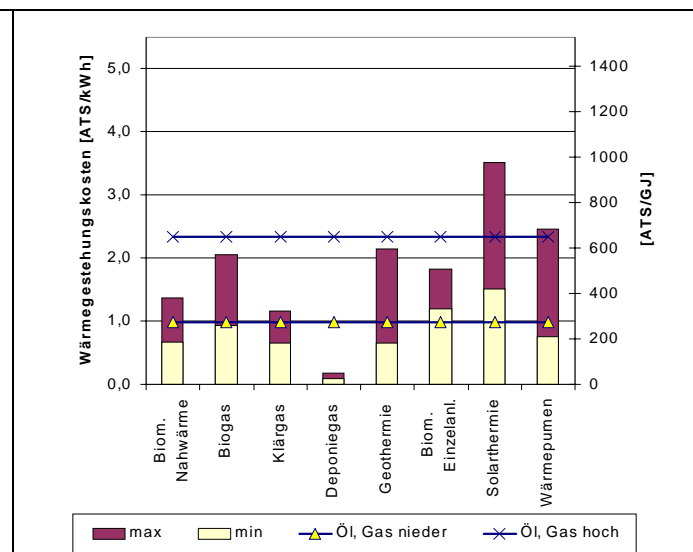
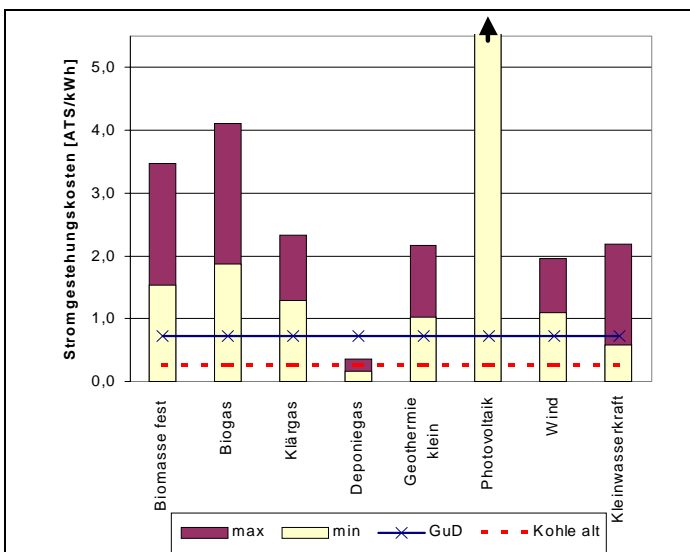
In Abbildung 0-2 und Abbildung 0-3 sowie in den Tabellen Tabelle 0-3 bis Tabelle 0-5 sind die aus Sicht der Autoren maximalen technischen Potentiale der einzelnen Technologien zur Nutzung NEET zusammengefaßt.



**Abbildung 0-2 Maximale technische Primärenergie-Potentiale von NEET in Österreich**

**Abbildung 0-3 Maximale technische Endenergie-Potentiale von NEET in Österreich**

Den größten Anteil an nutzbarer Primärenergie (PE), vgl. Abbildung 0-2, hat mit Abstand die "Feste Biomasse" (ca. 200 PJ/a nutzbares technisches PE-Potential). Bei logistisch optimaler Nutzung dieses Energieträgers ist auch eine weitere Erhöhung des Potentials vorstellbar (Pfeil in der Grafik). Es kann neben der Nutzung in Nahwärmenetzen und Kraft-Wärme-Kopplungen auch durch Verbrennung in Einzelheizungen realisiert werden. Das technische Endenergie-(EE)-Potential von Wärmepumpen und Wind basiert auf existierenden Studien und kann prinzipiell ebenfalls über den angegebenen Maximalwert hinausgehen (Pfeile in Abbildung 0-3). Die entsprechenden Zahlen in bezug auf die derzeitige Situation und die maximalen technischen Potentiale einzelner Technologien sind in den Tabellen Tabelle 0-3 bis Tabelle 0-5 zusammengefasst. Die entsprechenden Kosten der Erzeugung aus NEET im Vergleich zur Produktion aus fossilen Brennstoffen zeigen Abbildung 0-4 und Abbildung 0-5.

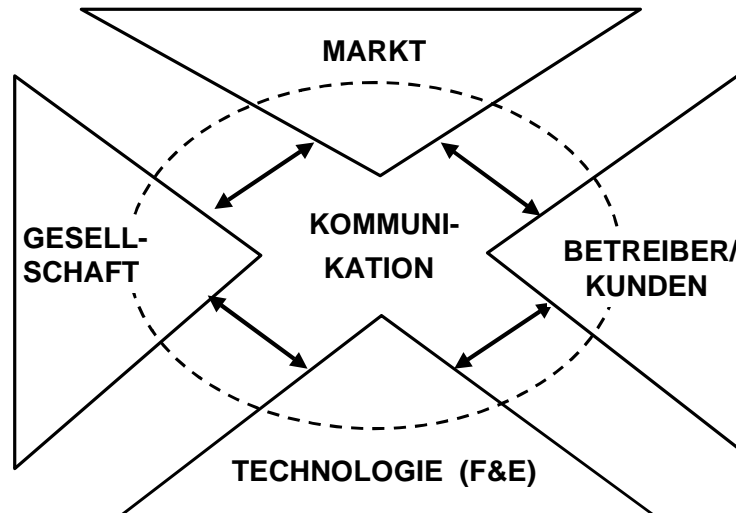


**Abbildung 0-4 Stromgestehungskosten (inkl. MwSt) von Technologien zur Nutzung NEET im Vergleich**

**Abbildung 0-5 Wärmegestehungskosten (inkl. MwSt) von Technologien zur Nutzung NEET im Vergleich**

## 0.4. Hemmnisse

Derzeit existieren zahlreiche Barrieren, die eine stärkere Verbreitung NEET "bremsen". Im folgenden werden die wichtigsten Hemmnisse identifiziert und darauf aufbauend geeignete Strategien und Maßnahmen zur Überwindung dieser Hemmnisse abgeleitet. Um die möglichen Hemmnisse systematisch zu erfassen, werden zunächst die zentralen Aktionsfelder ermittelt, vgl. Abbildung 0-6.



**Abbildung 0-6 Aktionsfelder für die Identifikation von Hemmnissen und darauf aufbauend die Ableitung von Maßnahmen**

Nach diesen Aktionsfeldern aufgeschlüsselt sind die wichtigsten Hemmnisse:

### **Betreiber/Investor/Nutzer:**

- Hohe Investitionskosten / schlechte Wirtschaftlichkeit;
- Informationsmangel;
- Unsicherheit über die technische Ausgereiftheit;

### **Technologie:**

- Unzureichende Optimierung der Systeme;
- Keine standardisierten Kompaktsysteme;
- Geringe Effizienz der Umwandlung;
- Sicherheitsprobleme;

### **Gesellschaft:**

- Mangelnde öffentliche Akzeptanz;
- Umweltnutzen nicht belohnt;
- Hohe Transaktionskosten durch langwierige Genehmigungsverfahren und/oder durch komplexe undurchsichtige Förderstrukturen;
- Verzerrungen in der öffentlichen Schulausbildung;

### **Markt:**

- Hohe Transaktionskosten zur Produktinformationsbeschaffung;
- Geringe Transparenz des Marktes;
- Keine Wettbewerbspreise;
- Ökonomische Ineffizienzen bei der Fertigung;
- Marketingprobleme;
- Kommunikationsprobleme innerhalb des Marktes.

Tabelle 0-2 gibt einen Überblick über die wichtigsten Barrieren bei der Nutzung der einzelnen Technologien im Detail.

Tabelle 0-2: Zusammenfassung der wichtigsten Hemmnisse<sup>2</sup>

Strom	PV	Wind	Kleinwasser- kraft	Klein- wasser- kraft	feste Biomasse KWK	feste Biomasse KWK	Deponiegas / Klärgas	Geo- thermie	Biogas
Hemmnisse ↓			neu	Revitalis.	(>10MWel)	klein		KWK	
Hohe Invest.kosten, Wirt- schaftlichkeit	---	-	--	-	-	--	-	--	---
Informationsstand <sup>3</sup>	--				-	--	--	---	--
Technische Ausgereiftheit	--	-			-	--	-	--	--
Öffentliche Akzeptanz		--	--		--	-			
Imperfekter Markt / geringe Transparenz <sup>4</sup>	--				--	---	--	--	--
Hohe Transaktionskosten	--	-	--	--	---	--	--	--	---

Wärme / Treib- stoffe	Biomasse- Einzelanla- gen	Biomasse- Einzelanla- gen	Solar-ther- misch WW	Solarther- misch Heizen	Biomasse Nahwärme	Biomasse Nahwärme	Umwelt- wärme	Ab- wärme	Geo- thermie	Biotreib- stoffe
Hemmnisse ↓	automatisch	manuell			Betreiber	Nutzer				
Hohe Invest.kosten, Wirt- schaftlichkeit	--		-	--	--		--	--	-	--
Informationsstand <sup>3)</sup>	-	-	-	--	-	-	-	---	-	--
Komfort		--								
Technische Ausgereiftheit	-	-	--	--	-		-	--	-	--
Öffentliche Akzeptanz		-			-			-		
Imperfekter Markt / geringe Transparenz <sup>4)</sup>	-	-		--	--	-	-	--	--	-
Hohe Transaktionskosten	-	-		-	--			---		--

### 0.5. Szenarien für NEET in Österreich bis 2010

Für die Anwendungen

- Heizen und Warmwasser
- Stromspezifische Anwendungen und
- Mobilität

werden jeweils die folgenden drei Szenarien erstellt:

- BAU-Szenario mit aktueller Forcierungsstrategie ElWOG 2000:

In diesem Szenario wird eine Entwicklung angenommen, die dem Trend, also den durchschnittlichen Wachstumsraten der letzten Jahre entspricht. Energiepolitische Maßnahmen werden nur insofern berücksichtigt, als sie derzeit der Gesetzeslage entsprechen (z.B. nach ElWOG-Novelle: bis 2007 sind 4% Ökostrom zu erreichen und 8% Kleinwasserkraft fortzuschreiben).

<sup>2</sup> Drei "Minus" bedeuten ein schwerwiegendes Hemmnis, ein "Minus" ein moderates Hemmnis.

<sup>3</sup> bezogen auf Betreiber, Nutzer;

<sup>4</sup> bezogen auf potentielle Betreiber / Investoren bzw. Installateure und ähnliche Akteure;

Dieses Szenario ist auch identisch mit dem "erneuerbaren Teil" des BAU-Szenarios im WIFO-Projekt.

- Moderates Forcierungsszenario:

Dieses Szenario geht davon aus, daß bei gleichbleibenden finanziellen Anreizen alle in Kap. 6 beschriebenen Maßnahmen in den nächsten zehn Jahren realisiert werden. Anzumerken ist, daß bei Ökostrom und Strom aus Kleinwasserkraft das moderate Szenario dem BAU-Szenario entspricht, weil mit der ElWOG-Novelle bereits anspruchsvolle Ziele verankert wurden.

- Ambitioniertes Forcierungsszenario:

In diesem Szenario wird zusätzlich zu den im moderaten Szenario vorausgesetzten Maßnahmen volle Wettbewerbsfähigkeit der NEET durch entsprechende finanzielle Fördermechanismen vorausgesetzt. Die Wachstumsraten entsprechen den höchsten bisher realisierten bzw. gehen nach Expertenschätzungen für die einzelnen Technologien sogar darüber hinaus.

Die Tabellen Tabelle 0-3 bis Tabelle 0-5 und die Abbildungen Abbildung 0-7 bis Abbildung 0-12 fassen die wichtigsten Ergebnisse zusammen.

Anmerkung zu den Tabellen Tabelle 0-3 bis Tabelle 0-5: Die Summe der Spalten (3) und (4) ergibt Spalte (1) oder (2). Künstliche Genauigkeiten, z.B. ein Abziehen der Isterzeugung der PV vom EE-Potential werden vermieden. Es wird auf brauchbare Kommastellen gerundet. Die Spalten (5) bis (7) beinhalten zusätzliche Potentiale, also ohne die Isterzeugung in Spalte (3)!

**Tabelle 0-3: Derzeitige Nutzung, maximale technische Potentiale und Szenarien bis 2010 von NEET zur Stromerzeugung in Österreich (BAU ELWOG 2000 = BAU-Szenario mit aktueller Forcierungsstrategie ElWOG 2000)\*)**

<b>STROM [TWh]:</b>	<b>Maximales technisches PE-Potential (1)</b>	<b>Maximales technisches EE-Potential (2)</b>	<b>Ist (EE) (3)</b>	<b>Maximales zusätzl. technisches Potential (4)</b>	<b>BAU ELWOG 2000 zusätzlich (5)</b>	<b>Zusätzl. Potential 2010 moderat (6)</b>	<b>Zusätzl. Potential 2010 ambitioniert (7)</b>
Wind	–	>5,2	0,12	>5,1	1,6	1,6	2,7
PV	-	31	0,003	31	0,003	0,003	0,053
<b>Strom aus KWK [TWh]:</b>							
Biomasseverstromung**)	–	5,6	0,05	5,5	0,7 (PE 1,2 TWh)	0,7 (PE 1,2 TWh)	1,6 (PE 2,9 TWh)
Biogas	4,4	1,2	0,02	1,2	0,09	0,09	0,6
Deponie-/Klär gas	1,5	0,5	0,14	0,3	0,09	0,09	0,18
Geothermie	2,1	0,05	0,004	0,05	0,004	0,004	0,03
<b>GESAMT ÖKO-STROM [TWh]:</b>	–	<b>&gt;43,5</b>	<b>0,3</b>	<b>43,2</b>	<b>2,5</b>	<b>2,5</b>	<b>5,2</b>
Kleinwasserkraft (inkl. Potential Revitalisierung)	–	11,3	4,15	7,2	1,4	1,4	1,6
<b>GESAMT STROM AUS NEET [TWh]:</b>	–	<b>&gt;54,8</b>	<b>4,5</b>	<b>50,4</b>	<b>3,9</b>	<b>3,9</b>	<b>6,8</b>

**Tabelle 0-4: Derzeitige Nutzung, maximale technische Potentiale und Szenarien bis 2010 von NEET zur Wärmeerzeugung in Österreich**

Heizen und WW [PJ]:	Maximales technisches PE-Potential	Maximales technisches EE-Potential	Ist (EE)	Maximales zusätzl. Potential	BAU ELWOG 2000 zusätzlich	Zusätzl. Potential 2010 moderat	Zusätzl. Potential 2010 ambitioniert
Biomasse-Einzelanlagen (Ein- und Zweifamilienhäusern)	203	-	69,4	- **)	<u>Abnahme</u> um 8,1	2,0	18,0
Hackschnitzel & Rinde (Gewerbe und Mehrfamilienhäuser)			29,0		11,1	14,0	25,2
Biomassenahwärme			3,1		4,6 (PE 6,1 PJ)	6,0 (PE 8,0 PJ)	10,8 (PE 14,4 PJ)
Solar-therm. WW (Haushalt)	-	72	2,7	69,3	1,8	2,6	6,1
Solar-therm. Heizen (Haushalt)					0,3	0,6	1,5
Solarthermie (sonstige Kleinverbr. und Gewerbe)					0,05	0,08	0,2
Umweltwärme	- *)	- *)	3,7 <sup>5</sup>	- *)	2,9	3,3	4,3
Geothermie (ohne Abwärme aus KWK)	7,7	-	0,4	7,2	1,1	1,6	3,6
Stromerzeugung-Abwärme aus KWK	-	-	0,06	-	0,3	0,3	1,9
<b>GESAMT HEIZEN UND WARMWASSER [PJ]:</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>108,3</b>		<b>14,0</b>	<b>30,5</b>	<b>71,6</b>

\*) Angabe eines maximalen Potentials ist nicht zweckmäßig, da dieses praktisch dem gesamten Haushaltsenergieverbrauch für Heizen und Warmwasser (1998: 226 PJ) entspricht.

\*\*\*) Beschränkung durch das zusätzliche PE-Potential fester Biomasse von 100 PJ;

**Tabelle 0-5: Derzeitige Nutzung, maximale technische Potentiale und Szenarien bis 2010 von NEET für Treibstoffe in Österreich**

Treibstoffe [PJ]:	Maximales technisches PE-Potential	Maximales technisches EE-Potential	Ist (EE)	Maximales zusätzl. Potential	BAU ELWOG 2000 zusätzlich	Zusätzl. Potential 2010 moderat	Zusätzl. Potential 2010 ambitioniert
Biodiesel - Produktion	5,5	-	1	4,5	0,7	1,2	3
Ethanol			0				
<b>GESAMT TREIBSTOFFE [PJ]:</b>	<b>5,5</b>	<b>-</b>	<b>1</b>	<b>4,5</b>	<b>0,7</b>	<b>1,2</b>	<b>3</b>

<sup>5</sup> Wert 1998;

Die wichtigsten Ergebnisse der Szenarien sind:

Ausgehend von ca. 126 PJ die derzeit<sup>6</sup> aus NEET insgesamt aufgebracht werden, ergibt sich im BAU-Szenario ein Wert von 153 PJ. In einem ambitionierten Ausbauszenario kann dieser Wert auf ca. 222 PJ gesteigert werden. Eine moderate Forcierung erreicht zumindest 169 PJ. Nach Anwendungen aufgeschlüsselt zeigen sicher allerdings deutliche Unterschiede:

- So kann im Bereich der Raumwärme und Warmwasserbereitung die Energieaufbringung aus NEET von derzeit ca. 108 PJ im moderaten Szenario auf 136 PJ und im ambitionierten Szenario sogar auf 177 PJ gesteigert werden;
- Im Bereich der Stromerzeugung kann der derzeitige Wert von 4,5 TWh (~16 PJ) aus NEET (Summe aus KIWK und Ökostrom) in einem moderaten Szenario bis 2010 auf ca. 8,4 TWh (~30 PJ) fast verdoppelt werden. Ein ambitioniertes Szenario könnte 11,3 TWh (~40 PJ) Stromerzeugung aus NEET erzielen. Anzumerken ist, daß in bezug auf den Ausbau der KIWK ein Beibehalten der Quote von 8% in Zusammenhang mit dem Zertifikatshandel ein Hindernis für die Realisierung von mehr als 8% darstellt.
- Am ungünstigsten sind die Perspektiven für NEET im Bereich Mobilität: Der derzeitige inländische Verbrauch von ca. 0,5 PJ (österreichische Produktion beträgt ca. 1 PJ) kann moderat lediglich auf 1,7 PJ bzw. ambitioniert auf 3,5 PJ erhöht werden.

---

<sup>6</sup> jeweils letzte verfügbare Zahlen, je nach Technologie unterschiedlich 1998, 1999 oder 2000;

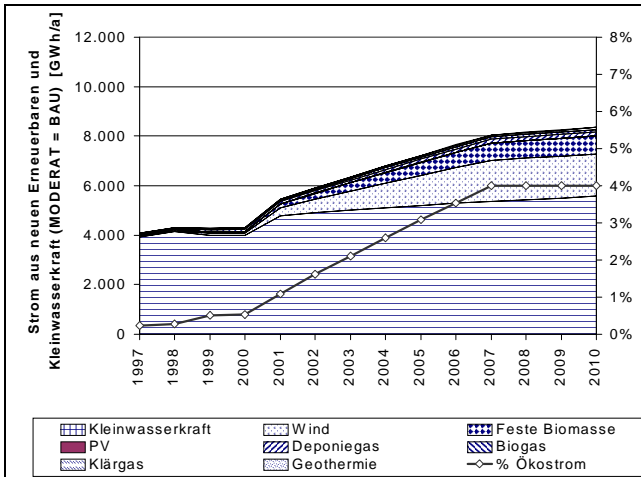


Abbildung 0-7 Moderates Szenario Ökostrom und Kleinwasserkraft

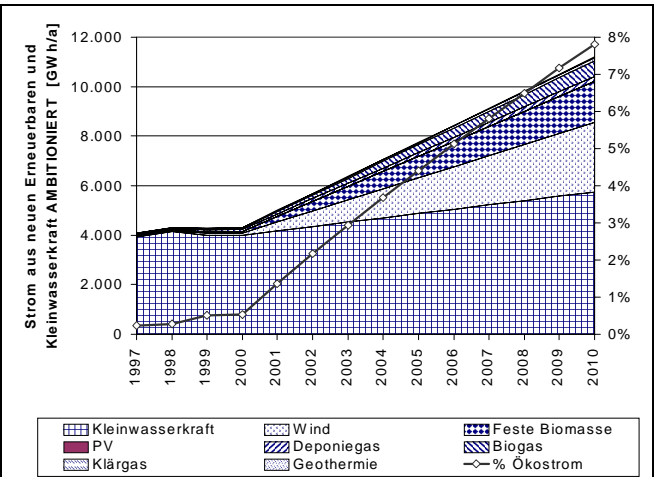


Abbildung 0-8 Ambitioniertes Szenario Ökostrom und Kleinwasserkraft

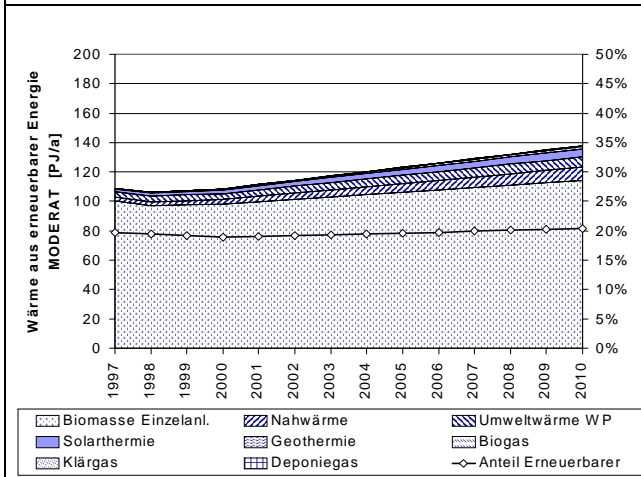


Abbildung 0-9 Moderates Szenario Wärme aus Erneuerbaren

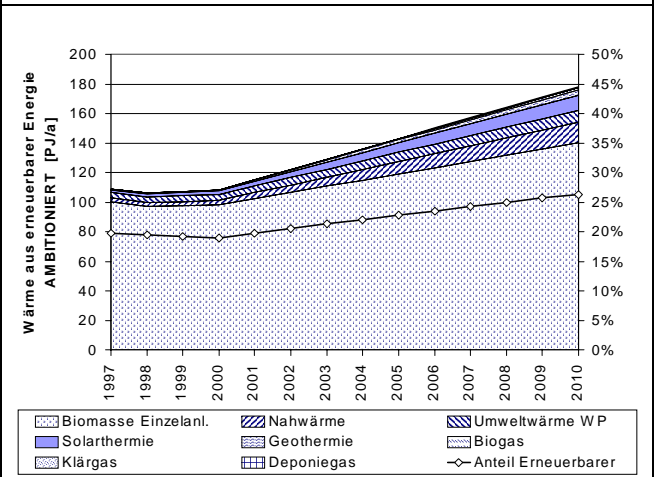


Abbildung 0-10 Ambitioniertes Szenario Wärme aus Erneuerbaren

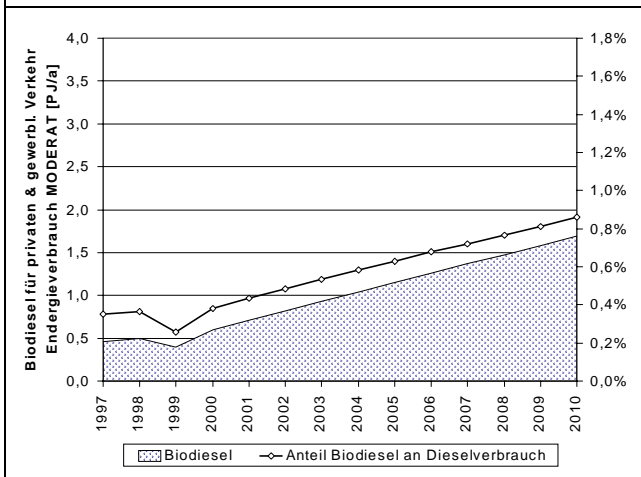


Abbildung 0-11 Moderates Szenario Verkehr

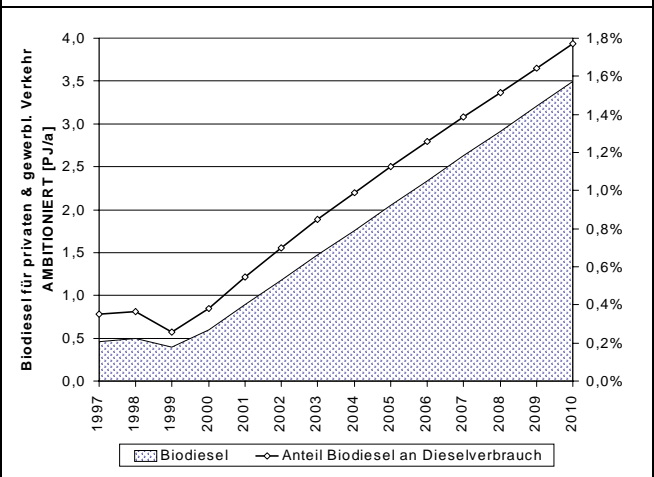


Abbildung 0-12 Ambitioniertes Szenario Verkehr

## 0.6. Maßnahmenpakete zur Umsetzung

Um die beschriebenen moderaten und ambitionierten Forcierungsszenarien bis 2010 zu realisieren, sind die im folgenden beschriebenen Maßnahmenpakete umzusetzen. Prinzipiell ist dabei zwischen Maßnahmen für Technologien zur Produktion von Strom, Wärme und Technologien für Mobilität zu unterscheiden. Die beschriebenen Maßnahmen sind wiederum nach den in Abbildung 0-6 definierten Aktionsfeldern geordnet. In diesen Aktionsfeldern sind primär die im folgenden beschriebenen Maßnahmen zu realisieren:

### Betreiber/Investor/Nutzer:

- Es sind finanzielle Anreize zu setzen, die im ambitionierten Szenario zur vollen Wettbewerbsfähigkeit der einzelnen Technologien führen. Im Bereich der Anwendung "Wärme" ist dies primär über Investitionszuschüsse zu realisieren<sup>7</sup>. Bei Technologien zur Stromerzeugung ist zu unterscheiden, ob der erzeugte Strom zu 100% in das Netz eingespeist wird oder ob es – wie bei Photovoltaikanlagen – wünschenswert ist, dass der Strom gleich direkt dezentral genutzt wird. Bei reiner Einspeisung ist ausschließlich über einen Einspeisetarif zu fördern, bei Eigenverbrauch ist eine zusätzliche Investitionsförderung zielführend;
- Zur Überwindung von *soft barriers* (wie mangelnde Information, professionelle Ausbildung, mangelndes Monitoring der Förderstrategien) und zwecks Unterstützung der Projektbetreiber bei administrativen Angelegenheiten sind zeitlich limitiert Kompetenzzentren zur gezielten Förderung spezifischer Technologien einzurichten;

### Technologie:

- Entwicklung technisch und emissionsmäßig optimierter Systeme speziell auch für Niedrigenergiehäuser, die eine geringe Heizlast gewährleisten (mit Qualitätsgarantie); sie sollten als Standardprodukte am Markt verfügbar sein;
- Ausweitung der F&E-Tätigkeit für kombinierte Heizsysteme, im Speziellen Forcierung der Entwicklung von integrierten Holz / Solar- Kompaktheiz- und Warmwasserbereitungssystemen;
- Entwicklung von optimierten Kompaktsystemen zur dezentralen Stromerzeugung;

### Markt:

- Erhöhen der Markttransparenz in bezug auf Kostenstrukturen und Effizienz der einzelnen Technologien. Dies ist durch die Einrichtung von Homepages mit Benchmarks zu erreichen;
- Detaillierte Marktanalyse des Sektors Gewerbe und Industrie in bezug auf den möglichen Einsatz erneuerbarer Energieträger;
- Forcierte Informations- und Bewusstseinsarbeit speziell in bezug auf die Steigerung der Akzeptanz von Technologien;

### Gesellschaft:

- Sensibilisieren der öffentlichen Hand zwecks verstärkter Nutzung von Erneuerbaren in öffentlichen Gebäuden (z.B. durch Berücksichtigung von externen Kosten bei der Vergabe öffentlicher Aufträge);
- Vereinfachung und Vereinheitlichung der Förderungsabwicklung.

Tabelle 0-6 und Tabelle 0-7 fassen die Maßnahmen und Instrumente, die erforderlich sind, um das moderate bzw. das ambitionierte Forcierungsszenario bis 2010 zu realisieren, für die einzelnen Technologien zusammen. In bezug auf Einspeisetarife und Investitionszuschüsse sei angemerkt, dass diese vom Niveau der aktuellen Marktpreise und einer möglichen höheren Besteuerung für Strom und fossile Energieträger abhängen. Die angeführten Zahlenwerte können daher nur größenordnungsmäßig als Richtwerte betrachtet werden.

---

<sup>7</sup> Das relative Preisgefüge kann natürlich auch durch die Einführung einer Steuer auf fossile Brennstoffe zugunsten der NEET verändert werden

Tabelle 0-6: Überblick über die Maßnahmen bei Strom - Technologien

Aktionsfelder ↓	Strom	PV	Wind	Kleinwasserkraft	Biomasse KWK	Biogas	Deponiegas	Klärgas	Geothermie
	Maßnahmen ↓								
Betreiber/ Investor / Nutzer	Einspeisetarife netto (ATS/kWh) <sup>8</sup>	5-7	1-1,20		1,5-2,4 <sup>9)</sup>	1,5-2	1-1,2	1-1,2	1-1,4
	Investitionszuschüsse netto (ATS /kW)	40.000-50.000		15.000-40.000		10			
	Umfassende Technologieinformation	+++		+	+++	+++		+	+
Technologie, F&E	Stimulieren F&E Technologie	+++	+	+	+++		+		+
	Systemoptimierung, Standardisierung	++		+	++	++			
	Festsetzen von Qualitätskriterien für Brennstoffe, Standardisierung				+				
Markt	Verbesserung der Markttransparenz	+			+	+	+	+	
	Marketing, Marktforschung	++			+				
	Verbesserung der Brennstofflogistik				+++	+			
	Umsetzen v. Qualitätskriterien für Betrieb / Planung	+			+	+			
Gesellschaft/Politik	Reduktion / Vereinfachung von Vorschriften / Förderabwicklung	+	+	++	+	+++			
	Aktivitäten zur Akzeptanzsteigerung		++	++	++				
	Erarbeiten eines Raumordnungskonzeptes		+++	+	+++				+

<sup>8</sup> Der für die jeweilige Technologie notwendige Aufschlag ergibt sich aus der Differenz aus Einspeisetarif und dem aktuellem Marktpreis von Strom.

<sup>9</sup> Es wird nach Anlagengröße differenziert

<sup>10</sup> 50% der Planungskosten werden unbürokratisch ausbezahlt!

**Tabelle 0-7: Überblick über die Maßnahmen bei Wärme/Treibstoff - Technologien**

Aktionsfelder ↓	Wärme/Treibstoffe	Biomasse-einzelanlagen	Biomasse-einzelanlagen	Biomasse-einzelanlagen	Biomasse Nahwärme	Solarthermisch	Umweltwärme	Abwärme, Geothermie	Biotreibstoffe
	Maßnahmen ↓	EFH	MFH	Öff. Geb.					
Betreiber/ Investor / Nutzer	Investitionszuschüsse netto (ATS je Anlage)	10.000-40.000	30.000 + 6.000 bis 10.000/Whg		ca. 30% bis 35% der Inv. Kosten <sup>11)</sup>	30.000-50.000	10.000-20.000	ca. 30% bis 35% der Inv. Kosten <sup>11)</sup>	<sup>12)</sup>
	Umfassende Technologieinformation	+	+	+	+	+		+	+
Technologie, F&E	Stimulieren F&E Technologie	+	+	+	+	+		+	+
	Systemoptimierung, Standardisierung	++	+	+	+	++	+	+	
	Festsetzen von Qualitätskriterien für <i>Brennstoffe</i> , Standardisierung	++	++	++	+				
Markt	Verbesserung der Markttransparenz	+	+	+		+	+	++	
	Marketing, Marktforschung	+	++	+	++	++		++	+
	Verbesserung der Brennstofflogistik	+	++	++	+++				+
	Festsetzen von Qualitätskriterien für den Betrieb	++	++	++	++	++	+		
	Forcieren von Contracting-Lösungen		+	+	+	+		+	
Gesellschaft/ Politik	Reduktion / Vereinfachung von Vorschriften / Förderabwicklung	+	+	+					++
	Aktivitäten zur Akzeptanzsteigerung	+	++	+	++			+	++
	Berücksichtigung von externen Kosten bei der Ausschreibung			+++					
	Erarbeiten eines Raumordnungskonzeptes					++		++	

## 0.7. Schlußfolgerungen

Die wichtigsten Schlußfolgerungen dieser Analyse sind:

- Eine ambitionierte Steigerung des Beitrags NEET zur Energieversorgung Österreichs ist möglich. Entsprechend den durchgeführten Analysen lassen sich im Bereich der Stromerzeugung bis 2010 ca. 7 TWh<sub>el</sub> (=ca. 24 PJ) zusätzlich zur derzeitigen Produktion aus NEET produzieren, im Bereich der Wärmeversorgung ca. 72 PJ und im Bereich der Treibstoffe ca. 3 PJ zusätzlich;
- Entsprechende Strategien zur Realisierung der ambitionierten Potentiale sind vorhanden, die konkreten erforderlichen Maßnahmen wurden in diesem Forschungsprojekt erarbeitet;
- Die Realisierung dieser Potentiale ist allerdings mit großen Anstrengungen verbunden und wird mit grundsätzlichen Änderungen (z.B. verstärkte dezentrale Umwandlung) im gesamten Energiesystem einher gehen;

<sup>11</sup> Die Vergabe eines prozentuellen Investitionszuschusses erfordert jedoch eine kompetente Projektbegleitung von Seiten der Förderabwicklungsstelle.

<sup>12</sup> Förderung über agrarpolitische Instrumente, darüber hinaus sind finanzielle Anreize für den Aufbau der Logistik zu analysieren.

- 
- Die Steigerung der Effizienz bei der Bereitstellung von Energiedienstleistungen ist eine zentrale Voraussetzung, um den prozentuellen Anteil NEET substanziell zu erhöhen
  - Ein wesentliches zukünftiges Hemmnis für die forcierte Nutzung NEET werden neben den rein monetären Kosten unserer Meinung nach die zunehmenden Transaktionskosten infolge von Akzeptanzproblemen und Genehmigungsverfahren darstellen.
  - Zu den notwendigen finanziellen Förderungen um das ambitionierte Szenario zu realisieren ist festzustellen: Kostenwahrheit bzw. Einbeziehung externer (volkswirtschaftlich und umwelt-relevanter) Kosten kann zu einem generell höheren Energiepreisniveau und damit zu geringeren erforderlichen finanziellen Zuschüssen für NEET führen;
  - Eine entscheidende Randbedingung für eine erfolgreiche Verbreitung NEET ist, dass die Bevölkerung frühzeitig in Projekte eingebunden wird und etwa eine auch eine finanzielle Beteiligung an dezentralen Anlagen ermöglicht wird.

## 1. Einleitung

An der Schwelle zum 3. Jahrtausend hat Energie als treibende Kraft für die Entwicklung der Menschheit eine zentrale Bedeutung erreicht. Drei wesentliche Entwicklungen involvieren die Politik weltweit stärker als je zuvor in diese Frage:

- Die internationalen Verpflichtungen zur Reduktion der Treibhausgasemissionen;
- die Reorganisation der Energiemärkte;
- die kontinuierliche Abnahme an konzentriert vorhandener Energie in Form von fossilen Brennstoffen und der Kampf um deren Verteilung.

Unter diesen Randbedingungen haben erneuerbare Energieträger (EET) in der internationalen Diskussion um die zukünftige Sicherung der Energieversorgung in den letzten Jahren beträchtlich an Stellenwert gewonnen.

Stellvertretend für die politische Diskussion des Stellenwerts EET seien drei Arbeiten zitiert:

[Flavin, Lensson 1994] zeigen in dem Buch "Power Surge" die Vielfalt an weltweiten dezentralen Entwicklungen zur Nutzung EET auf. Sie kommen zu dem Schluß, dass nur der Umstieg auf die dezentrale Nutzung EET die kontinuierliche Weiterentwicklung der Weltwirtschaft ermöglicht.

Zu einem ähnlichen Schluß, allerdings basierend auf wesentlich radikaleren Thesen, kommt [Scheer 1999]. Basierend auf einer kritischen Analyse der historischen Entwicklungen kann nach Scheer "nur eine Weltwirtschaft, die auf erneuerbaren Energieträgern fußt, (kann) langfristig die Selbstzerstörung aller Wirtschafts- und Lebensformen verhindern".

[Grubb, Vigotti 1997] analysiert die Perspektiven für EET im Bereich der Stromerzeugung speziell im Lichte der Liberalisierung und kommt zu dem Schluß, dass sich durch Liberalisierung die Chancen für EET verbessern.

Auf EU-Ebene zeigt sich die steigende Bedeutung EET derzeit durch folgende Aktivitäten:

- Im Jahr 1997 wurde das Weißbuch der Europäischen Union zu "Energie für die Zukunft: Erneuerbare Energieträger" veröffentlicht. Darin wird gefordert, bis zum Jahr 2010 den Anteil EET von damals durchschnittlich 6% auf 12% zu erhöhen [Europäische Kommission 1997];
- Die "Campaign for Take-off" (Teil des vorher erwähnten Weißbuchs) [Europäische Kommission 1998] stellt ein wichtiges Maßnahmenbündel dar, das den Aktionsplan für erneuerbare Energieträger in Gang bringen soll;
- Der Vorschlag für eine "Richtlinie zur Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen im Elektrizitätsbinnenmarkt" hat das ambitionierte Ziel, den Anteil von Strom aus EET von 14% im Jahr 1997 auf 22 % im Jahr 2010 zu erhöhen [Europäische Kommission 2000].

Auch in der Diskussion um die Liberalisierung der Strommärkte zeigt sich die zunehmende Bedeutung, die EET beigemessen wird. In verschiedenen Ländern wurden sogenannte *Renewable Portfolio Standards* oder Quoten gesetzlich festgelegt, die zwingend vorsehen, dass bis zu einem bestimmten Zeitpunkt ein festgelegter Anteil an definierten "neuen" erneuerbaren Energieträgern an der Stromerzeugung zu erreichen ist. In Österreich ist dieses Ziel – 4% Ökostrom bis 1. Oktober 2007 bzw. 8% aus Kleinwasserkraft – im novellierten ElWOG 2000<sup>13</sup> verankert.

---

<sup>13</sup> idF: BGBl. I Nr. 100/2000, BGBl. I Nr. 121/2000

### 1.1. Zentrale Fragestellung dieser Studie

In dieser Studie werden Strategien zur weiteren Forcierung der erneuerbaren Energieträger in Österreich erarbeitet.

Die zentrale Fragestellung dieses Projektes lautet:

*"In welchem Ausmaß und unter welchen Randbedingungen kann bis zum Jahr 2010 die Markteinführung Neuer Erneuerbarer Energieträger (NEET) in Österreich realisiert werden?"*

Für die betrachteten Technologien zur Nutzung „Neuer Erneuerbarer Energieträger“ (NEET)<sup>14</sup> werden basierend auf der Erhebung ihrer technischen Potentiale und der entsprechenden Kosten drei verschiedene Szenarien erstellt:

- ein *Business-as-usual (BAU)* - Szenario mit aktueller Forcierungsstrategie *EIWOG 2000* (abgestimmt mit Parallelprojekt des WIFO „Energieprognose und -szenarien Österreich bis 2020“, vgl. [Kratena, Schleicher 2001])
- ein *moderates Forcierungsszenario* für NEET bis 2010;
- ein *ambitioniertes Forcierungsszenario* für NEET bis 2010.

Zur Realisierung der Forcierungsszenarios werden für die einzelnen Technologien die Hemmnisse in bezug auf eine stärkere Marktdurchdringung analysiert und weiters die internationalen Erfahrungen mit unterschiedlichen Maßnahmen und Strategien zur Überwindung dieser Hemmnisse untersucht. Darauf aufbauend werden - aufgeschlüsselt nach den drei Anwendungsbereichen *Wärme, stromspezifische Anwendungen* und *Mobilität* - technologiespezifisch detaillierte Maßnahmenpakete für die Forcierungsszenarios erarbeitet.

Ausgangspunkt der Analysen sind die derzeitigen Hemmnisse für eine höhere Marktdurchdringung erneuerbarer Energieträger. Die wichtigsten sind:

1. Relativ hohe Investitionskosten: Die Nutzung EET fordert im Gegensatz zum simplen Verbrennen fossiler Brennstoffe Investitionen, die zumindest aus betriebswirtschaftlicher Sicht vielfach nicht mit jenen für fossile Brennstoffe konkurrieren können;
2. Das Speicherproblem: Fossile Energieträger sind langfristig gespeicherte Sonnenenergie; Holz (Biomasse) ist ebenfalls gespeicherte Sonnenenergie, ebenso Umgebungswärme und Biogas. Die Speicherung von z.B. Strom aus Photovoltaik, Wind, etc. ist derzeit aber nicht zufriedenstellend gelöst und ist – siehe Punkt 1. – mit hohen Investitionskosten verbunden<sup>15</sup>.
3. Unbequeme Erscheinungsform: Oft sind fossile ET wie Erdöl und Erdgas bequemer zu nutzen, als verschiedene EET.

### 1.2. Abgrenzung und Randbedingungen dieses Projekts

Grundsätzlich ist festzustellen, dass es aus energiewirtschaftlicher Sicht zumindest drei Aspekte sind, die eine nachhaltige zukünftige Energieversorgung in Frage stellen:

1. Ein kontinuierlich (linear) wachsender Bedarf an Energiedienstleistungen;
2. Die ineffiziente Bereitstellung von Energiedienstleistungen;
3. Die Nicht-Erneuerbarkeit des Großteils der derzeit eingesetzten Energieträger.

Dieses Forschungsprojekt beschäftigt sich nur mit dem letzten der oben angeführten Problempunkte, der Nutzung erneuerbarer Energieträger.

---

<sup>14</sup> Details siehe Kap. 2;

<sup>15</sup> Das Argument, dass die Schwankungen in der Aufbringung mit Strom aus Wasserkraftwerken auszugleichen sind, ist in einem liberalisierten Markt unserer Meinung nach nicht haltbar.

Weitere **wichtige Rahmenbedingungen** dieses Projekts sind:

Die Dokumentation der historischen Entwicklung sowie die Potential- und Kostenerhebung basiert in Übereinkunft mit den Auftraggebern (BMW und BMLFUW) rein auf existierenden Arbeiten. Spezifische eigene Erhebungen werden nicht durchgeführt.

Weiters sind sowohl die Zahlen für den Istzustand der Energieversorgung Österreichs und speziell jene, die die Nutzung erneuerbarer Energieträger betreffen, sowie das BAU-Szenario mit den entsprechenden Werten des parallel vom WIFO bearbeiteten Projekt „Energieprognose und -szenarien Österreich bis 2020“ (vgl. [Kratena, Schleicher 2001]) abgestimmt.

**Nicht berücksichtigt** werden in diesem Projekt folgende Möglichkeiten, alternativ oder parallel zu erneuerbaren Energieträgern die zukünftigen Energienutzungsstrukturen zu beeinflussen:

- Effizienzsteigerungen bei der Bereitstellung von Energiedienstleistungen (z.B. Wärmedämmung);
- (Neue) Speichermedien (z. B. Wasserstoff) und Speichersysteme;
- Neue und zukünftig mögliche Umwandlungstechnologien, z.B. Brennstoffzellen;
- Energieeinsparungen durch solar passive Bauweise;

Weiters sei auf die Problematik der *Konzentration auf prozentuelle Anteile* hingewiesen. Natürlich ist der prozentuelle Anteil EET am gesamten Energieverbrauch einer Anwendung in einem bestimmten Sektor davon abhängig, wie hoch das absolute Verbrauchsniveau ist. Und je effizienter Energie genutzt wird bzw. je geringer der Gesamtverbrauch ist, desto höher wird der prozentuelle Anteil einer bestimmten absoluten Menge. Darum wird in dieser Arbeit weitgehend vermieden, Angaben zu prozentuellen Anteilen bzw. Anteilssteigerungen zu machen.

Eine weitere offene grundsätzliche Frage, die in dieser Arbeit ausgeklammert wird, ist, ob in Zukunft die mit dem „Verbrauch“ von Energie einhergehenden Externalitäten internalisiert werden. Anders ausgedrückt: Auf welchem Preisniveau soll der zukünftige „Verbrauch“ von (End-)Energie stattfinden? Das zukünftige Energiepreisniveau ist eine generelle Voraussetzung für die weiteren, in dieser Arbeit abgeleiteten Maßnahmen.

### **1.3. Wichtige bisherige Arbeiten zum Thema**

Mit den Möglichkeiten der Forcierung der Marktdurchdringung der EET in Österreich haben sich bereits verschiedene Studien beschäftigt.

[Faninger 1992] schätzt das direkte Sonnenenergie – Nutzungspotential und jenes für die Nutzung der Umweltwärme in Österreich ab, analysiert die Hemmnisse und zeigt Perspektiven für die Realisierung auf.

Die vollsolare Energieversorgung Österreichs wird sowohl von [Schnitzer, Sage 1994] als auch von [Lauer, Waupotitsch 1995] mit etwas unterschiedlichen Ergebnissen und Schlußfolgerungen analysiert. Auch [Schauer 1994] kommt zu dem Schluß, dass bereits mit heute realisierten Technologien eine vollsolare Energieversorgung Österreichs möglich ist.

[Kronberger 1997] skizziert Überlegungen für eine vollsolare Energienutzung in Österreich und schätzt die Potentiale einzelner Technologien ab. Er zeigt weiters Wege auf, um verschiedene erneuerbare Energieträger in größerem Umfang zu nutzen. [Neubarth, Kaltschmitt 2000] analysieren die Potentiale verschiedener erneuerbarer Energieträger in Österreich mit Hilfe eines systemanalytischen Ansatzes.

### **1.4. Aufbau der Arbeit**

In Kapitel 2 wird die methodische Vorgangsweise detailliert erläutert. In Kap. 3 wird die historische Entwicklung des Energieverbrauchs und der Energieaufbringung in Österreich allgemein beschrie-

---

ben, in Kap. 4 jene der EET in Österreich dokumentiert und analysiert. Kap. 5 dokumentiert die Potentiale der einzelnen Technologien. Anschließend wird die Entwicklung der Effizienz und der Kosten der Technologien zur Nutzung von EET untersucht. Speziell für Österreich erfolgt in Kap. 7 eine Analyse von Hemmnissen für eine stärkere Verbreitung der einzelnen Technologien. Kapitel 8 gibt einen Überblick über existierende Förderstrategien zur Verbreitung Erneuerbarer und analysiert ihre Verbreitungswirkung. Es wird zwischen „Instrumenten basierend auf Freiwilligkeit“, „Regulativen preisgesteuerten Instrumenten“, „Regulativen kapazitätsgesteuerten Instrumenten“ und „Indirekten Instrumenten“ unterschieden.

Daran schließt eine Dokumentation und Diskussion der entwickelten Szenarien an. Die zur Realisierung dieser Szenarien notwendigen Maßnahmenpakete für die einzelnen Technologien werden in Kap. 10 dokumentiert. In Kapitel 11 erfolgt eine Abschätzung der Beschäftigungseffekte von verschiedenen Erneuerbaren. Die wichtigsten Schlußfolgerungen schließen die Arbeit ab.

## 2. Methodische Vorgangsweise

Die verwendete Methodik basiert auf Zeitreihenanalysen der Entwicklung des Energieverbrauchs nach Energieträgern für den Zeitabschnitt 1980-1998 bzw. wo möglich 1999 oder 2000, aufgeschlüsselt nach vier Sektoren (Haushalt, Service, Industrie und Verkehr) und den folgenden drei Anwendungen:

- Wärme (Heizen und Warmwasser, Prozeßwärme),
- stromspezifische Anwendungen,
- Mobilität.

Abbildung 2-1 zeigt die daraus resultierenden Schwerpunkte der Untersuchung.

	Heizen und Warmwasser	Mobilität	Prozeßwärme	stromspezifische Anwendungen
Haushalte	X	—	—	X
Service	X	—	—	
Industrie	X	—	X	
Verkehr	—	X	—	

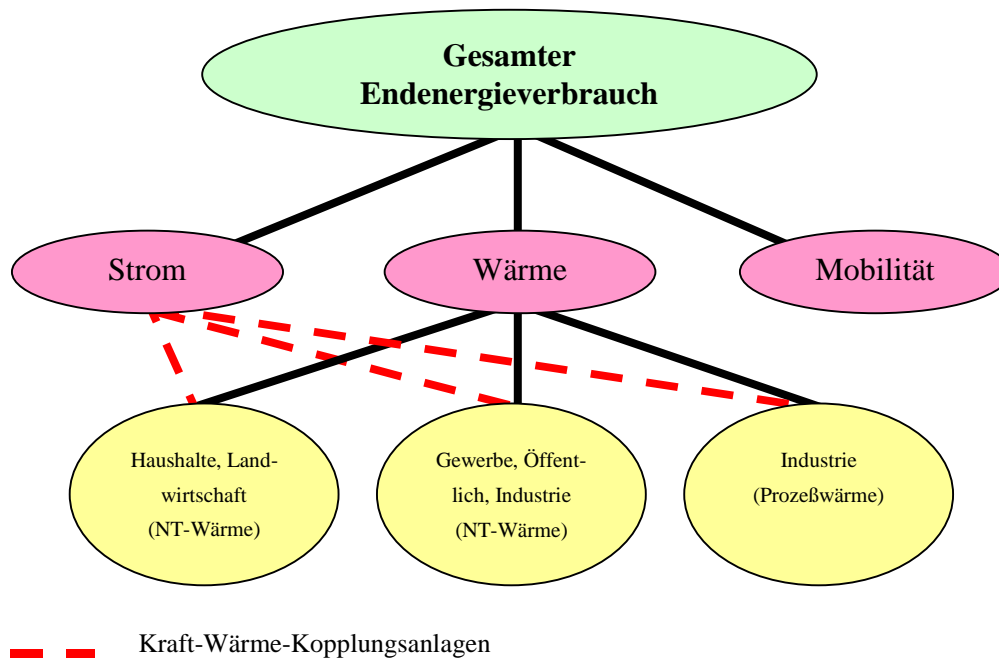
**Abbildung 2-1** Untersuchte Segmente

Für Strom wird ein allgemeiner versorgungsseitiger Ansatz verwendet, bei dem die Erzeugung aus Technologien zur Nutzung erneuerbarer Energieträger nicht einzelnen Sektoren zugeordnet wird. D.h. es wird angenommen, dass auch dezentral erzeugter Strom, z.B. in PV-Anlagen, in das Netz eingespeist und nicht direkt dezentral verwendet wird.

Eine Technologie - die Kraft-Wärme-Kopplung ("KWK") - betrifft sowohl die Sektoren "stromspezifische Anwendungen", als auch "Heizen und Warmwasser". Sie stellt das Bindeglied zwischen den drei Anwendungsbereichen von Wärme und dem Strom dar (vgl. Abbildung 2-2).

Des weiteren schlüsselt die Untersuchung nach folgenden Technologien zur Nutzung von NEET auf (vgl. Tabelle 2-1 und auch Tabelle 4-1):

- Reine Stromproduktion
  - Photovoltaik
  - Windenergie
  - Kleinwasserkraft
- Reine Wärmeproduktion
  - Feste Biomasse: Biomasse-Einzelanlagen, Nahwärmanlagen
  - Solarthermie
  - Wärmepumpe
- Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (KWK-Anlagen)
  - Feste Biomasse
  - Gasförmige Biomasse
    - Biogas
    - Deponiegas
    - Klärgas
  - Geothermie
- Mobilität – Flüssige Biomasse

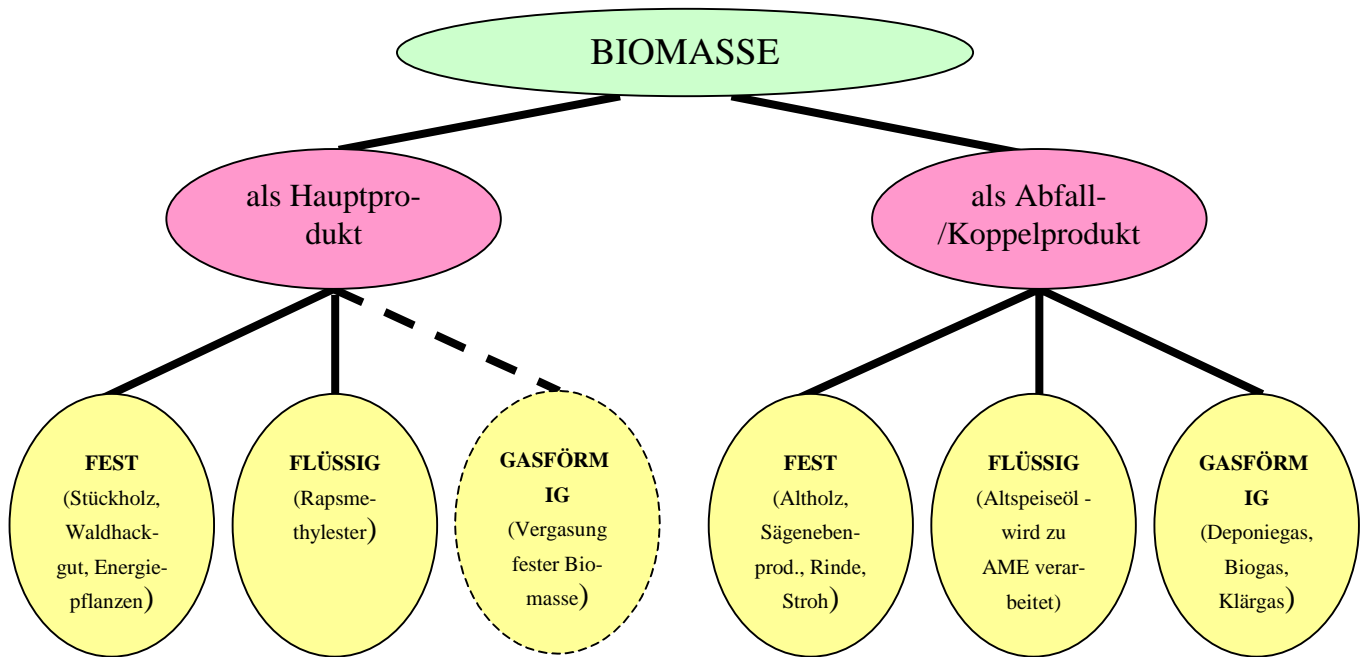


**Abbildung 2-2 Strukturierung der Schwerpunkte der Untersuchung**

**Tabelle 2-1: Übersicht über die untersuchten Technologien**

	Strom	Wärme	Mobilität
PV	X		
Wind	X		
Kleinwasserkraft	X		
Feste Biomasse	X	X	
Gasförmige Biomasse (Biogas, Deponiegas, Klärgas)	X	X	
Flüssige Biomasse			X
Geothermie	X	X	
Solarthermie		X	
Wärmepumpe		X	

In bezug auf Biomasse wird in dieser Studie grundsätzlich zwischen festem, flüssigem und gasförmigem Zustand unterschieden. Dabei ist zu berücksichtigen, ob die Biomasse als "Hauptprodukt" oder als "Abfall- bzw. Koppelprodukt" anfällt (vgl. Abbildung 2-3). Die Vergasung von fester Biomasse ist eine Technologie, die sich noch im Versuchsstadium befindet und deshalb in der Abbildung nur strichliert gezeichnet ist. Grundsätzlich wird ein Teil der festen Biomasse auch zu Hack-schnitzel, Pellets oder sonstigen zukünftig einsetzbaren Sekundärbrennstoffen verarbeitet werden.



**Abbildung 2-3 Gliederung der Biomasse**

Einen Überblick über die einzelnen Elemente dieser Studie und ihr Zusammenspiel gibt Abbildung 2-4: Nach der Darstellung der historischen Entwicklung und des Ist-Zustandes werden die Potentiale der Erneuerbaren bestimmt bzw. verschiedene Barrieren bei deren Verbreitung identifiziert. Gleichzeitig erfolgt eine Dokumentation von international durchgeführten Programmen bzw. möglichen Maßnahmen und Instrumenten mit einer anschließenden Evaluierung. Nach dem Erarbeiten von Szenarien für den Ausbau erneuerbarer Energieträger werden konkrete Vorschläge für eine Umsetzung gemacht.

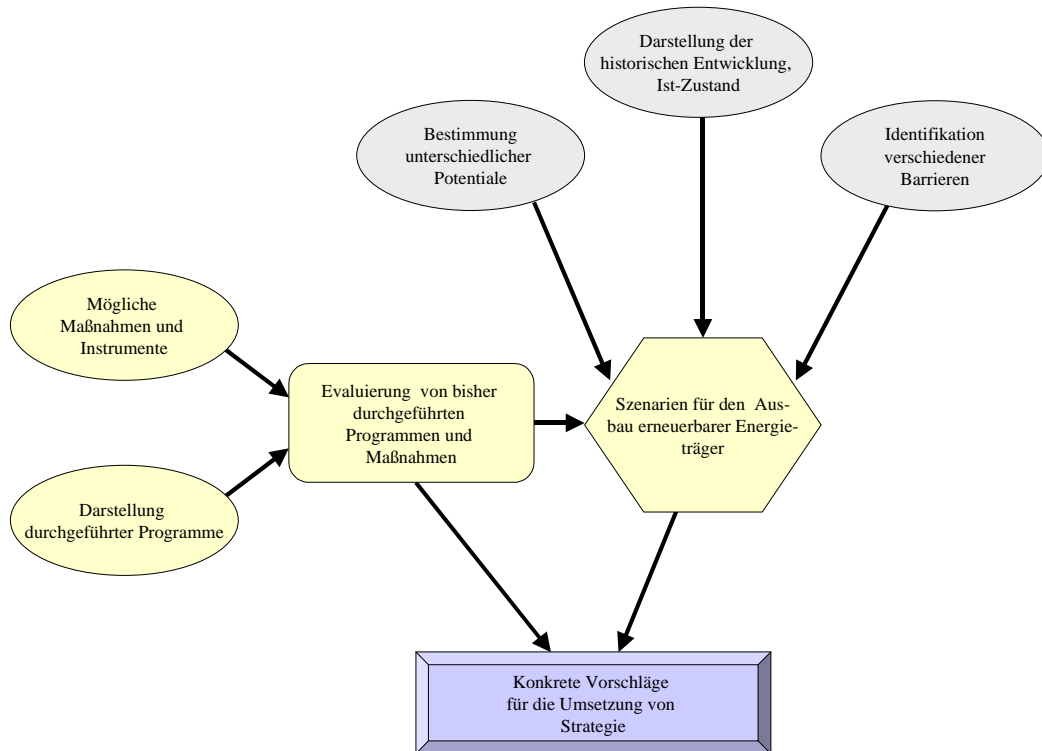


Abbildung 2-4 Zusammenspiel der einzelnen Elemente dieser Studie

Wichtig ist bei dieser Vorgangsweise das Zusammenspiel von Potentialen, Hemmnissen und Strategien (vgl. Abbildung 2-5). Erst durch den Einsatz von Strategien für den Ausbau lassen sich viele der Hemmnisse überwinden. Das "Theoretische Potential" wird jedoch nie erreicht werden.

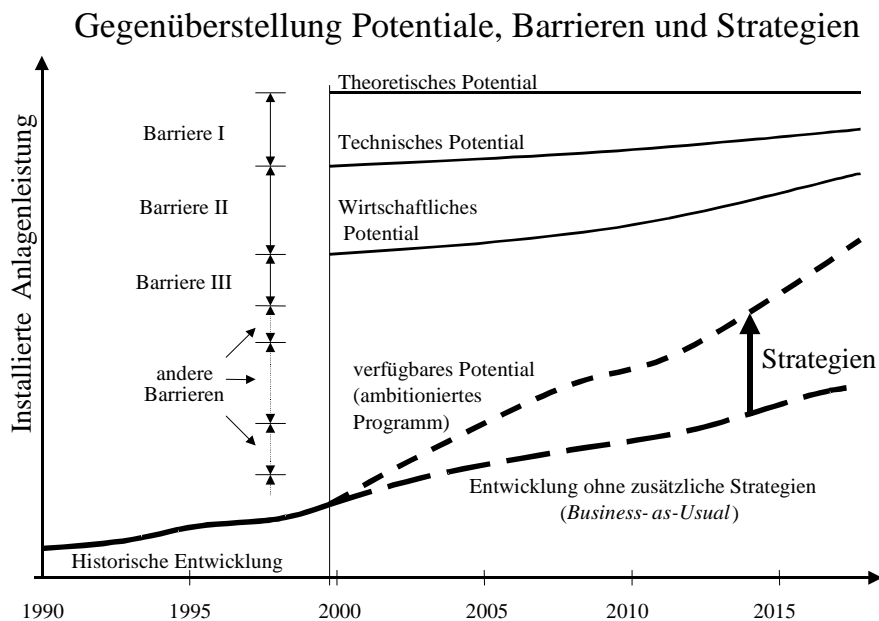


Abbildung 2-5 Wechselwirkungen zwischen Potentialen, Hemmnissen und Strategien

Für die beschriebenen Technologien zur Nutzung NEET werden in den in Abbildung 2-1 dargestellten Segmenten die folgenden drei Szenarien erstellt:

- BAU-Szenario mit aktueller Forcierungsstrategie ElWOG 2000:  
In diesem Szenario wird eine Entwicklung angenommen, die dem Trend, also den durchschnittlichen Wachstumsraten der letzten Jahre entspricht. Energiepolitische Maßnahmen werden nur insofern berücksichtigt, als sie derzeit der Gesetzeslage entsprechen (z.B. nach ElWOG-Novelle: bis 2007 sind 4% Ökostrom zu erreichen und 8% Kleinwasserkraft fortzuschreiben). Dieses Szenario ist auch identisch mit dem "erneuerbaren Teil" des BAU-Szenarios im WIFO-Projekt.
- Moderates Forcierungsszenario:  
Dieses Szenario geht davon aus, dass bei gleichbleibenden finanziellen Anreizen alle in Kap. 10 beschriebenen Maßnahmen in den nächsten zehn Jahren realisiert werden. Anzumerken ist, dass bei Ökostrom und Strom aus Kleinwasserkraft (KIWK) das moderate Szenario dem BAU-Szenario entspricht, weil mit der ElWOG-Novelle bereits anspruchsvolle Ziele verankert wurden.
- Ambitioniertes Forcierungsszenario:  
In diesem Szenario wird zusätzlich zu den im moderaten Szenario vorausgesetzten Maßnahmen volle Wettbewerbsfähigkeit der NEET durch entsprechende finanzielle Fördermechanismen vorausgesetzt. Die Wachstumsraten entsprechen den höchsten bisher realisierten bzw. gehen nach Expertenschätzungen für die einzelnen Technologien sogar darüber hinaus.

Die erstellten Szenarien basieren auf einer Erhebung der technischen Potentiale und deren Kosten sowie der Anwendung der am besten geeigneten Maßnahmenpakete zur Erschließung dieser Potentiale.

### 3. Historische Entwicklung des Energieverbrauches in Österreich nach Sektoren und Anwendungen<sup>16</sup>

#### 3.1. Primärenergieverbrauch

Der österreichische Bruttoinlandsverbrauch ist seit 1993 um rund 10% gewachsen (von 1.093 PJ auf 1.198 PJ im Jahr 1999 - vgl. Abbildung 3-1). Der Anteil Erneuerbarer Energieträger (EET)<sup>17</sup> hat sich seit 1993 nicht wesentlich verändert und liegt im Jahr 1999 bei rund 24%. Den größten Anteil der EET macht Wasserkraft mit 12% aus, die restlichen Erneuerbaren (inkl. brennbare Abfälle) erreichen zusammen ebenfalls rund 12%.

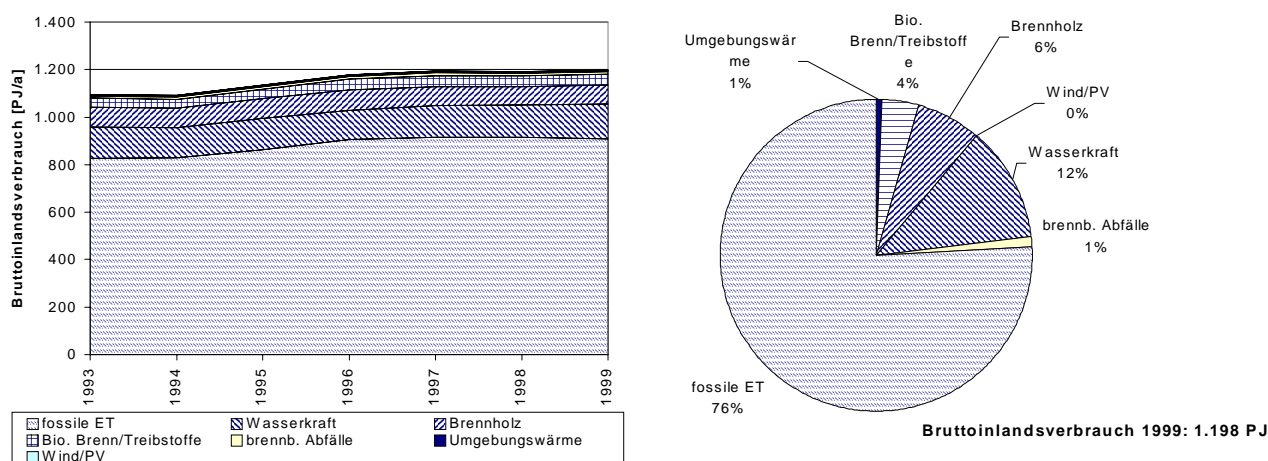


Abbildung 3-1 links: zeitliche Entwicklung des Bruttoinlandsverbrauchs in Österreich; rechts: Aufteilung nach Energieträgern für 1999

#### 3.2. Gesamter Endenergieverbrauch nach Energieträgern<sup>18</sup>

Die Endenergie ist diejenige Energie, die dem Verbraucher vor der letzten technischen Umwandlung in Nutzenergie (Raumheizung, Beleuchtung, mechanische Arbeit usw.) zu Verfügung steht.

Österreichs Endenergieverbrauch basiert auf einem Energieträger-Mix aus Kohle, Öl, Gas, Strom, Fernwärme und erneuerbaren Energieträgern. In Abbildung 3-2 ist links die Entwicklung des Endenergieverbrauchs nach Energieträgern von 1970 bis 1998 dargestellt.

Er hat in diesem Zeitraum um 58% (von 619 auf 958 PJ/a) zugenommen. Lag der Anteil des Erdöls 1970 noch bei 50% (317 PJ), so betrug er 1998 nur noch 38% (369 PJ). In absoluten Zahlen ist der Ölverbrauch jedoch immer noch leicht gestiegen. Größere Zuwächse haben allerdings Gas, Strom

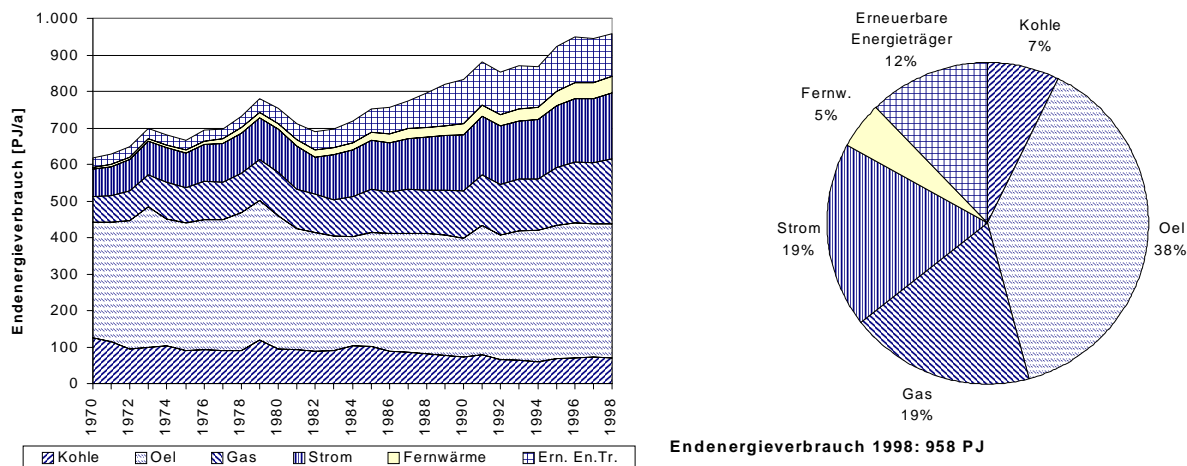
<sup>16</sup> Da die Werte in diesem Kapitel in einem „Bottom-up“ – Ansatz ermittelt wurden, können sich geringfügige Abweichungen gegenüber anderer Literatur ergeben (verwendete Quellen: Energiestatistik (1986 bis 1998); Bittermann 2000; Energiestatistik - Daten zur Energieversorgung Österreich 1986-1998; Energieversorgung Österreich, Energiebilanzen 1993-1998; Energieversorgung Österreich, Methodik der Energiebilanzen, Statistik Austria 2000); eigene Analysen; Für detaillierte Angaben zum Energieverbrauch Österreichs sei auf die Publikationen der Statistik Austria bzw. auf die Energiestatistik verwiesen.

<sup>17</sup> Im Unterschied zu den neuen erneuerbaren Energieträgern (NEET); Eine Klassifikation der *Erneuerbare Energieträger* (EET) ist der Energieträgerklassifikation der Statistik Austria [Energieversorgung Österreichs 2000] zu entnehmen (siehe Anhang).

<sup>18</sup> Im Folgenden steht der Endenergieverbrauch von „Öl“ für die Gesamtheit der Erdölprodukte.

und erneuerbare Energieträger zu verzeichnen. Der Anteil von Kohle am Endenergieverbrauch nahm seit 1970 ebenfalls ab: von 21% (126 PJ) im Jahr 1970 auf 7% (69 PJ) im Jahr 1998.

Die prozentuelle Aufteilung nach Energieträgern im Jahr 1998 ist in der Abbildung 3-2 rechts ersichtlich. Es wurden 69 PJ (7%) an Kohle, 369 PJ (38%) Öl, 178 PJ (19%) Gas, 180 PJ (ca. 50 TWh, 19%) Strom, 45 PJ (5%) Fernwärme und 117 PJ (12%) an EET verbraucht<sup>19</sup>.



**Abbildung 3-2 links: zeitliche Entwicklung des Endenergieverbrauchs in Österreich; rechts: Aufteilung nach Energieträgern für 1998**

### 3.3. Gesamter Endenergieverbrauch nach Sektoren

In Abbildung 3-3 ist der Endenergieverbrauch von 1970 bis 1998 gegliedert nach Sektoren dargestellt. Es werden folgende Sektoren unterschieden: Haushalte, Industrie, Verkehr und der Service-sektor.

Der Sektor Industrie hat 1998 den höchsten Endenergieverbrauch mit 269 PJ (28%), knapp gefolgt von den Sektoren Verkehr 260 PJ (27%) und Haushalte 250 PJ (26%). An letzter Stelle liegt der Sektorservice mit 178 PJ (19%).

<sup>19</sup> Auch ein Großteil des Stroms (siehe Kapitel 3.4) und ein Teil der Fernwärme werden aus EET bereitgestellt.

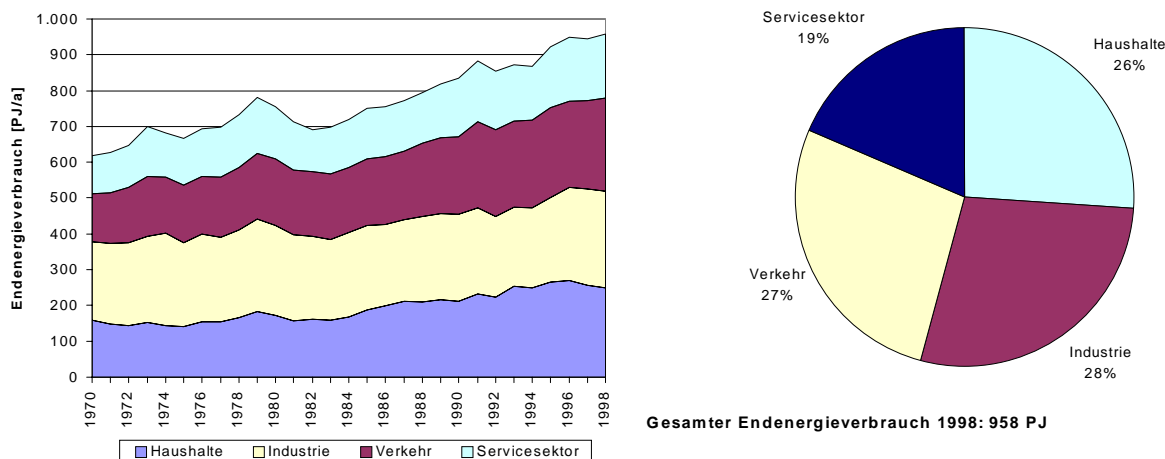


Abbildung 3-3 links: zeitliche Entwicklung des gesamten Endenergieverbrauchs in Österreich gegliedert nach Sektoren; rechts: Aufteilung nach Sektoren für 1998

### 3.3.1. Industrie

Der folgenden Abbildung 3-4 ist die Entwicklung des Endenergieverbrauches der österreichischen Industrie zu entnehmen. Seit 1970 hat der Verbrauch um 23% zugenommen (1970 218 PJ, 1998: 269 PJ).

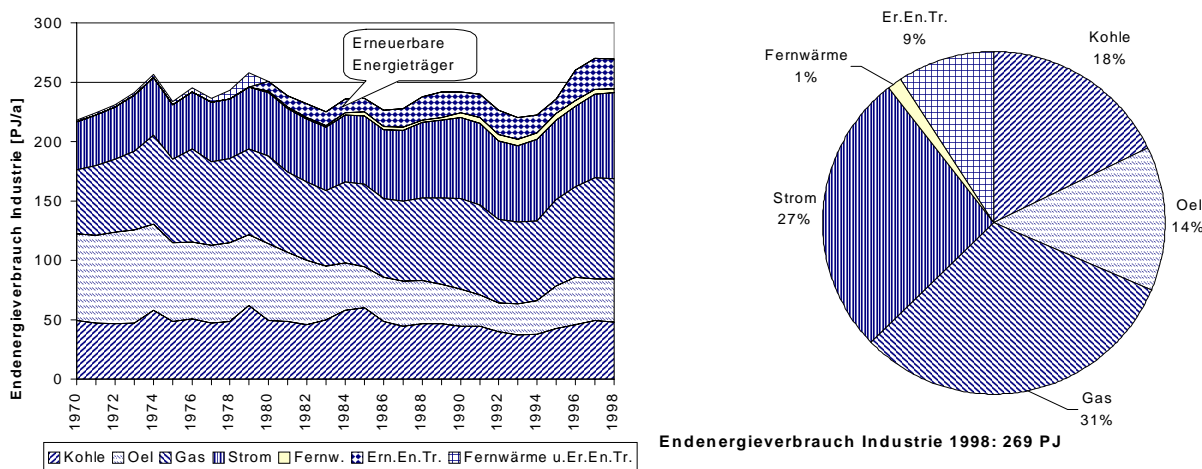


Abbildung 3-4 links: zeitliche Entwicklung des Endenergieverbrauchs in der Industrie<sup>20</sup>; rechts: Aufteilung nach Energieträgern für 1998

Die Konjunkturverschlechterung der Jahre 1992 und 1993 hat den Endenergieverbrauch der Industrie deutlich verringert. Im Jahr 1992 sank er um etwa 6%, die Industrieproduktion ging um etwa 1% zurück. Vor allem die Eisenhütten, auf die fast ein Drittel des Energiebedarfes entfällt, mußten Produktionseinbußen hinnehmen. Durch die Schließung der Elektrolyse in Ranshofen sank die Aluminiumerzeugung um 60%.

1993 gingen sowohl die Industrieproduktion als auch der industrielle Endenergieverbrauch um etwa 3% zurück. Die energieaufwendige Grundstoffindustrie war vom Konjunkturreinbruch weniger stark

<sup>20</sup> In der Darstellung ist die "Fernwärme" gemäß Einteilung der Statistik Austria ab 1980 getrennt von den "Erneuerbaren Energieträgern" ausgewiesen.

betroffen als die Produktion von Ausrüstungsgütern und Teilen der Konsumgüterindustrie. Die Produktion der Eisenhütten blieb in diesem Jahr auf niedrigem Niveau stabil.

Die kräftige Zunahme der Industrieproduktion in den Jahren 1994 (6%), 1995 (10%) und 1996 (4%) führte wieder zu einer Zunahme des industriellen Endenergieverbrauches. Von 1997 bis 1998 ist er fast konstant geblieben.

Der Ölverbrauch in der Industrie im Jahr 1998 (36 PJ) ist gegenüber 1970 um etwa 50% zurückgegangen. Der Kohleverbrauch blieb hingegen fast konstant (48 PJ/a). Der Konsum von Strom nahm von etwa 11 (41 PJ/a) auf ca. 20 TWh/a (72 PJ/a) zu. Eine ähnliche Entwicklung hat Gas zu verzeichnen: Der derzeitige Verbrauch liegt bei ca. 85 PJ/a. Etwa 25 PJ erneuerbare Energieträgern (EET) wurden 1998 eingesetzt.

Gas dominiert den momentanen Endenergieverbrauch mit 31%, gefolgt von Strom, Kohle und Ölprodukten. Erneuerbare Energieträger und Fernwärme sind prozentuell weit abgeschlagen (vgl. Abbildung 3-4 rechts).

### 3.3.2. Haushalte

In Abbildung 3-5 (links) ist die zeitliche Entwicklung des Endenergieverbrauchs in Haushalten von 1970 bis 1998 - aufgeschlüsselt nach Energieträgern - dargestellt.

Der Verbrauch hat in diesem Zeitraum um 57% zugenommen. Der Einsatz von Kohle ist dabei signifikant von 46 PJ im Jahr 1970 auf 14 PJ im Jahr 1998 (also fast auf ein Drittel) gesunken. In relativen Zahlen lag der Anteil der Kohle 1970 noch bei 29%, 1998 betrug er nur noch 6%. Der absolute Verbrauch von Öl blieb fast konstant, relativ nahm der Anteil am Endenergieverbrauch jedoch seit 1970 von 33% auf 22% im Jahr 1998 ab.

Die verbrauchte Gasmenge hat sich von 21 PJ im Jahr 1970 auf 43 PJ im Jahr 1998 mehr als verdoppelt, die konsumierte Menge Strom ist um fast 160 % {von 16 PJ (4,4 TWh) im Jahr 1970 auf 41 PJ (etwa 11 TWh) im Jahr 1998} gestiegen. Ein besonders signifikantes Wachstum hat aber die Fernwärme von 2 PJ im Jahr 1970 auf 15 PJ im Jahr 1998 (7,5-facher Wert) zu verzeichnen. Erneuerbare Energieträger wuchsen von 22 PJ im Jahr 1970 auf 81 PJ im Jahr 1998 (3,7-fache Menge) an.

Es läßt sich feststellen, dass Haushalte besonders stark auf die Ölpreise reagieren: der Ölverbrauch im Jahr 1974 (Ölkrise) hat sich im Vergleich zum Vorjahr um 8,5% und der gesamte Endenergieverbrauch um 5,3% verringert.

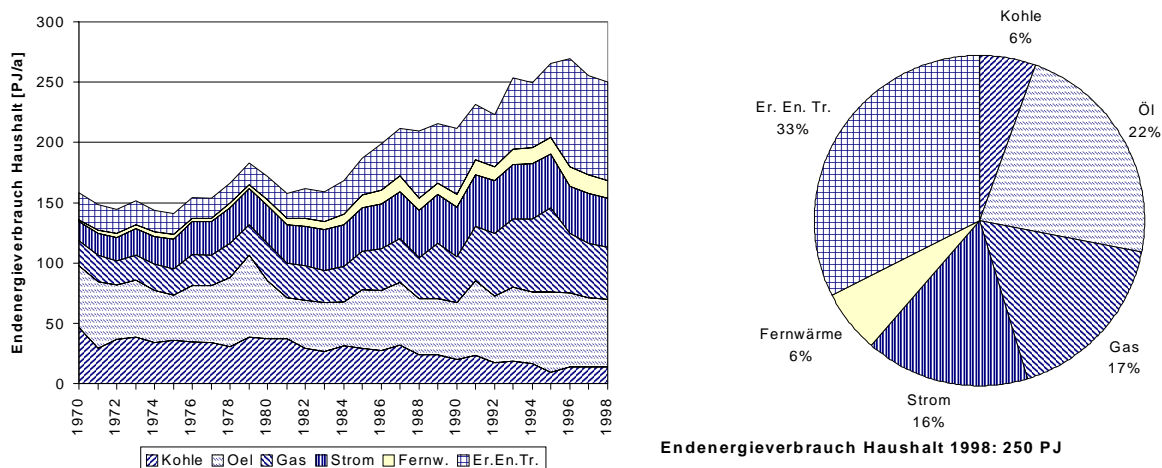
Nach der zweiten Ölkrise zu Beginn der 80-iger Jahre hat sich der Ölverbrauch im Haushalt im Jahr 1980 um 28% reduziert und im nächsten Jahr um weitere 29%. Der gesamte Endenergieverbrauch im Haushaltssektor ist in der gleichen Zeit um 6% (1981) bzw. 8% (1982) gesunken.

Ab dem Jahr 1982 stieg er bis 1996 fast kontinuierlich an (um insgesamt rund 67%), dann sank er gegenüber 1996 um 7% bis zum Jahr 1998<sup>21</sup>.

Die Aufteilung des Haushalts-Endenergieverbrauchs nach Energieträgern ist aus der Abbildung 3-5 (rechts) für das Jahr 1998 zu entnehmen: etwa ein Drittel (81 PJ) ist durch erneuerbarer Energieträger (EET) gedeckt.

---

<sup>21</sup> Der Grund dafür liegt in der auffälligen Verbrauchsspitze des Jahres 1996. Der in diesem Jahr erhöhte Verbrauch ist darauf zurückzuführen, dass die Zahl der Heizgradtage 1996 weit höher lag als im Durchschnitt. Die Spitze im Jahr 1991 hat die selbe Ursache.

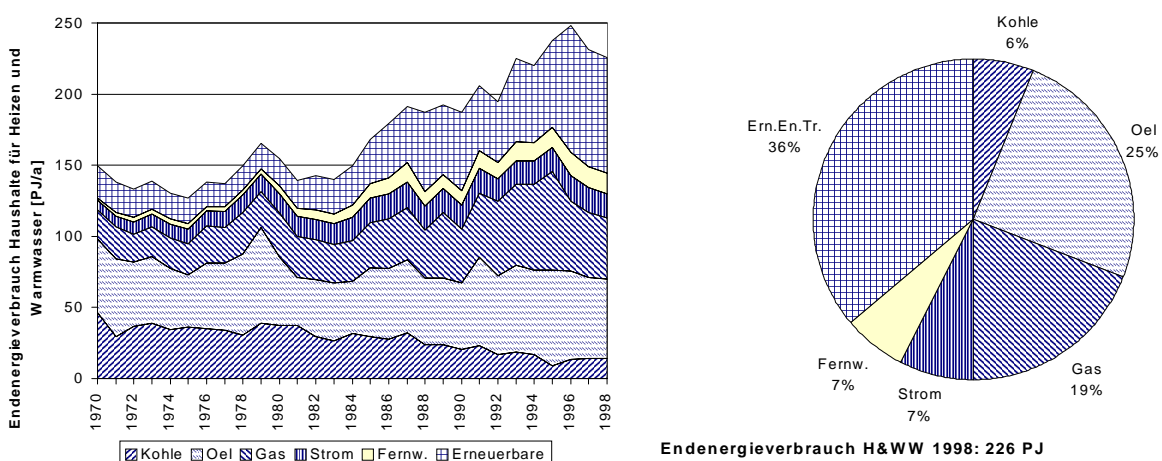


**Abbildung 3-5 links: zeitliche Entwicklung des Endenergieverbrauchs im Haushaltssektor; rechts: Aufteilung nach Energieträgern für 1998**

Von speziellem Interesse in bezug auf die Nutzung Erneuerbarer ist der Endenergieverbrauch der Haushalte für Heizung und Warmwasser. Dieser betrug im Jahr 1998 226 PJ (vgl. Abbildung 3-6). Da Kohle, Öl, Gas, Fernwärme und Erneuerbare Energieträger in den Haushalten hauptsächlich für Heizen und Warmwasserbereitung<sup>22</sup> eingesetzt werden, ist ihr Verbrauch mit jenem der Abbildung 3-5 fast ident. Beim Strom hingegen ist jener Anteil in Abzug gebracht, der stromspezifischen Anwendungen für Haushaltsgeräte zugeordnet werden kann.

Seit 1970 stieg der Stromverbrauch für Heizung und Warmwasserbereitung von etwa 2 (7 PJ) auf rund 5 TWh (17 PJ) im Jahr 1998 an. Im Vergleich dazu betrug der Verbrauch an elektrischem Strom in Haushalten für alle Anwendungen (Endenergie, vgl. Abbildung 3-5) im Jahr 1998 etwa 11 TWh (41 PJ), d.h. rund 41% des Stromverbrauchs in Haushalten fällt für Heizung und Warmwasserbereitung an.

Die Aufschlüsselung des Endenergieverbrauchs von Haushalten für Heizen und Warmwasser nach Energieträgern ist der Abbildung 3-6 (rechts) zu entnehmen.



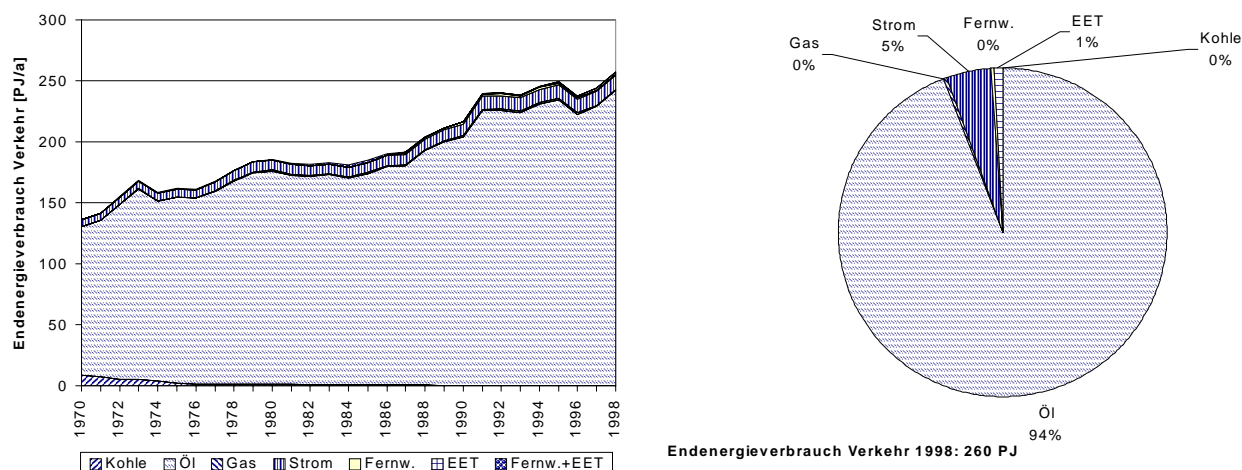
**Abbildung 3-6 links: zeitl. Entwicklung des Endenergieverbrauch im Haushaltssektor für Heizen und Warmwasser; rechts: Endenergieverbrauch für Heizung und Warmwasser im Haushaltssektor nach Energieträgern im Jahr 1998**

<sup>22</sup> Gas und EET werden auch für Kochzwecke eingesetzt.

### 3.3.3. Verkehr

Der folgenden Abbildung 3-7 (links) ist die Entwicklung des Endenergieverbrauchs des österreichischen Verkehrs zu entnehmen. Seit 1970 hat er um 90% zugenommen (1970: 136 PJ, 1998: 260 PJ).

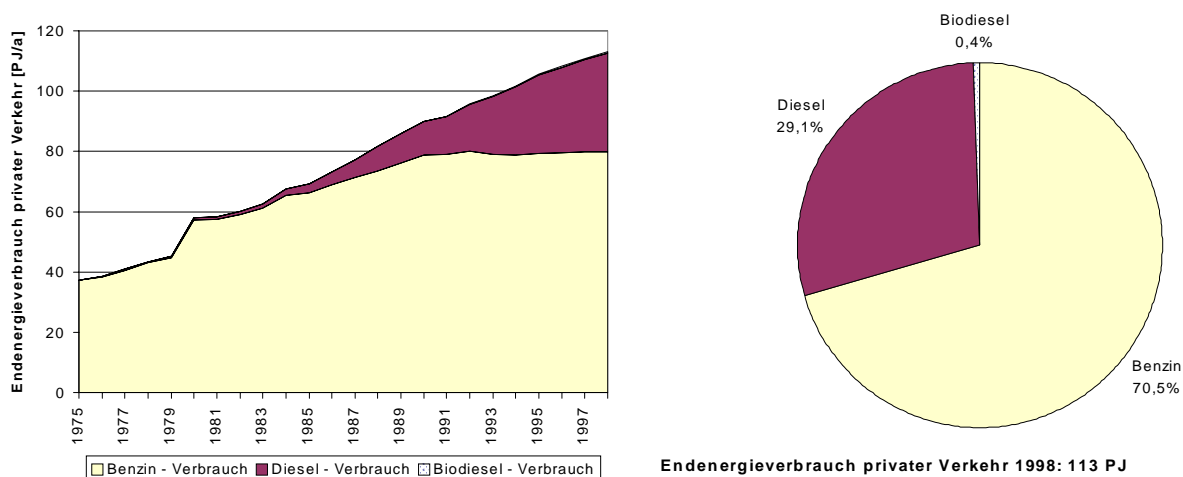
Naturgemäß ist der Anteil von fossilem Öl im Transportsektor mit 94% der höchste, gefolgt von Strom mit 5%. Deutlich erkennt man den Effekt der ersten Ölpreiskrise, der durch einen starken Abfall des Ölverbrauchs im Transportsektor bemerkbar wird.



**Abbildung 3-7 links: zeitliche Entwicklung des Endenergieverbrauchs im Verkehr<sup>23</sup>; rechts: Endenergieverbrauch nach Energieträgern im Jahr 1998**

Der Endenergieverbrauch im privaten Verkehr – aufgliedert nach Benzin und Diesel - nahm seit 1975 um 204% zu (113 PJ im Jahr 1998, vgl. Abbildung 3-8). Der Anteil von Diesel hat sich seit 1980 (etwa 1%) auf 29% des gesamten Endenergieverbrauchs erhöht. Ab dem Jahr 1991 ist der Benzinkonsum fast konstant geblieben, während der Dieselverbrauch weiter stark gewachsen ist. Der gesamte Verbrauch von Biodiesel in Österreich liegt 1998 bei etwa 0,5 PJ (rund 42% der Produktion von 1998 wurde exportiert [Clement et al. 1998]) und spielt damit eine stark untergeordnete Rolle.

<sup>23</sup> In der Darstellung ist die "Fernwärme" gemäß Einteilung der Statistik Austria ab 1987 getrennt von den "Erneuerbaren Energieträgern" ausgewiesen.



**Abbildung 3-8 links: zeitliche Entwicklung des Endenergieverbrauchs im privaten Verkehr; rechts: Endenergieverbrauch nach Energieträgern im Jahr 1998**

### 3.3.4. Service<sup>24</sup>

Der Endenergieverbrauch im Sektorservice (Gewerbe und öffentliche Anlagen) ist seit 1970 von rund 110 PJ auf etwa 180 PJ im Jahr 1998 gewachsen. Das entspricht einem prozentuellen Anstieg von ca. 70%. Im zeitlichen Verlauf haben sich starke Verschiebungen bei den Anteilen der einzelnen Energieträger ergeben: Hielten die erneuerbaren Energieträger von 1988 bis etwa 1994 bei ungefähr 20 bis 30%, so sanken sie 1998 auf etwa 5% ab. Diese Entwicklung ist auf eine Umstellung der Methodik bei der Bewertung der Biomasse von seiten der Statistik Austria zurückzuführen.<sup>25</sup> Öl hat gegenüber 1970 mit etwa 60% Anteil (60 PJ) im Laufe der Zeit an Bedeutung verloren (1998: rund 20% (30 PJ)). Der Strom- und Gasverbrauch hingegen nahm sowohl in absoluten als auch in relativen Zahlen stark zu.

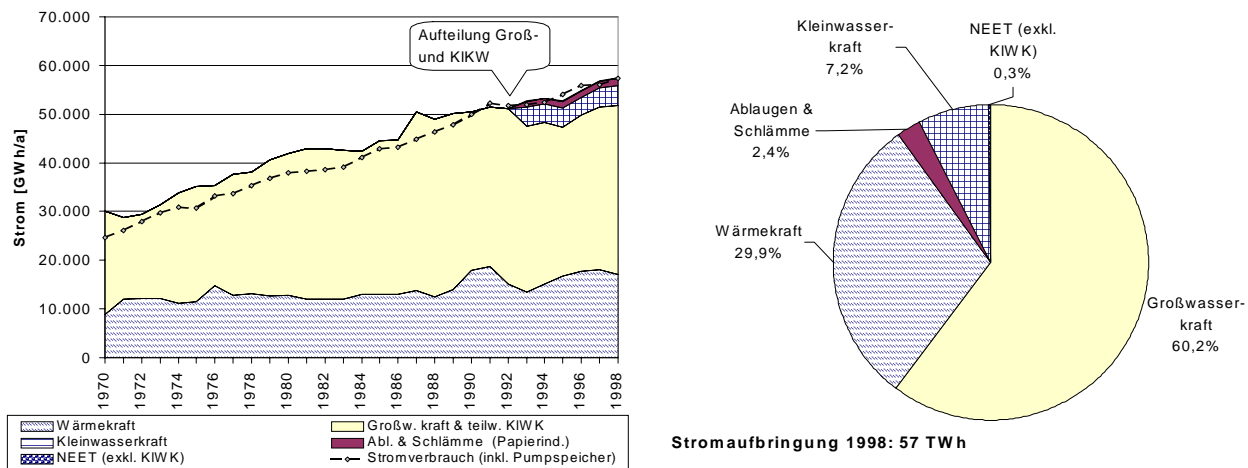
### 3.4. Aufbringung und Verbrauch von Strom

Die folgende Abbildung 3-9 (links) vergleicht die Aufbringung von elektrischem Strom - aufgliedert nach Energieträgern - und den Verbrauch in Österreich. Da die Datenlage für erneuerbare Energieträger bis 1992 sehr schlecht ist, wird deren Beitrag zur Stromerzeugung erst ab 1993 explizit angegeben. Davor war auch keine Aufspaltung zwischen "Großwasserkraft" und "Kleinwasserkraft" ( $\leq 10$  MW) möglich.

Der Anteil der Großwasserkraft an der österreichischen Stromerzeugung beträgt im Jahr 1998 rund 35 TWh (60%), während die in fossil befeuerten Wärmekraftwerken erzeugte Strommenge in etwa bei 17 TWh (30%) liegt (vgl. Abbildung 3-9 rechts). Aus Ablagen und Schlämmen der Papier- und Zellstoffindustrie werden ca. 1 TWh Strom erzeugt.

<sup>24</sup> Im Gegensatz zum Transportsektor und der Industrie ist der Sektorservice eher schlecht dokumentiert. Daher werden in diesem Kapitel keine historischen Entwicklungen dargestellt.

<sup>25</sup> Ab 1993 erfolgte eine generelle Umstellung auf EU-Kompatibilität. Ab dem Jahr 1996 wurden die Heizwerte für Biomasse geändert.



**Abbildung 3-9 links: zeitliche Entwicklung der Stromerzeugung und des Verbrauchs in Österreich, 1970 – 1998; rechts: Stromerzeugung in Österreich nach Energieträgern**

Quelle: zusätzlich zu den am Beginn des Kapitels angeführten: Haas, Kranzl 2000a; IG Windkraft; Obernberger, Hammerschmid 1999a; Betriebsstatistik 1998; eigene Analysen, Werte Biomasse-KWK teilweise geschätzt

#### **4. Dokumentation der historischen Entwicklung und des Ist-Zustandes der Nutzung Erneuerbarer Energien in Österreich**

Für die folgenden Energieträger wird die zeitliche Entwicklung bis 1998 (bzw. soweit es die vorhandene Datenlage erlaubt auch für später) dokumentiert:

- Reine Stromproduktion
  - Photovoltaik
  - Windenergie
  - Kleinwasserkraft
- Reine Wärmeproduktion
  - Feste Biomasse: Biomasse-Einzelanlagen, Nahwärmeanlagen
  - Solarthermie
  - Wärmepumpe
- Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (KWK-Anlagen)
  - Feste Biomasse
  - Gasförmige Biomasse
    - Biogas
    - Deponiegas
    - Klärgas
  - Geothermie
- Flüssige Biomasse - Mobilität

Man unterscheidet zwischen Energieträgern, die nur zur Stromproduktion oder Wärmeproduktion dienen, und solchen, die sowohl Wärme als auch Strom liefern (KWK – Anlagen). Die flüssige Biomasse umfaßt nur Biodiesel<sup>26</sup>.

Aus Tabelle 4-1 entnimmt man die aus erneuerbaren Technologien gewonnene Strom- bzw. Wärmemenge für das Jahr 1999 und 2000 – soweit verfügbar (Details siehe jeweilige Kapitel).

---

<sup>26</sup> Bioethanol wird derzeit nicht produziert; Der Einsatz flüssiger Biomasse in KWK-Anlagen wird aufgrund der untergeordneten Bedeutung dieser Technologie hier nicht behandelt.

**Tabelle 4-1: Strom & Wärmeproduktion aus erneuerbaren Energieträgern, 1999 & 2000**

Quelle: siehe Kapitel 4.1 bis 4.4

Technologie	1999				2000			
	Strom [GWh/a]	Wärme [GWh/a]	Strom [TJ/a]	Wärme [TJ/a]	Strom [GWh/a]	Wärme [GWh/a]	Strom [TJ/a]	Wärme [TJ/a]
PV	2,3	-	8	-	3,2	-	12	-
Wind	70,3	-	253	-	90,4 <sup>27</sup>	-	325	-
Kleinwasserkraft <sup>28</sup>	4.150,4	-	14.941	-	n.v.	-	n.v.	-
Feste Biomasse KWK	50	n.v.	180	n.v.	52	n.v.	187	n.v.
Biogas KWK	21,1	40,9	76	147	n.v.	n.v.	n.v.	n.v.
Deponiegas KWK	100 <sup>29</sup>	n.v.	360	n.v.	100	n.v.	360	n.v.
Klärgas KWK <sup>30</sup>	38	n.v.	137	n.v.	n.v.	n.v.	n.v.	n.v.
Geothermie <sup>31</sup>	0	72,4	0	261	0	116,6	0	420
Feste Biomasse EE <sup>32</sup>	-	28.183	-	101,5	-	n.v.	-	n.v.
Wärmepumpe (kumuliert)	-	1.792 <sup>33</sup>	-	6.450 <sup>34</sup>	-	1.875 <sup>35</sup>	-	6.751 <sup>36</sup>
Solarthermie (kumuliert) <sup>37</sup>	-	689,2	-	2.481	-	747,4	-	2.691

n.v.: Daten für diesen Zeitpunkt nicht verfügbar

## 4.1. Reine Stromproduktion

### 4.1.1. Photovoltaik

Die jährlich neu installierte Photovoltaik - Anlagenleistung steigt in Österreich seit 1990 kontinuierlich an. Wurden 1990 59 kW<sub>peak</sub> installiert, so erhöhte sich die jährlich neu installierte Leistung<sup>38</sup> – aufgrund von Förderprogrammen, Eigeninitiativen und Demonstrationsprojekten<sup>39</sup> – in den Folgejahren um bis zu 52% pro Jahr. Im Jahr 2000 wurden **1.272 kW<sub>peak</sub> neu installiert**, das entspricht dem 22-fachen Wert von 1990 bzw. einer Wachstumsrate gegenüber 1999 von 35%. Dieses hohe Wachstum ist insbesondere auf die Installation von Großanlagen (>200 kW) zurückzuführen<sup>40</sup>. Ende 2000 erreichte die **elektrische Gesamtleistung** damit **4.874 kW<sub>peak</sub>**.

Im Jahr 1997<sup>41</sup> waren insgesamt 4.905 PV-Anlagen installiert (weitere Details siehe Anhang).

Trotz der hohen Wachstumsraten (vgl. Abbildung 4-1) in den 90iger Jahren spielte Photovoltaik im Jahr 2000 mit **3,2 GWh Stromproduktion** bzw. rund 0,006 % des Stromverbrauchs 1998 eine ver-

<sup>27</sup> Wären die im Laufe des Jahres 2000 neu installierten Anlagen schon zu Beginn des Jahres in Betrieb gewesen, dann hätten rund 130 GWh Strom erzeugt werden können (siehe Kapitel 4.1.2).

<sup>28</sup> Wert für 1998;

<sup>29</sup> Summe aus mechanischer und elektrischer Energie, [Österr. Biomasse-Verband 2000];

<sup>30</sup> eigene Analysen: prozentuelle Aufteilung der von Jenbacher Energiesysteme („JES“) installierten Klärgasanlagen in mechanische und elektrische Leistung auf insgesamt bestehende Anlagen übertragen;

<sup>31</sup> ab 1/2001 Altheim (OÖ) in Betrieb: geschätzte Stromproduktion 3,8 GWh;

<sup>32</sup> Für Biomasse-Einzelanlagen nur Daten bis 1998 verfügbar: 69,4 PJ bzw. 19.266 GWh;

<sup>33</sup> dabei genutzte Umweltwärme: 1.085,4 GWh

<sup>34</sup> dabei genutzte Umweltwärme: 3907 TJ

<sup>35</sup> dabei genutzte Umweltwärme: 1.142,4 GWh

<sup>36</sup> dabei genutzte Umweltwärme: 4.113 TJ

<sup>37</sup> Schwimmbad-, Brauchwassererwärmung und Heizung

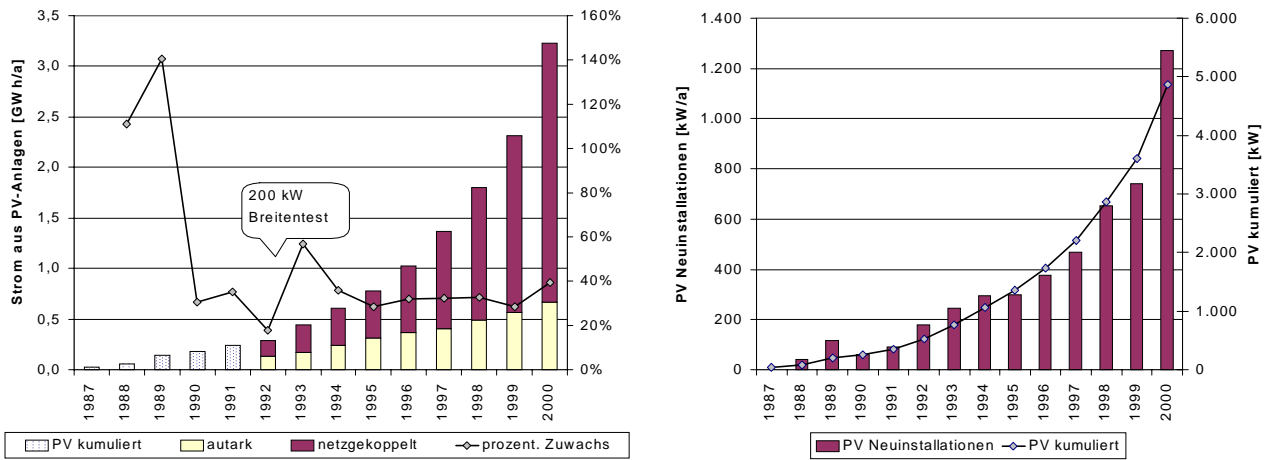
<sup>38</sup> und damit auch die Stromproduktion;

<sup>39</sup> In Abbildung 4-1 erkennt man die höheren relativen Zunahmen der Stromproduktion in den Jahren 1992 bis 1994, die durch das 200 kW Breitentestprogramm bedingt sind.

<sup>40</sup> Neu installierte Leistung von Anlagen >200 kW im Jahr 2000: 1.199 kW;

<sup>41</sup> keine aktuelleren Daten verfügbar;

schwindend kleine Rolle. Rund 21 % des von PV-Anlagen produzierten Stromes wird in autarken Anlagen erzeugt, also nicht ins öffentliche Netz eingespeist.



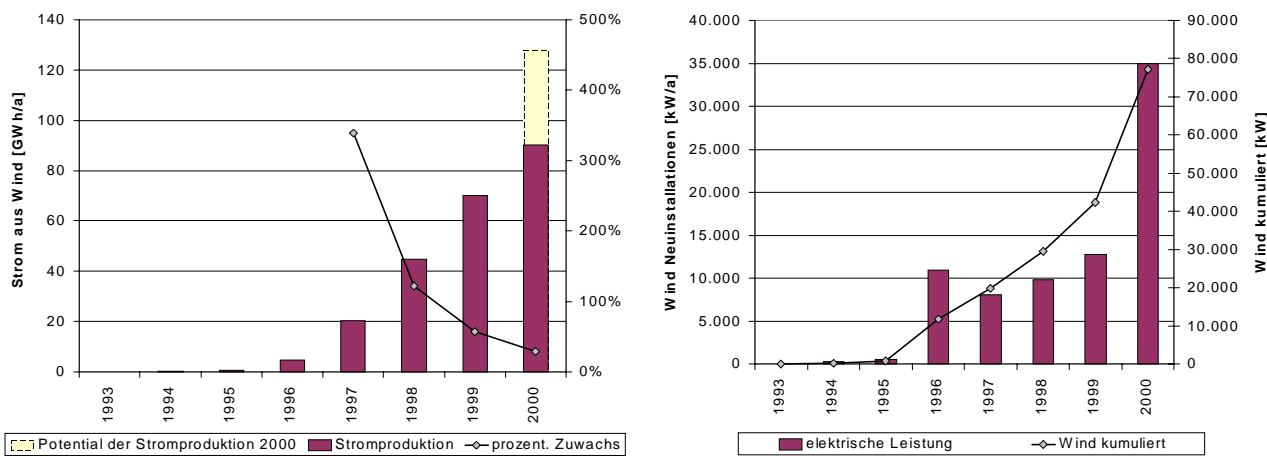
**Abbildung 4-1: Zeitliche Entwicklung von Photovoltaikanlagen**

Quelle: Faninger 1989ff

### 4.1.2. Windenergie

Derzeit erlebt die Nutzung von Windenergie zur Stromproduktion international einen Boom (besonders Dänemark, Deutschland und Spanien). In Österreich nimmt die Zahl der installierten Anlagen seit 1995 rapide zu. Im Jahr 2000 wurden etwa **90 GWh Strom produziert** (vgl. Abbildung 4-2).

Niederösterreich produzierte mit 61 GWh bei weitem den größten Anteil. Die **installierte Anzahl** von Windkraftanlagen betrug **Ende 2000 122 Stück**. Das bedeutet eine Neuinstallation von 36 Anlagen bzw. etwa 35 MW (kumuliert Ende 2000: 77 MW) gegenüber dem Vorjahr. Somit stellt das Jahr 2000 ein Rekordjahr für diese Technologie dar (weitere Details siehe Anhang). Wären die im Laufe dieses Jahres neu installierten Anlagen schon zu Beginn des Jahres in Betrieb gewesen, dann hätten rund 130 GWh Strom erzeugt werden können („Potential der Stromproduktion 2000“).



**Abbildung 4-2: Zeitliche Entwicklung von Windkraftanlagen**

Quelle: Datenbank Arbeitsgruppe Energiewirtschaft; IG Windkraft, eigene Analysen

### 4.1.3. Kleinwasserkraft

Die Nutzung der Kleinwasserkraft hat in Österreich seit Jahrzehnten einen hohen Stellenwert wie in kaum einem anderen europäischen Land. Die historische Entwicklung der Kleinwasserkraft war jedoch sehr wechselhaft (siehe [Pelikan 2000]): Blütezeiten wie z.B. jene der industriellen Entwicklung in den ersten Jahrzehnten des Jahrhunderts oder der steuerlichen Begünstigung in den 80er Jahren wechselten mit Phasen des Mühlensterbens der 60er und 70er Jahre oder der annähernden Stagnation in den 90er Jahren.

Bezüglich der Datenbasis zur Dokumentation der historischen Entwicklung der Kleinwasserkraft in Österreich gilt es zwei wichtige Aspekte zu berücksichtigen:

Einerseits wurden in Österreich Wasserkraftwerke in den letzten Jahrzehnten nur dann zur Kleinwasserkraft (und damit zu erneuerbaren Energieträgern) gezählt, wenn sie eine Engpaßleistung von 5 MW nicht überschritten. In der EU liegt die Grenze hingegen bei 10 MW. Obwohl diesem Umstand in der jüngsten Novelle des EIWOG Rechnung getragen wurde – und in Österreich auch die 10 MW Grenze für Kleinwasserkraft festgesetzt wurde –, bedingt diese Umstellung jedoch ein Fehlen konsistenter historischer Zeitreihen auf Basis der neuen 10 MW Grenze.

Andererseits geht die letzte umfassende veröffentlichte Dokumentation sämtlicher Wasserkraftwerke in Österreich, die vor allem auch Kleinanlagen enthält, auf die Bestandsstatistik 1994, veröffentlicht vom Bundeslastverteiler, zurück.<sup>42</sup> In der Bestandsstatistik 1994 sind somit sämtliche statistisch erfaßten Kleinwasserkraftwerke in Österreich bis zur 5 MW Grenze dokumentiert. Im Rahmen der Betriebs- und Bestandsstatistik 1998 werden die Daten der Kleinwasserkraft zwar auf Basis der neuen 10 MW Grenze angegeben, der Mangel besteht jedoch darin, dass Kleinanlagen kleiner 20 kW nicht erfaßt wurden. Auch in [Alder, Bittermann 2000], die ebenfalls auf vorläufige Daten der Betriebs- und Bestandsstatistik 1998 aufbauen und die historische Entwicklung auf Basis der 10 MW Grenze berechnen, werden sogar Anlagen kleiner 200 kW nicht berücksichtigt.

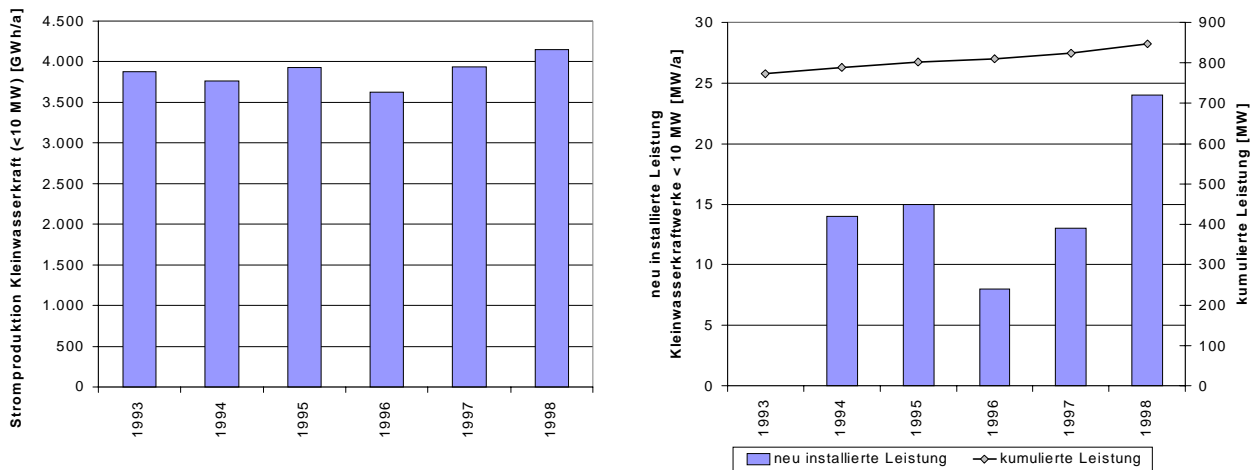
Somit besteht die Schwierigkeit darin, konsistente Daten der historischen Entwicklung der Kleinwasserkraft in Österreich im gesamten Bereich von 0-10 MW abzuleiten.

In Abbildung 4-3 ist die zeitliche Entwicklung der kumulierten Engpaßleistung und der produzierten Strommenge auf Basis der 10 MW Grenze für Kleinwasserkraft von 1993 bis 1998 aufgetragen (unter den oben diskutierten Einschränkungen). Beim Vergleich der **jährlichen Aufbringung** lassen sich in diesem Zeitraum keine nennenswerten Trends erkennen (**1998: 4.150 GWh**). Und obwohl laut dokumentierter Datenlage die **kumulierte Engpaßleistung** von 1993 mit 774 MW bis **1998 auf 838 MW** (+8,3%) zugenommen hat, muß berücksichtigt werden, dass in den Jahren 1993-1997 sämtliche Anlagen kleiner 200 kW fehlen, im Jahr 1998 jedoch nur jene kleiner 20 kW. Somit ist die tatsächlich installierte Engpaßleistung besonders in den Jahren 1993-1997 deutlich nach oben zu korrigieren.<sup>43</sup> Weitere verfügbare Details sind im Anhang zu finden.

---

<sup>42</sup> Infolge der zu Grunde gelegten Erhebungskriterien erfolgt jedoch keine vollständige und lückenlose Erfassung aller bestehenden Kleinwasserkraftwerke, wobei eine gewisse „Dunkelziffer“ bestehen bleibt. Diese nicht erfaßten Anlagen haben eine sehr geringe Leistung, zum Teil keine Netzkopplung oder werden rein für die private Eigenversorgung genutzt.

<sup>43</sup> Nach eigenen Abschätzungen lag die gesamte installierte Leistung der Kleinwasserkraftwerke kleiner 200 kW im Jahr 1993 bei ca. 65 MW, das sind zusätzlich ca. 10% der installierten Leistung bzw. Aufbringung der Kleinwasserkraft auf Basis der alten 5 MW Grenze. Unter Berücksichtigung dieser Abschätzung kann bei der Engpaßleistung der Kleinwasserkraftwerke in Österreich von 1993-1998 von einer Stagnation ausgegangen werden.



**Abbildung 4-3: Zeitliche Entwicklung des von Kleinwasserkraftwerken (< 10MW) produzierten Stroms und Entwicklung der Leistung<sup>44</sup>**

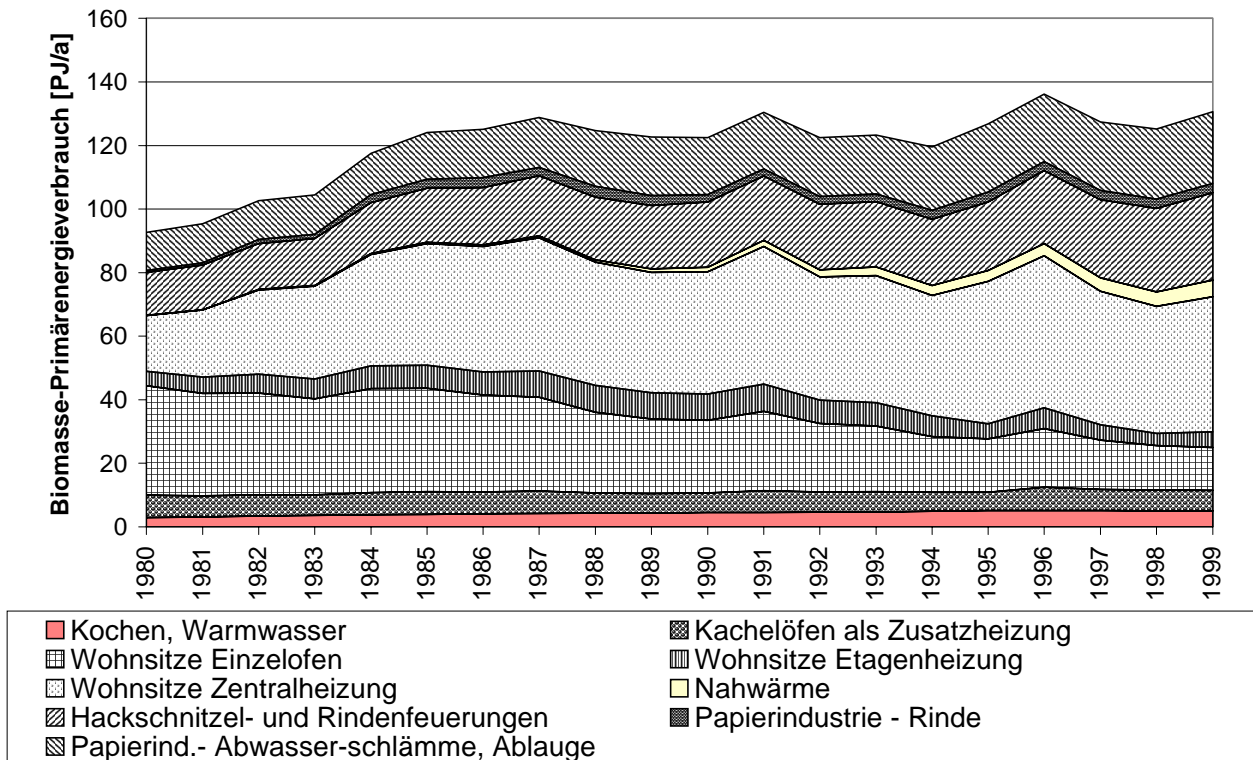
Quelle: Alder, Bittermann 2000; Betriebsstatistik 1998, Betriebsstatistik 1997, Bestandsstatistik 1998

## 4.2. Reine Wärmeproduktion

### 4.2.1. Feste Biomasse

Seit 1980 hat sich der **Primärenergieverbrauch** an Biomasse von ca. 90 auf **125 PJ** im Jahr 1998 erhöht (vgl. Abbildung 4-4). Ungefähr 22 PJ davon machen (1980: 9,4 PJ) die Abwasserschlämme und Ablaugen der Industrie aus. Sie sind in dieser Abbildung nur der Vollständigkeit halber eingezeichnet, da sie nicht zur festen Biomasse im engeren Sinn zählen. Außerdem sind sie nicht zu den "Neuen Erneuerbaren" (NEET) zu rechnen.

<sup>44</sup> elektrische Leistung von 1993 bis 1998: erfaßt sind nur Kraftwerke > 200 kW, nach eigenen Abschätzungen lag die gesamte installierte Leistung der Kraftwerke < 200kW im Jahr 1993 bei etwa 65 MW; Stromproduktion von 1993 bis 1997: ebenfalls nur Kraftwerke > 200 kW erfaßt;



**Abbildung 4-4 Entwicklung der energetischen Nutzung von Biomasse zur Wärmebereitstellung in Österreich seit 1980 [PJ/a]<sup>45</sup>**

Quelle: Statistik Austria; NÖ-LLWK; Austropapier; Obernberger 98; eigene Analysen

Die Verbrauchsspitzen in den Jahren 1991 und 1996 sind auf die überdurchschnittlich hohen HGT in diesen Jahren (4.000 bzw. 4.177 Heizgradtage, sonst üblicherweise ungefähr 3.850) zurückzuführen.

Im Folgenden seien die Bereiche der obigen Grafik etwas detaillierter dargestellt. Dabei wurden die Bereiche<sup>46</sup>

- Raumwärme- und Warmwasserbereitstellung in Haushalten
- Biomassenahwärme
- Automatische Holz- und Rindenfeuerungen

unterschieden. Diese Trennung ergibt sich in erster Linie aus den vorhandenen Datenquellen. Der erste Bereich wurde mittels der Erhebungen des Mikrozensus behandelt, für den Bereich der Nahwärmanlagen wurde einerseits auf die Datenbank der „Arbeitsgruppe Energiewirtschaft“ an der TU-Wien, andererseits auf die Erfassung durch die Niederösterreichische Landes-Landwirtschaftskammer („NÖ-LLWK“) zurückgegriffen. Der letzte Bereich entspricht der Erhebung der NÖ-LLWK. Es existieren Überschneidungen bei diesen Datenquellen, da in der Erhebung der automatischen Holz- und Rindenfeuerungen sowohl Anlagen in Haushalten, im Gewerbe und öffentlichen Gebäuden, als auch Kessel in Nahwärmanlagen erfaßt werden. Diese Überschneidungen wurden für die Ermittlung des gesamten Verbrauchs jedoch mittels der Nahwärmedaten und der Annahme, dass 2/3 der automatischen Feuerungen mit einer Kesselleistung von unter 100 kW sich in privaten Haushalten befinden, korrigiert.

<sup>45</sup> Die Daten für 1999 sind vorläufig: 130 PJ gesamt Primärenergieverbrauch, davon 23 PJ für Abwasserschlämme und Ablauge der Industrie;

<sup>46</sup> Ein Teil der genutzten Primärenergie wird in KWK-Anlagen verstromt (nach eigenen Schätzungen etwa 500 MWh/a, siehe auch Kapitel 4.3.1).

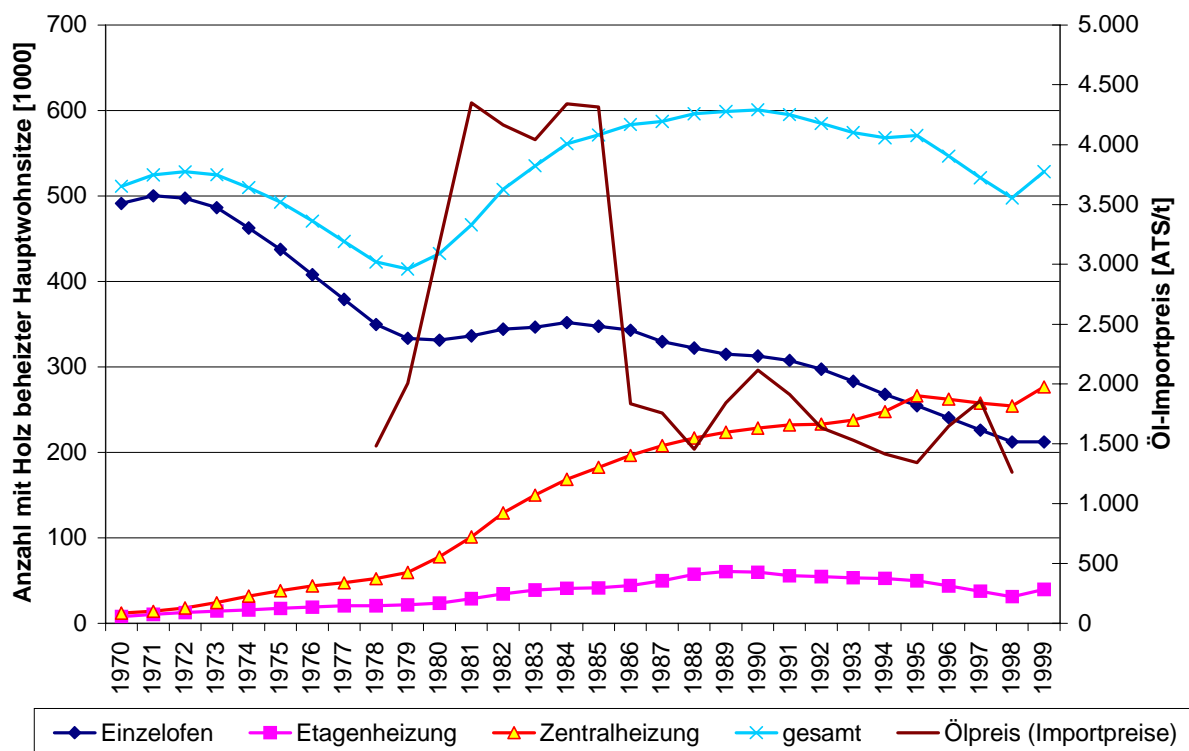
- Raumwärme- und Warmwasserbereitstellung in Haushalten

Im Bereich der Haushalte wird der Einzelofen zunehmend durch Zentralheizungen abgelöst. Seit 1990 hat die Anzahl der mit Holz beheizten Etagenöfen ebenfalls konstant abgenommen.

Da in erster Linie Einzelöfen für Kochzwecke verwendet werden, ist mit der Entwicklung vom Einzelofen zur Zentralheizung hin, eine Abnahme des Biomasseverbrauchs für Kochen verbunden. Umgekehrt findet die Warmwasserbereitung fast ausschließlich in denjenigen Haushalten statt, die über eine Zentralheizung verfügen. Der Biomasseverbrauch zur Warmwasserbereitung hat sich deshalb erhöht, sodass die Reduktion beim Kochen durch die Warmwasserbereitung kompensiert wurde.

Der größte Teil der in Haushalten installierten Zentralheizungskessel sind Stückholzkessel. Außerdem werden Hackgutkessel und seit 1996 in zunehmendem Maße Pellets-Anlagen eingesetzt. Bei letztgenannten ist seit 1996 ein starkes Wachstum der Anzahl von jährlich neu installierten Pellets-Anlagen zu beobachten (1996: 0, 2000: 3.500 Anlagen;), während der jährliche Zuwachs an Hackschnittelanlagen nahezu konstant blieb (2000: ca. 2.150 Anlagen). Weiters fallen die Kachelöfen in den Haushaltsbereich, deren Rolle bisher – vor allem was die Bedeutung als Zweitheizsystem betrifft – unterschätzt worden sein dürfte, wie neuere Untersuchungen ergeben haben. (vgl. [Adensam et al. 2000])

Es besteht ein deutlicher Zusammenhang zwischen dem hohen Ölpreis (1980 bis 1985) und der installierten Biomasseheizungen (vgl. Abbildung 4-5, Abbildung 4-6). Die Verbrauchsspitzen beim Biomasse-Endenergieeinsatz in Abbildung 4-7 in den Jahren 1991 und 1996 sind auf die überdurchschnittlich hohen HGT (siehe Beginn dieses Kapitels) in diesen Jahren zurückzuführen.



**Abbildung 4-5: Entwicklung der Anzahl mit Holz beheizter Hauptwohnsitze, Öl-Importpreis nominal**

Quelle: Statistik Austria, eigene Analysen

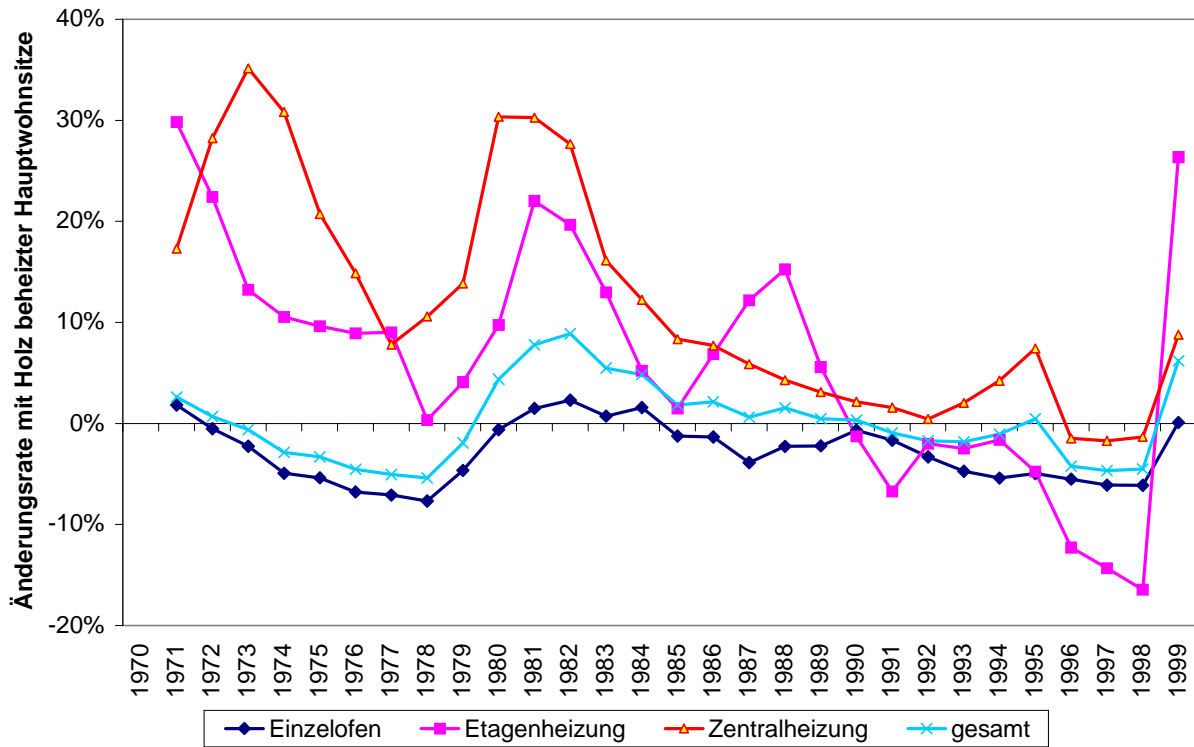


Abbildung 4-6: Zeitliche Änderungsraten mit Holz beheizter Hauptwohnsitze

Quelle: Statistik Austria; eigene Analysen

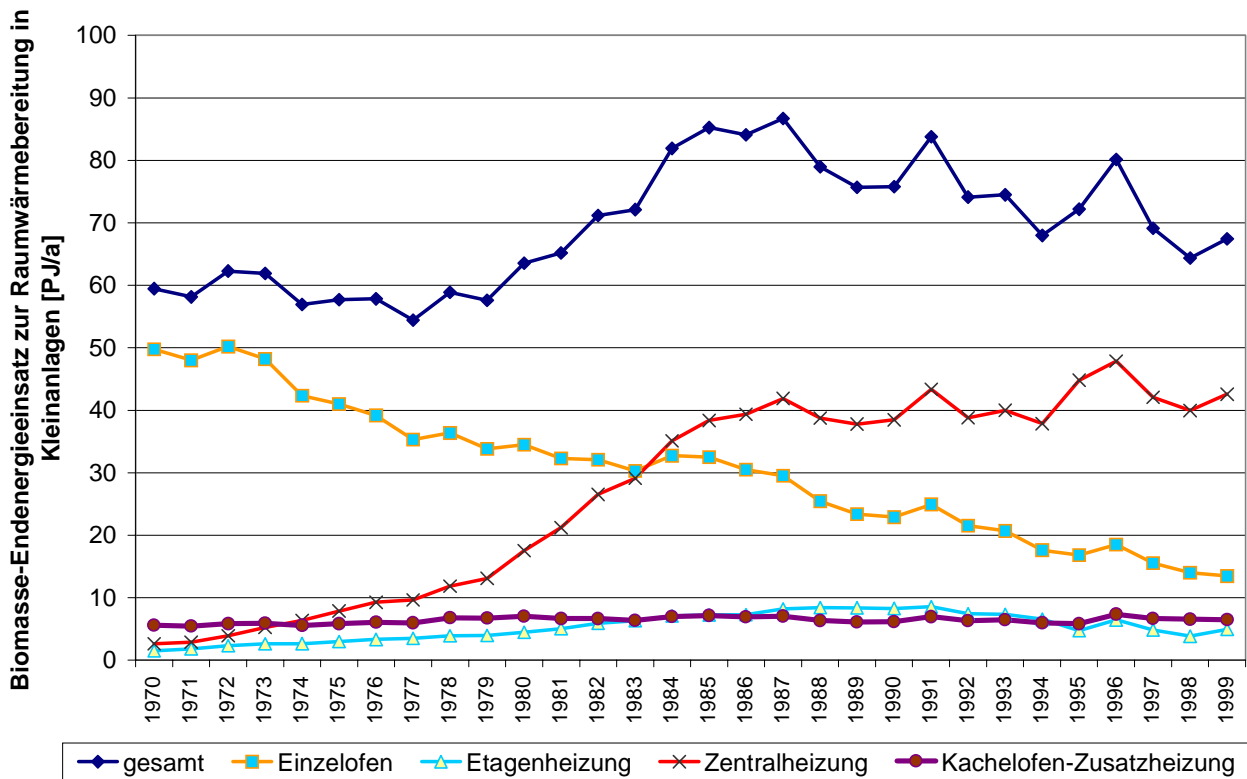


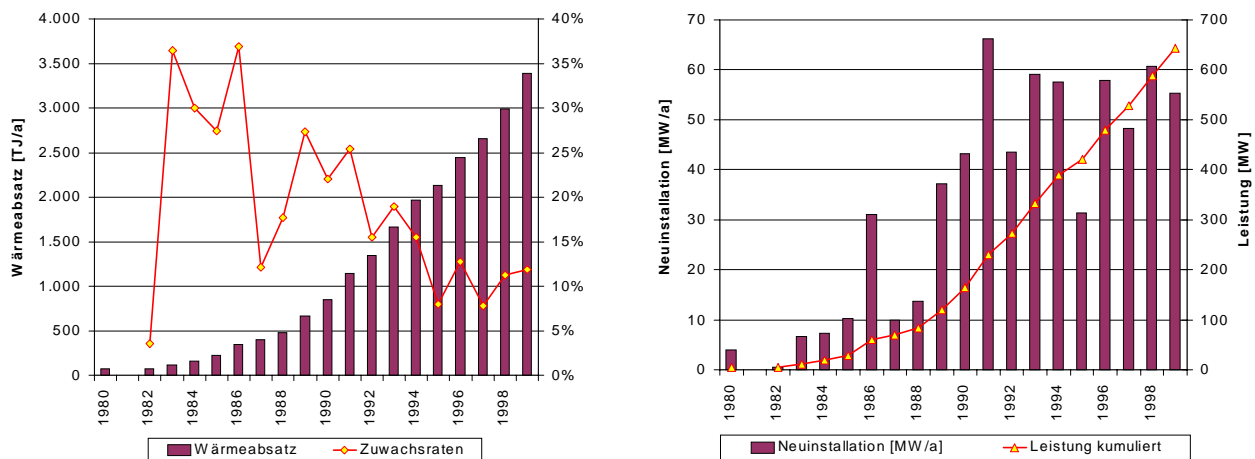
Abbildung 4-7: Entwicklung der energetischen Nutzung der Biomasse zur Raumwärmebereitstellung in Biomasse-Kleinanlagen

Quelle: Adensam et al. 2000; Statistik Austria; eigene Analysen

- Biomassenahwärme

Die Biomasse-Nahwärme erlebt seit den Anfängen in den frühen 80er Jahren einen stetigen Aufschwung. Ende 1999 waren etwa 500 Anlagen mit insgesamt ca. 644 MW thermischer Leistung installiert (Details siehe Anhang). Der Wärmeabsatz liegt bei etwa 3,4 PJ/Jahr, während der Biomasseeinsatz 5,2 PJ beträgt. Es wurde für diese Darstellung ein zeitlich linear steigender Wirkungsgradverlauf (1980 55%, 1999 70%) angenommen.

In Abbildung 4-8 sind der Wärmeabsatz, die Biomasse-Kesselleistung und die relativen Zuwachsraten des Wärmeabsatzes dargestellt. Sowohl der Wärmeabsatz als auch die installierte Biomasse-Kesselleistung wuchsen im Jahr 1999 um ca. 10%. In den Jahren 1983 und 1986 sind besonders hohe relative Zuwächse zu erkennen.



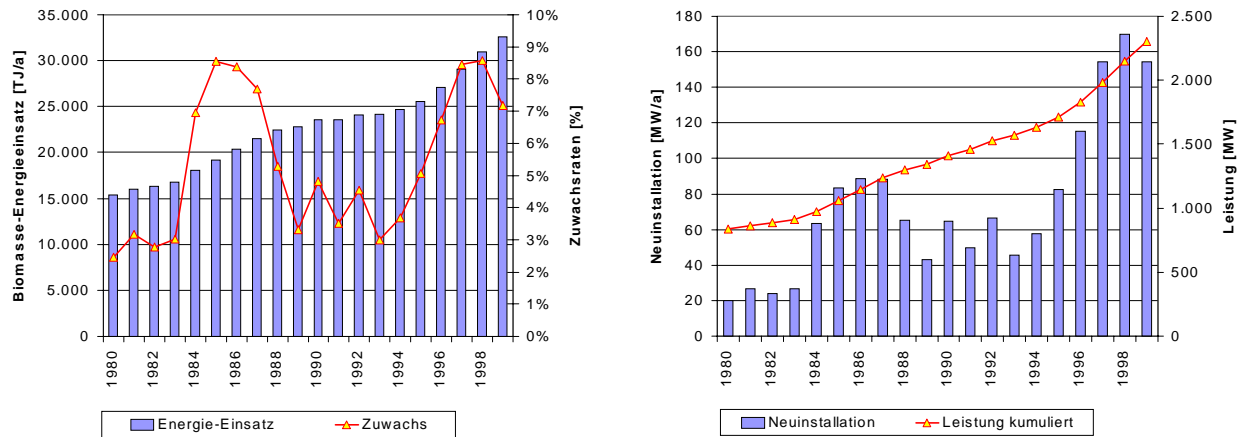
**Abbildung 4-8: Zeitliche Entwicklung von Biomasse-Nahwärmeanlagen**

Quelle: Haas, Kranzl 2000a; Förderstellen; NÖ-LLWK

- Automatische Holz- und Rindenfeuerungen

Seit 1980 werden von der Niederösterreichischen Landes-Landwirtschaftskammer die neuinstallierten automatischen Holz- und Rindenfeuerungen erfaßt. In Abbildung 4-9 sind die Anlagen im Holzverarbeitenden Gewerbe, der Industrie, sowie in den Sägewerken, öffentlichen Gebäuden und Haushalten dargestellt.

Die neuen Anlagen substituieren nicht zur Gänze fossil befeuerte Kessel, sondern ersetzen zum Teil auch alte Biomasse-Kessel. Deren Anzahl wurde mit Hilfe von Substitutionsfaktoren abgeschätzt. Dabei wurde in Anlehnung an [Oberberger 1998] und unter Abstimmung der Verbrauchsdaten angenommen, dass 30% der Kleinanlagen und 40% der Großanlagen Biomassekessel substituieren.



**Abbildung 4-9: Zeitliche Entwicklung von automatischen Holz- und Rindenfeuerungen, (ohne Nahwärmanlagen)**

Quelle: Haas, Kranzl 2000a; NÖ-LLWK

- Energetische Nutzung der Biomasse in der Papier- und Zellstoffindustrie

Die energetische Nutzung von Rinde in der Papierindustrie ist aufgrund ihrer quantitativen Bedeutung in Abbildung 4-4 ausgewiesen. Auf sie wird im Folgenden nicht mehr detaillierter eingegangen.

#### 4.2.2. Solarthermie

Die Solarthermie umfaßt sowohl thermische Solaranlagen zur Beheizung von Schwimmbädern als auch Anlagen zur Warmwasserbereitung in Haushalten. Während erstere meistens Kunststoffkollektoren sind, fallen die teureren und weit effizienteren Standard- und Vakuumkollektoren eher in den Bereich der Warmwasserbereitung (im weitesten Sinn) im Haushalt. Sie werden sowohl zur reinen Erwärmung von Brauchwasser als auch zur (teil)solaren Heizung (meistens inkl. Brauchwassererwärmung) eingesetzt („Kombianlagen“).

In Abbildung 4-10 ist die zeitliche Entwicklung der von Solaranlagen produzierten Wärme dargestellt. Es ist dabei zu beachten, dass bis 1989 keine Trennung zwischen den Anwendungen "Schwimmbad" und "Warmwasser" erfolgte. Seit 1990 konnten Anlagen zur Warmwasserbereitung einen starken Zuwachs verzeichnen, während die produzierte Wärme zur Schwimmbaderwärmung nahezu konstant blieb<sup>47</sup>. Im Jahr 2000 wurden insgesamt **2.691 TJ (747 GWh) Wärme** erzeugt, davon 2.070 TJ (575 GWh) für Warmwasser-Anwendungen (Brauchwasser und Heizung) und rund 620 TJ (172 GWh) - oder etwa 23% - für Schwimmbäder.

Der massive Neuzuwachs bei Kollektoren zur Warmwasserbereitung (vgl. auch Abbildung 4-11) in den Jahren 1990, 1991 und 1992 ist auf den großen Einfluß der erstarkten Selbstbaugruppen zurückzuführen. 1992 betrug der Anteil der von Selbstbaugruppen errichteten Anlagen 51%, 2000 jedoch nur mehr 5%.

Der hohe Ölpreis (Importwert Erdöl) in den 80er Jahren hat zu keiner merklichen Zunahme der Neuinstallationen geführt. Erst im Jahr 1991 erkennt man einen Anstieg, der auch mit dem neuerlichen Hoch des Erdölpreises in Verbindung gebracht werden kann. In den letzten Jahren zeigt sich eine leichte Abschwächung der absoluten Zahl der Neuinstallationen im Vergleich zu den Jahren 1996 und 1997. Im Laufe des Jahres 1999 wurde die 2 Millionen Quadratmetermarke an insgesamt

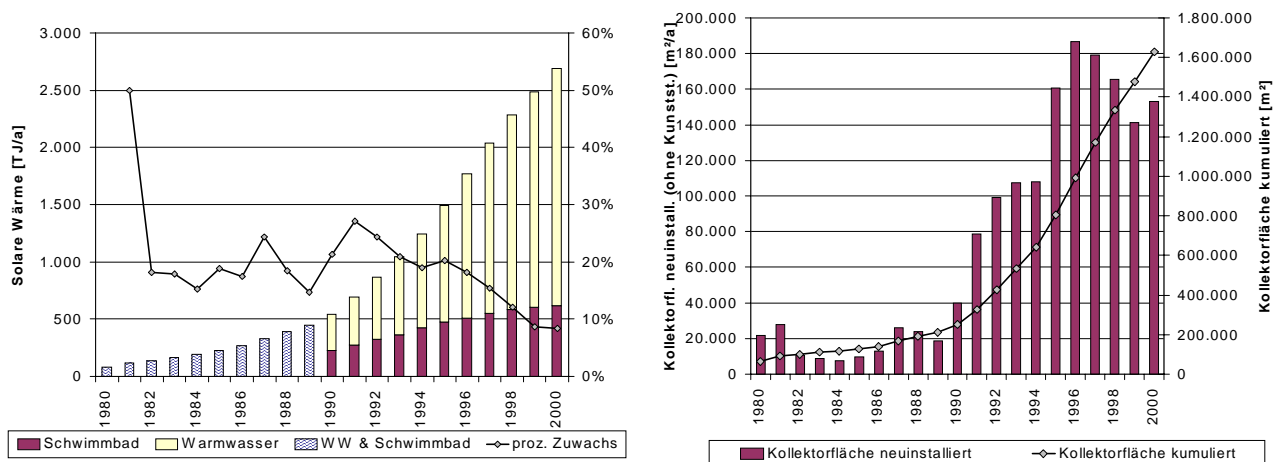
<sup>47</sup> Die Entwicklung bei den Solaranlagen zur Schwimmbaderwärmung ist auf die bereits eingetretene Sättigung in diesem Bereich zurückzuführen (persönliche Auskunft G. Faninger, April 2001).

installierter Fläche überschritten. **Im Jahr 2000 wurden ca. 153.000 m<sup>2</sup> Warmwasser-Kollektoren** (und rund 15.000 m<sup>2</sup> zur Schwimmbadheizung) **neu installiert**. Der Anteil der im Gewerbe und der Industrie neu installierten Anlagenfläche ist gegenüber der in den Haushalten unbedeutend.

Eine Aufteilung der Anlagen nach Kollektorfläche und Einsatzbereich für das Jahr 2000 gibt Tabelle 4-2. Während im Warmwasser- und Heizungsbereich die Kleinanlagen bis 10 m<sup>2</sup> dominieren, fallen rund 90% der Anlagen in den Bereich Schwimmbäder bis 30 m<sup>2</sup> Kollektorfläche.

In den letzten Jahren ist ein verstärkter Trend zu größeren auf Mehrfamilienhäusern montierten Anlagen festzustellen. Im Jahr 1998 wurden 50% der neu installierten Kollektorflächen in Kombianlagen eingesetzt [Weiss 1998]<sup>48</sup>. Nicht nur die sehr großen Anlagen (500 bis 1200 m<sup>2</sup>), die in Nahwärmanlagen integriert sind, sondern auch etwa 40% der Kollektorfläche der Anlagen zwischen 10 und 20 m<sup>2</sup> werden neben der Warmwasserbereitung zusätzlich zur Raumheizung verwendet.<sup>49</sup>

Dem Anhang sind weitere Details zu entnehmen.



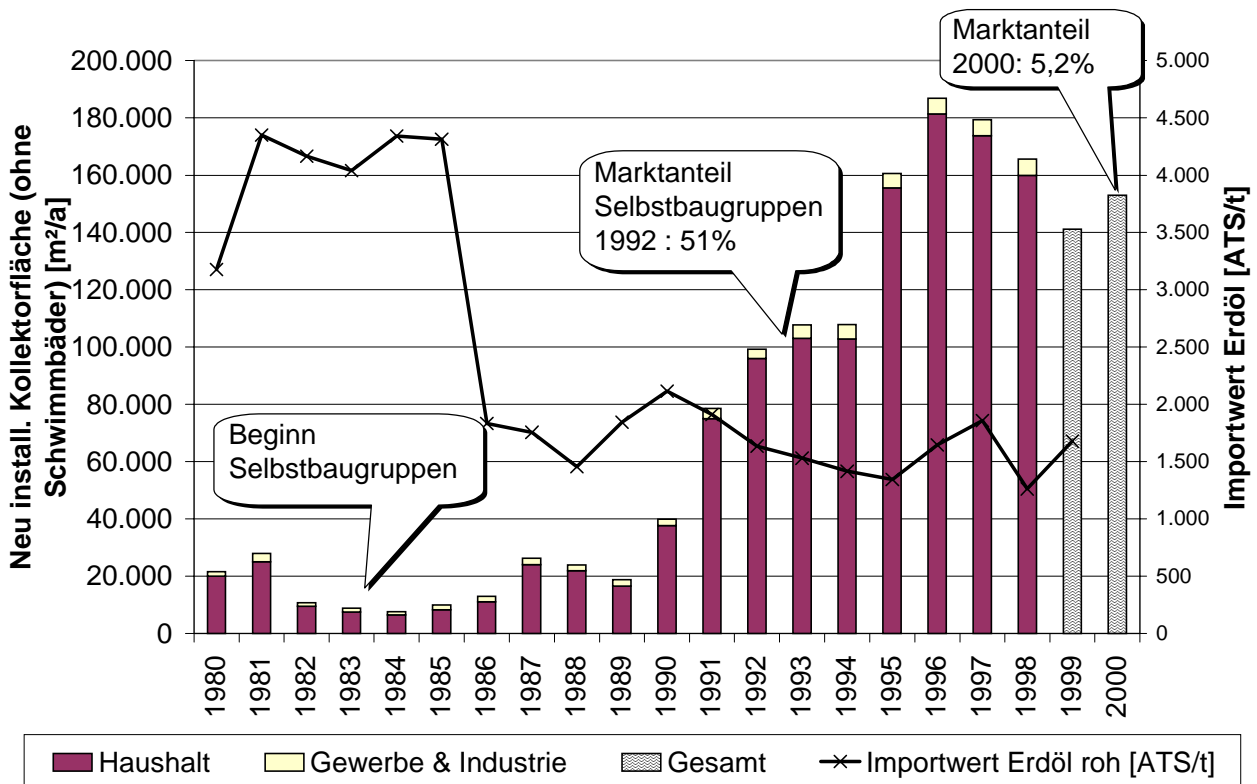
**Abbildung 4-10: Zeitliche Entwicklung von Solaranlagen<sup>50</sup>**

Quelle: Faninger 1977ff

<sup>48</sup> G. Faninger sieht diese Entwicklung nur bei Selbstbaugruppen (April 2001).

<sup>49</sup> persönliche Auskunft W. Weiss (ARGE Erneuerbare Energie Gleisdorf), 5/12/2000;

<sup>50</sup> rechts: Schwimmbadkollektoren nicht dargestellt;



**Abbildung 4-11: Zeitliche Entwicklung der jährlich neu installierten Kollektorfläche von Solaranlagen aufgeteilt in Gewerbe/Industrie und Haushalt<sup>51</sup>, Importwert nominal**

Quelle: Faninger 1997; Faninger 1998; Faninger 2000d; Faninger 2001b; Statistik Austria

**Tabelle 4-2: Aufteilung der Kollektoren von thermischen Solaranlagen in Österreich – Mittelwerte für 2000**

Quelle: Faninger 2001b

Anwendung	Größenkategorien [m²]	Verteilung der Anlagen [%]
Warmwasser & Raumheizung	≤ 10	50
	10 - 20	40
	> 20	10
Schwimmbad	≤ 30	90
	30 - 200	9
	>200	1

#### 4.2.3. Wärmepumpen

Wärmepumpen ("WP") sind Maschinen, die Umgebungswärme (aus der Luft, dem Wasser bzw. Erdreich) bzw. Abwärme aufnehmen und mittels eines thermodynamischen Prinzips auf ein höheres Temperaturniveau bringen. Sie können prinzipiell sowohl mit Strom, Biomasse, Öl oder Gas betrieben werden. Die größte Verbreitung hat sicher der Betrieb mit Strom.

Aufgrund der Aufnahme von Wärme aus der Umgebung besitzen diese Maschinen einen sehr hohen "Wirkungsgrad" (genannt "Arbeitszahl": Die *Jahresarbeitszahl* (JAZ) liegt je nach Anwendung

<sup>51</sup> Daten für eine Trennung in "Gewerbe/Industrie" und "Haushalt" sind für die Jahre 1999 und 2000 nicht vorhanden.

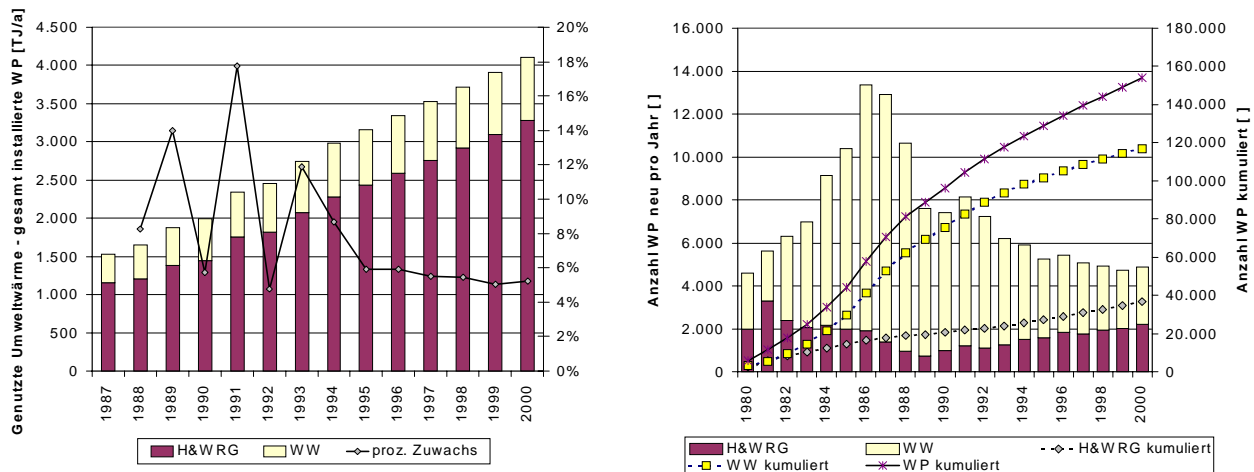
zwischen 2 und 4)<sup>52</sup>. Die gewonnene Wärme wird entweder zur Warmwasserbereitung ("WW") oder zur Heizung ("H") bzw. Wärmerückgewinnung ("WRG")<sup>53</sup> eingesetzt. Damit diese Technologie allerdings "vollkommen" erneuerbar wäre, müsste der Strom zum Betrieb auch zu 100% aus erneuerbaren Energieträgern erzeugt worden sein.

Die von den Wärmepumpen **genutzte Umweltwärme** hat seit 1987 einen fast linearen Anstieg zu verzeichnen. Wurden 1987 noch 1.523 TJ/a (420 GWh/a) genutzt, so waren es **im Jahr 2000 schon 4.113 TJ/a (1.142 GWh/a)**, das entspricht in etwa einer Verdreifachung (vgl. Abbildung 4-12 links). Davon fallen **3.277 TJ (910 GWh) in den Bereich H&WRG und nur 835 TJ (232 GWh) in den Bereich WW**. Besonders großer Neuzuwachs - abgesehen von Periode 1980 bis 1986, in der der Ölpreis sehr hoch lag - war im Jahr 1991 zu verzeichnen (vgl. Abbildung 4-13): die starke Zunahme ist auf den im Vorjahr wieder sprunghaft angestiegenen Heizölpreis zurückzuführen. Mit fallenden Ölpreisen (1992-1995) nahm auch die Zahl der neu installierten Wärmepumpen ab.

Während bei den WW – Wärmepumpen gegenüber 1987 keine wesentliche Zunahme stattfand, hat sich die von den H&WRG – Wärmepumpen genutzte Umweltwärme mehr als verdoppelt. Die Anzahl der Warmwasser - Wärmepumpen ist jedoch im Gegensatz zu den Anlagen für Heizung & Wärmerückgewinnung seit 1980 viel stärker gewachsen (37-fache Zahl versus 14-fach bei H&WRG) (vgl. auch Abbildung 4-12 rechts). Im **Jahr 2000 waren rund 37.000 WP für H&WRG-Anwendungen und etwa 117.000 Anlagen zur WW-Bereitung installiert**.

In den Bundesländern Oberösterreich, Niederösterreich und Kärnten nahm die Zahl der jährlich neu installierten Wärmepumpen für H&WRG über die letzten Jahre fast stetig zu. Anders verhält es sich mit den Anlagen für WW. Hier ist die Zahl der neu installierten Wärmepumpen in fast allen Bundesländern über die letzten 10 Jahre zurück gegangen. Besonders extrem ist diese Entwicklung in der Steiermark zu verfolgen (Details siehe Anhang).

Ein Großteil der Wärme wird in Haushalten produziert (1998: 4.744 TJ bzw. 1.317 GWh Wärmeproduktion), während das Gewerbe und die Industrie 1998 nur 1.426 (396 GWh) produzieren.

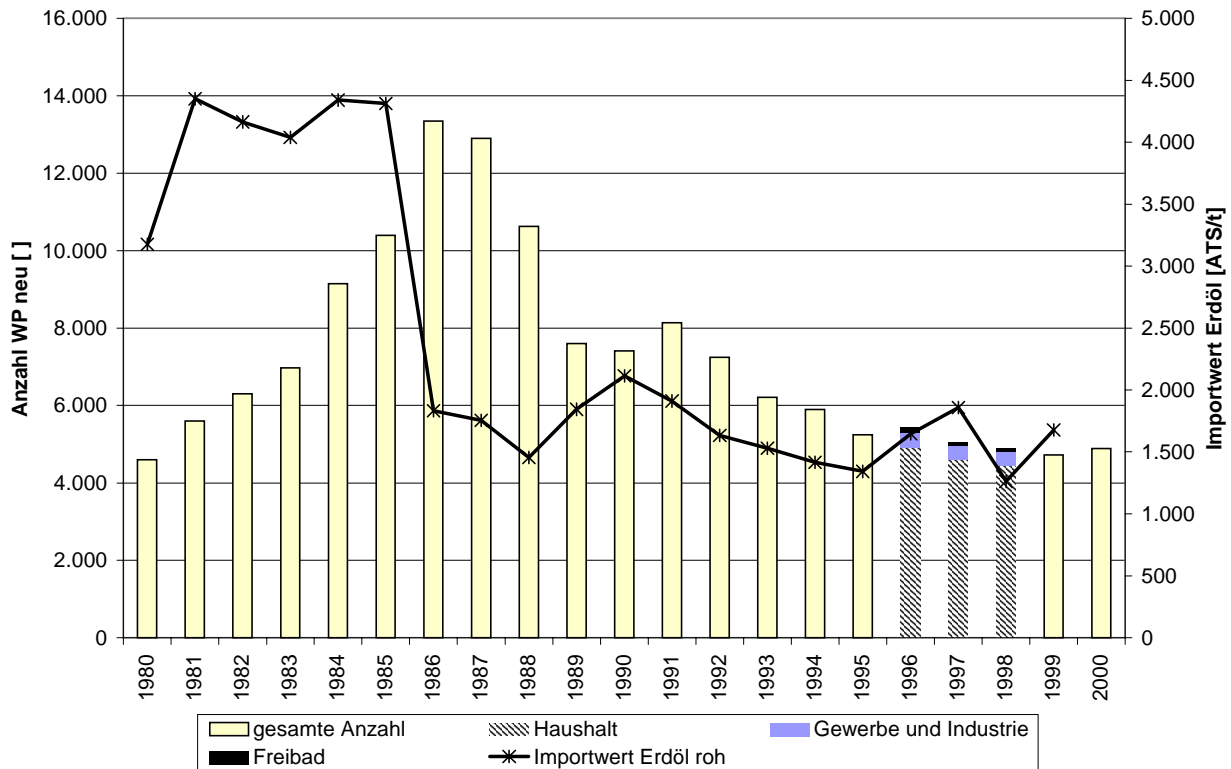


**Abbildung 4-12: Zeitliche Entwicklung der Wärmepumpen**

Quelle: Faninger 2001c

<sup>52</sup> Die *Arbeitszahl* der Wärmepumpe gibt das Verhältnis von Wärmeabgabe und Stromaufnahme der elektrisch angetriebenen Wärmepumpe für eine bestimmte Zeitperiode an. Eine *Jahresarbeitszahl* von 3 bedeutet, dass während eines Jahres im Durchschnitt mit 1 kWh Strom 3 kWh Wärme erzeugt werden [Faninger 1999b].

<sup>53</sup> Anlagen zur Schwimmbadentfeuchtung;



**Abbildung 4-13: Zeitliche Entwicklung der Anzahl der neu installierten Wärmepumpen; Importwert nominal**

Quelle: Faninger 1997; Faninger 1998; Faninger 2000d; Faninger 2001c; Statistik Austria;

### 4.3. Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen

Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen wandeln die Energie eines Brennstoffs ("MWh Input") in Endenergie in Form von elektrischem Strom und Wärme um. Es liegt nahe, die Endenergie auch zur Abdeckung des Anlagen-Eigenbedarfs zu nutzen. Die umgewandelte Energiemenge ohne Abzug des Eigenbedarfs wird mit dem Begriff "Brutto" gekennzeichnet.

Prinzipiell sind diese Anlagen entweder "stromgeführt" oder "wärmegeführt" zu "fahren", d.h. man entscheidet sich, welche der beiden Energieformen das Hauptprodukt sein soll, das dann dem jeweiligen Bedarf angepaßt wird. Das Nebenprodukt ist im Optimalfall ebenfalls sinnvoll nutzbar. Das Ziel ist es, für beide Energieformen während des gesamten Betriebs Abnehmer zu finden, so dass z.B. keine Überschußwärme an die Umgebung abgegeben werden muß.

#### 4.3.1. Feste Biomasse

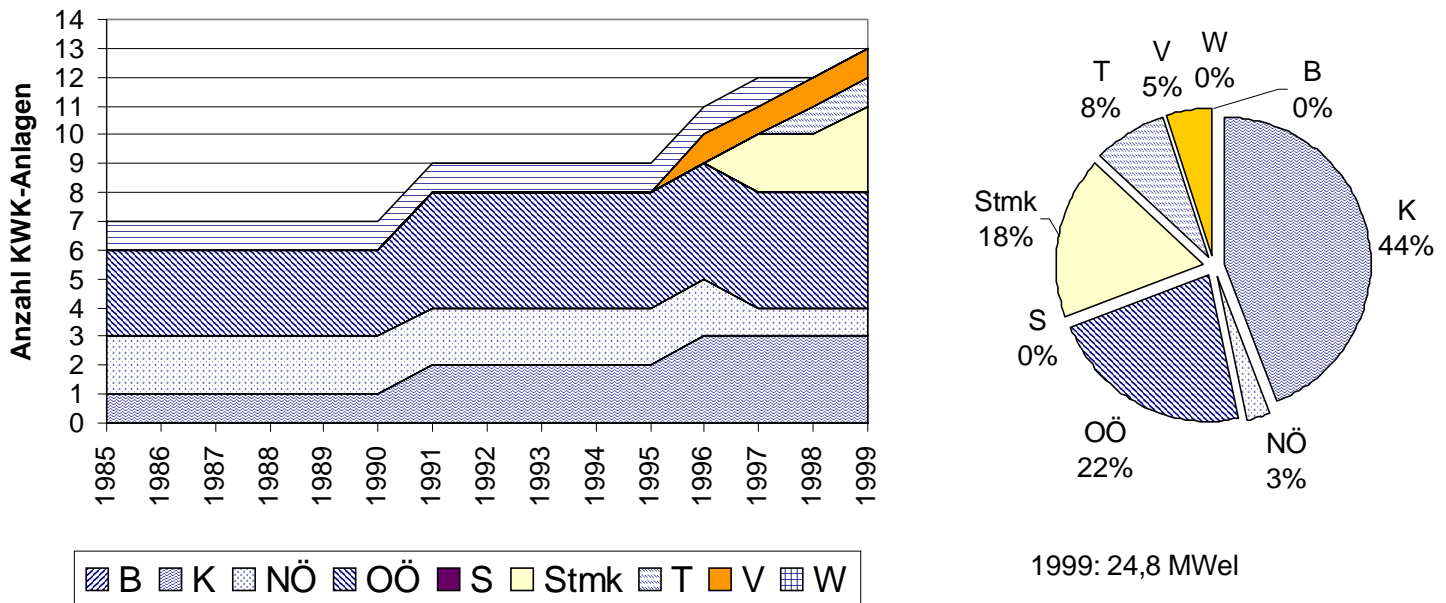
Die historische Entwicklung von Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen ("KWK") für feste Biomasse ist Abbildung 4-14 zu entnehmen (nicht dargestellt: Papier- und Zellstoffindustrie). Seit 1985 hat sich die Anzahl der KWK-Anlagen von 7 auf 13 (1999) erhöht. Die letzte - eine ORC-Anlage mit einer Leistung von 400 kW<sub>el</sub> - ging September 1999 in der Steiermark (Admont, Holzindustrie STIA) in Betrieb. In Kärnten und in der Steiermark produzieren seit 1995 bzw. 1997 je eine Anlage Strom in KWK, die mit Biomasse-Zufuehrung zu Kohle arbeitet. Diese beiden sind gleichzeitig die einzigen, die sich im Besitz von EVU befinden, d.h. keine Eigenanlagen sind.

In Wien wurde 1998 eine KWK-Anlage der Firma "Meinl Lager und Transport GmbH" stillgelegt, in Niederösterreich 1997 die der Ölmühle GmbH (Verfeuerung von Sonnenblumenschalen).

Derzeit sind **ca. 24,8 MW<sub>el</sub> in Österreich installiert**. Den größten Anteil daran nimmt Kärnten ein, gefolgt von Oberösterreich.

In Eigenanlagen (außer Papier und Zellstoffindustrie) wurden 1996 weniger als 167 GWh<sub>el</sub> Strom erzeugt [Oberberger, Hammerschmid 1999a].<sup>54</sup> Statistik Austria gibt die EIWOG – konforme<sup>55</sup> Stromproduktion aus fester Biomasse für 1998 mit insgesamt 50 GWh an<sup>56</sup>. Berücksichtigt man die Produktion des Werks in Admont für das Jahr 1999, so ergibt sich eine **Stromproduktion im Jahr 1999 von rund 52 GWh**.

Der Bestandsstatistik 1998 zufolge wurden im Jahr 1998 430,9 GWh/a Strom aus fester Biomasse erzeugt. In dieser Zahl ist allerdings auch die Stromproduktion in der Papier- und Zellstoffindustrie bzw. die Produktion auf Basis von Klärschlamm beinhaltet.



**Abbildung 4-14 Zeitliche Entwicklung der Anzahl von Kraft-Wärme Kopplungsanlagen mit fester Biomasse als Brennstoff (ohne Papier- und Zellstoffindustrie), Verteilung der elektrischen Leistung 1999**

Quelle: Oberberger, Hammerschmid 1999a; Oberberger, Hammerschmid 1999b; eigene Abschätzungen

#### 4.3.2. Gasförmige Biomasse

Beim biologischen Abbau von organischen Stoffen werden unter Abwesenheit von Sauerstoff hochmolekulare organische Verbindungen (Fette, Kohlehydrate, etc.) in niedermolekulare Verbindungen zerlegt oder umgewandelt. Dabei entsteht ein wasserdampfgesättigtes Mischgas, das sogenannte Bio- / Deponie- / Klärgas, das zum überwiegenden Teil aus Methan besteht.

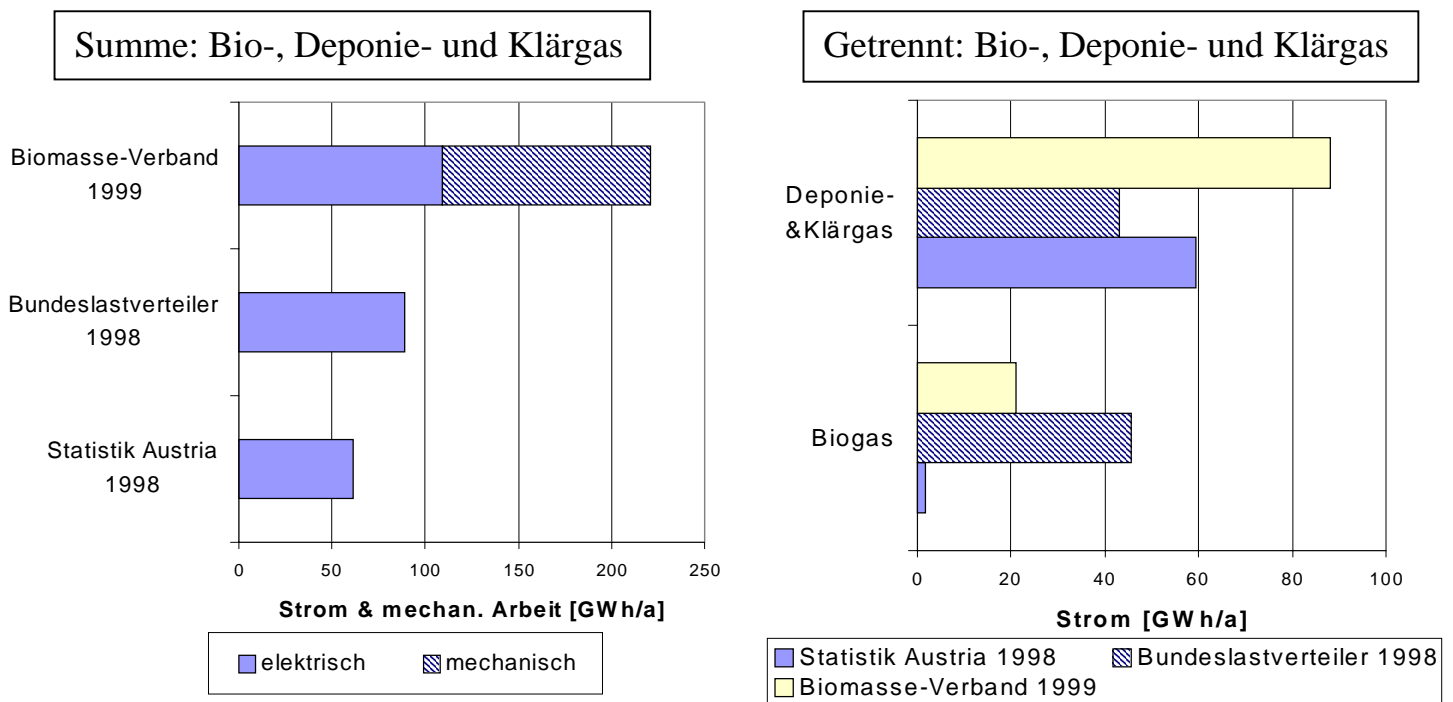
<sup>54</sup> S 218f: Schätzung Papier- und Zellstoffindustrie 1996: Ablauge ca. 1.129 GWh, 157 GWh Rinde, 37 GWh Abwässerschamm; Summe: 1.322 GWh;

<sup>55</sup> [Bericht des Wirtschaftsausschusses 2000]: „Der Ausschuss geht davon aus, dass der in § 32 Abs. 1 festgelegte Anteil an erneuerbarer Energie zusätzlich zu erreichen ist, wobei allerdings auch zum Zeitpunkt des Inkrafttretens der Ausführungsgesetze bestehende Anlagen, die auf Basis von Biomasse, Biogas, Deponie- und Klärgas, geothermischer Energie, Wind- und Sonnenenergie betrieben werden, einzurechnen sind. Jedenfalls finden zu diesem Zeitpunkt bestehende Anlagen zur Verwertung von Ablauge keine Berücksichtigung.“

<sup>56</sup> Nach Gespräch (Mai 2001) mit W. Bittermann (Statistik Austria) von vormals 100 GWh auf diesen Wert revidiert.

Nutzt man gasförmige Biomasse zu energetischen Zwecken, dann wird neben der Strom- bzw. Wärmegewinnung auch ein wichtiger Beitrag zum Umweltschutz geleistet, da das hoch klimawirksame Methan im Zuge der Verbrennung in  $\text{CO}_2$  umgewandelt wird.

Abbildung 4-15 zeigt eine Übersicht über die aktuelle Stromproduktion aus unterschiedlichen Quellen. Während die Summe der Stromproduktion aus gasförmiger Biomasse von Statistik Austria [Alder, Bittermann 2000] (in der Abbildung mit „Statistik Austria 1998“ bezeichnet), mit etwa 61 GWh beziffert wird, gibt der Bundeslastverteiler [Bestandsstatistik 1998] etwa 89 GWh an. Betrachtet man Biogas alleine, dann streuen die Angaben zwischen rund 2 und 46 GWh<sub>el</sub>.



**Abbildung 4-15: Stromproduktion aus gasförmiger Biomasse, links Summe aus Bio-, Deponie- und Klärgas, rechts: getrennt**

Quelle: [Alder, Bittermann 2000]: „Statistik Austria 1998“; [Österr. Biomasse-Verband 2000]: „Biomasse-Verband 1999“<sup>57</sup>; Bestandsstatistik 1998: „Bundeslastverteiler 1998“; eigene Analysen

#### 4.3.2.1. Biogas

Biogas besteht zu 60-80% aus Methan, 19-39% Kohlendioxid und zu etwa 1% aus Gasen wie Wasserstoff, Sauerstoff und Schwefelwasserstoff. Es hat (je nach Methan-Anteil) einen Heizwert von etwa 18-29 MJ/m<sup>3</sup>, das entspricht rund 5-8 kWh/m<sup>3</sup>.

Der Abbildung 4-16 ist die Strom und Wärmeproduktion (bzw. die nach Abzug des Eigenbedarfs nutzbare Wärme) in österreichischen Biogasanlagen zu entnehmen. Deutlich erkennt man, dass die Werte sich je nach Quelle beträchtlich voneinander unterscheiden.

Die neu installierte elektrische Leistung nahm ab dem Jahr 1991 stark zu (1991: 351 kW<sub>el</sub>, derzeit **kumuliert fast 5.000 kW<sub>el</sub>**; Details siehe Anhang). In Oberösterreich wird mit 6,7 GWh<sub>el</sub> (32%) der größte Anteil Strom produziert. Salzburg hingegen hat mit 19,6 GWh<sub>th</sub> (70,6 TJ/a) den größten Anteil (ca. 50%) an der Wärmeproduktion in Biogasanlagen.

<sup>57</sup> In dieser Quelle wurde keine Auftrennung zwischen mechanischer und elektrischer Arbeit vorgenommen. Anhand von Daten des Marktführers „Jenbacher Energiesysteme“ erfolgte eine Abschätzung.

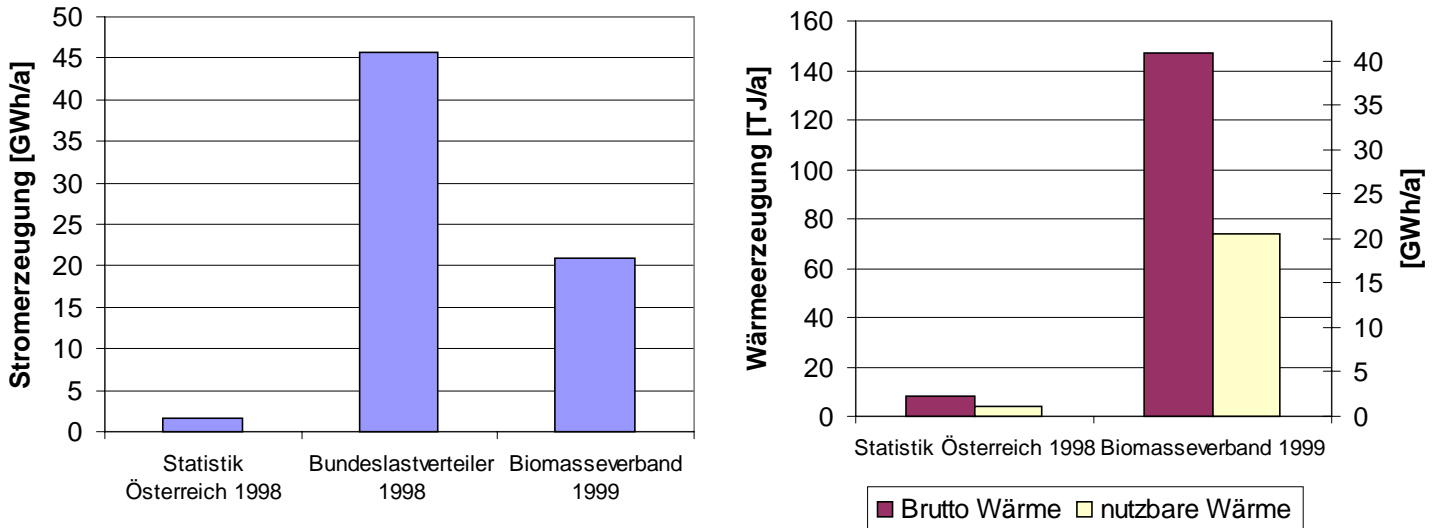


Abbildung 4-16: Strom- und Wärmeproduktion in Biogasanlagen<sup>58</sup>

Quelle: [Alder, Bittermann 2000]: „Statistik Austria 1998“; [Österr. Biomasse-Verband 2000]: „Biomasse-Verband 1999“<sup>59</sup>; Bestandsstatistik 1998: „Bundeslastverteiler 1998“

#### 4.3.2.2. Deponiegas

Die Deponierung stellt in Österreich die am weitesten verbreitete Methode der Abfallentsorgung dar. Durch biochemische Prozesse im Deponiekörper, die im Wesentlichen unter Ausschluß von Sauerstoff ablaufen, werden die organischen Bestandteile der deponierten Abfälle abgebaut. Dabei entsteht ein Gas, das sich zum überwiegenden Teil aus Methan (45-65 Vol.-%), Kohlendioxid (25-35 Vol.-%) und Stickstoff (10-20 Vol.-%) zusammensetzt und das mitunter sehr korrosiv sein kann. Seine Entstehung wird von einer Reihe von Parametern beeinflusst, z.B. Deponiematerial, Lagerungshöhe und Dichte des Deponiematerials, Wassergehalt, Lufttemperatur, Atmosphärendruck und Niederschlagsmenge; Die Gasentstehung dauert etwa 15-25 Jahre an und nimmt ab einem gewissen Zeitpunkt kontinuierlich ab.

Da die Datenlage bezüglich Deponiegas äußerst dürftig ist, wurde teilweise auf Angaben zur historischen Entwicklung des marktführenden Herstellers von stationären Gasmotoren für Klär- und Deponiegas (Jenbacher Energiesysteme, kurz "JES": lt. eigenen Angaben 80% Marktanteil) zurückgegriffen. Aus den der Referenzliste entnommenen Größen wurde in bestimmten (es wird in diesem Fall explizit darauf hingewiesen) Fällen auf den Gesamtmarkt geschlossen.

Die zeitliche Entwicklung der Energiemenge des Gases („Input“), die Strom- und die Wärmeproduktion sind der Abbildung 4-17 zu entnehmen. Für Ende 1999 ist nur die **Summe aus elektrischer und mechanischer Energie** bekannt. Sie **beträgt 360<sup>60</sup> TJ (100 GWh)**. [Reumann 2000] gibt eine **Strommenge von 100 GWh<sub>el</sub> für das Jahr 2000 an**, von der etwa 80% ins öffentliche Netz eingespeist werden.

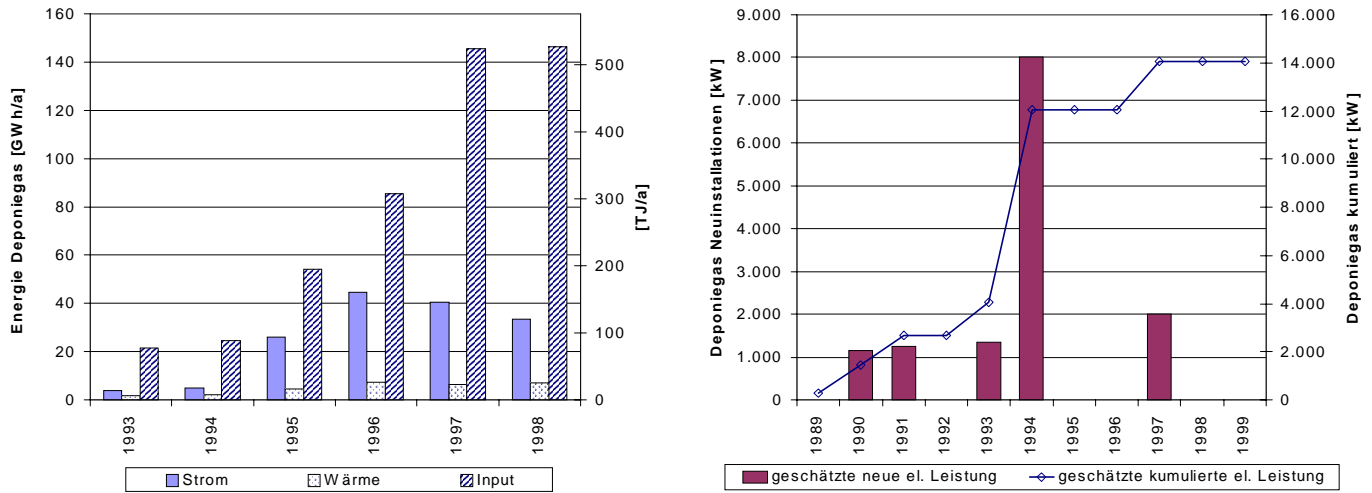
Die Anzahl der Deponiegasanlagen hat von 1988 (1 Anlage) bis Mitte 2000 (**14 Anlagen**, Tabelle 4-3 - siehe auch Anhang) stark zugenommen.

<sup>58</sup> Relative Zuwachsraten werden nicht dargestellt, da keine Entwicklung erkennbar ist.

<sup>59</sup> In dieser Quelle wurde keine Auftrennung zwischen mechanischer und elektrischer Arbeit vorgenommen. Anhand von Daten des Marktführers „Jenbacher Energiesysteme“ erfolgte eine Abschätzung.

<sup>60</sup> [Österr. Biomasse-Verband 2000]

Details zu der in Österreich installierten elektrischen Leistung (Stand 2000) sind ebenfalls der Tabelle 4-3 zu entnehmen (gesamt 17.467 kW<sub>el</sub>). Bezüglich der Aufteilung über die Bundesländer führt Wien mit etwa 37% der Gesamtleistung (Rautenweg). Betrachtet man die thermische Leistung (Stand 1999), dann hat Salzburg den höchsten Anteil.



**Abbildung 4-17: links: zeitliche Entwicklung des Primärenergieeinsatzes bzw. der Strom- und Wärmeerzeugung von Deponiegasanlagen in Österreich; rechts: Entwicklung der installierten elektrischen Leistung abgeschätzt nach Herstellerangaben von JES<sup>61</sup>**

Quelle: Alder, Bittermann 2000; JES; eigene Analysen

<sup>61</sup> Die historische Entwicklung, die sich aufgrund der Daten von [Reumann 2000] ergibt, deckt sich nur teilweise mit der hier dargestellten Zeitreihe der Referenzanlagen von JES.

**Tabelle 4-3: In Österreich realisierte Deponiegasanlagen**

Quelle: Reumann 2000

Ort (Jahr der Inbetriebnahme)	Leistung [kW <sub>el</sub> ]	Anmerkungen
HÖRTENDORF / KLAGENFURT (1990)	ca. 900	mit Abwärmeverwertung (Heizung)
SIGGERWIESEN / SALZBURG (1993)	ca. 1.600	mit Abwärmeverwertung (Kläranlage, Müllvergärung)
HALBENRAIN / STMK (1993)	ca. 600	mit teilweiser Abwärmeverwertung (Gebäudeheizung)
RAUTENWEG / WIEN (1992–1996)	ca. 6.450	ohne Abwärmeverwertung (Abnehmer wird gesucht)
RKL LINZ ASTEN / OÖ (1996)	ca. 2.600	mit Abwärmeverwertung (Kläranlage, Gebäudeheizung)
LUSTENAU / VBG (1997)	ca. 650	mit Abwärmeverwertung (Gebäudeheizung)
KÖFLACH / STMK (1998)	ca. 650	mit Abwärmeverwertung (Gebäudeheizung)
GROßHÖFLEIN / BGLD (1998)	ca. 480	mit Abwärmeverwertung (Gebäudeheizung)
RIEDERBERG / TIR (1998)	ca. 254	ohne Abwärmeverwertung
GRASELBODEN / TIR (1998)	ca. 360	ohne Abwärmeverwertung
BÖSCHISDOBEL / VBG (1999)	ca. 280	ohne Abwärmeverwertung
ST. PÖLTEN / NÖ (1999)	ca. 480	mit Abwärmeverwertung (Gebäudeheizung)
INNSBRUCK / TIR (2000)	ca. 1.652	ohne Abwärmeverwertung
FROHNLEITEN / STMK (2000)	ca. 511	mit Abwärmeverwertung (Gebäudeheizung)
<b>GESAMT</b>	<b>17.467</b>	

#### 4.3.2.3. Klärgas

"In den Kläranlagen fallen große Mengen an Klärschlamm an, der reich an organischen Anteilen ist. Die Entsorgung und Stabilisierung von Klärschlamm wird zunehmend zu einem schwerwiegenden Problem. Deshalb wird in etwa 50<sup>62</sup> österreichischen Kläranlagen der anfallende Klärschlamm anaerob behandelt. Dabei verliert der Schlamm rund ein Drittel seines Volumens, außerdem wird bei der Faulung die organische Substanz erheblich vermindert und das führt [...] zu einer besseren Entwässerbarkeit. Als energetisches Nebenprodukt fällt Biogas, in diesem Fall Klärgas genannt, an, das zur (teilweisen) Deckung des Energiebedarfs der Kläranlage eingesetzt werden kann." [Energieleitbild Salzburg 1997-2011, 1997]

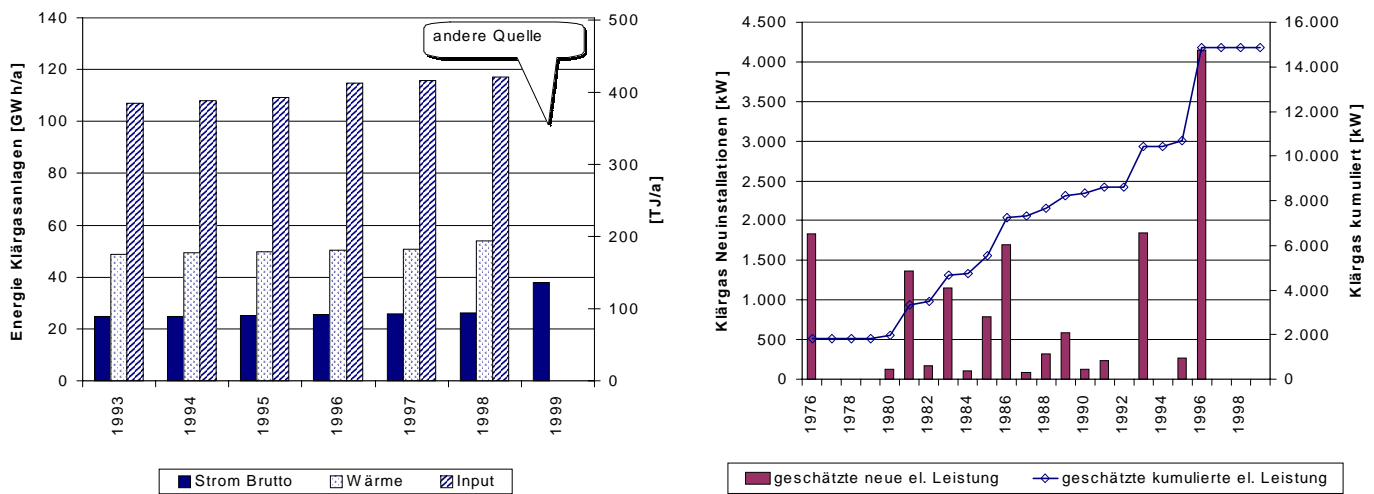
Der folgenden Abbildung (Abbildung 4-18) ist die zeitliche Entwicklung der wichtigsten Größen zu entnehmen. Bei der Stromproduktion erkennt man einen Sprung zwischen 1998 und 1999. Dieser Umstand ist auf eine gegenüber den Vorjahren (1993 bis 1998) unterschiedliche Quelle für das **Jahr 1999** zurückzuführen. Die **Stromproduktion** für dieses Jahr wird nach [Österr. Biomasse-Verband 2000] auf **38 GWh<sub>el</sub> (rund 137 TJ) geschätzt**<sup>63</sup>. Die Entwicklung der **installierten elektrischen Leistung** ist dem rechten Teil der Abbildung 4-18 zu entnehmen. Sie hat von geschätzten<sup>64</sup> 1.800 kW (1976) auf geschätzte 14.800 kW<sub>el</sub> (1999) zugenommen. Die tatsächliche Leistung in diesem Jahr beläuft sich auf **17,5 MW<sub>el</sub>** [Österr. Biomasse-Verband 2000]. Im selben Jahr wird die **thermische Leistung** auf **35,1 MW<sub>th</sub>** geschätzt. Weitere Details sind Anhang zu entnehmen.

<sup>62</sup> Wert aus dem Jahr 1997;

<sup>63</sup> Eigene Analysen;

<sup>64</sup> Ähnlich wie bei Deponiegas wird auch hier aufgrund der dürftigen Datenlage auf die Referenzliste von JES zurückgegriffen;

Im Zeitraum zwischen 1979 und 1990 hat die geschätzte Anzahl der Anlagen fast linear zugenommen, während sie ab 1991 in etwa konstant blieb. [Österr. Biomasse-Verband 2000] gibt die Anzahl der **Klärgasanlagen im Jahr 1999 mit 80** an (siehe Anhang).



**Abbildung 4-18: links: Zeitliche Entwicklung des Primärenergieeinsatzes bzw. der Strom- und Wärmeerzeugung von Klärgasanlagen in Österreich; rechts: Entwicklung der installierten elektrischen Leistung abgeschätzt nach JES**

Quelle: Alder, Bittermann 2000; Wert 1999 aus [österreichischer Biomasse-Verband 2000] und JES geschätzt

### 4.3.3. Geothermie

Genauso wie Wärmepumpen nutzen auch Geothermie – Anlagen die Wärme aus der Umwelt. Während man bei der Wärmepumpentechnologie noch von einer "Solartechnologie" im weiteren Sinne sprechen kann, weil die Umgebung, aus der Wärme bezogen wird, durch die Sonne aufgeheizt wird (Erdreich, Luft, Wasser), beschränkt sich Geothermie auf Tiefen, in denen der Einfluß der Sonne irrelevant ist (500 bis 2500 m). Es werden dabei im Allgemeinen **hydrothermale Ressourcen** genutzt.

Eine geothermische Technologie, die auch auf die Nutzung der Erdwärme abzielt, ist das "**Hot Dry Rock**" – **Prinzip**. Es werden dabei unterirdische, künstlich zersplitterte, Felsformationen als Reservoir genutzt. Man pumpt kaltes Wasser an einer bestimmten Stelle in den Felsen und entnimmt es wieder an anderer Stelle mit einer höheren Temperatur. Diese Technologie könnte auch Ländern zur Wärmeversorgung dienen, die nicht über ausreichend hydrothermale Ressourcen verfügen. Sie ist aber noch im Versuchsstadium.

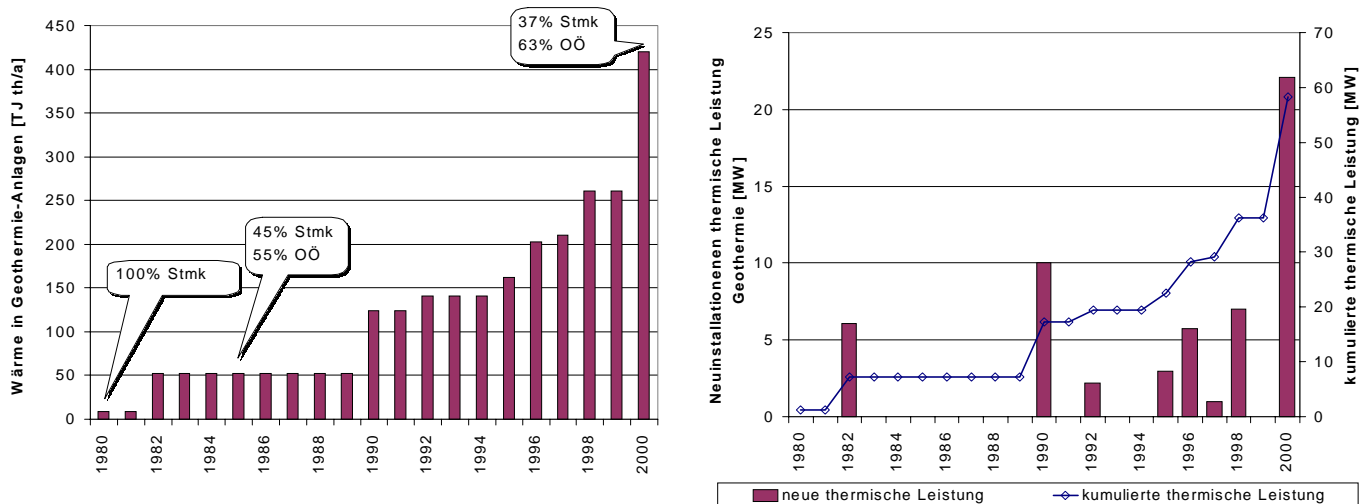
In Österreich wurden in den letzten zwanzig Jahren 27 Thermalwasserbohrungen mit einer Gesamtlänge von ca. 46 km durchgeführt. Von den Bohrungen entfielen etwa 13,5 km auf rein energetische und ca. 33,7 km auf balneologische Bohrungen. Drei Aufschlüsse mit insgesamt rund 8,3 km Länge blieben auch unter Zugrundelegung der für balneologische Bohrungen geringen Anforderungen an die Ergiebigkeit von ca. < 3 l/s ohne Ergebnis und sind als nicht fündig zu bezeichnen [Goldbrunner 1998].

Die Geothermieanlagen zur Wärmeversorgung in Österreich finden sich derzeit ausschließlich in Oberösterreich und in der Steiermark. Dort werden sie sowohl zur Versorgung von Schwimmbädern, als auch zur Wärmeversorgung von Haushalten mittels Fernwärmenetzen (Stand 2001: zehn geothermische Fernwärmenetze) eingesetzt.

Die **produzierte Wärmemenge** hat sich seit 1980 von 9 auf **420 Tj/a** (2,5 GWh/a und 117 GWh/a) **im Jahr 2000** erhöht (vgl. Abbildung 4-19). Gleichzeitig nahm die installierte thermische Leistung

von 1,3 MW auf **58,3 MW<sub>th</sub>** zu (vgl. Tabelle 4-4). War zu Beginn der 80er noch 1 Anlage (Stmk.) in Betrieb, so nutzen 2000 **4 Anlagen in der Steiermark und 6 Anlagen in Oberösterreich** die geothermische Energie. Weitere Details im Anhang.

Geothermie kann auch zur Produktion von elektrischem Strom bei Installation einer Turbine bzw. eines Generators genutzt werden. In Österreich gibt es - anders als z.B. in Italien - derzeit nur eine Anlage zur Erzeugung von Strom (**Altheim in Oberösterreich, ab 2001: 0,9 MW<sub>el</sub>; geschätzte 3,8 GWh Strom** – d.h. 0,01 TJ<sub>el</sub>).



**Abbildung 4-19: Zeitliche Entwicklung von Geothermie-Wärmeversorgungen in Österreich**

Quelle: Arbeitsgruppe Energiewirtschaft; Dell, Öhlinger 2001; Goldbrunner 1995; Statistik Austria; eigene Analysen<sup>65</sup>

**Tabelle 4-4: Bestehende Geothermie-Wärmeversorgungen in Österreich**

Quelle: Dell, Öhlinger 2001

Bundesland	Ort	Jahr der Inbetriebnahme	Thermische Leistung [MW <sub>th</sub> ]	Elektrische Leistung [MW <sub>el</sub> ]
OÖ	Altheim	1989/1990	10	-
OÖ	Altheim ORC	Jan 01	-	0,9
OÖ	Bad Schallerbach	1986	3,4	-
OÖ	Braunau-Simbach	Jan 01	7	-
OÖ	Geinberg	1982/1998	6,2	-
OÖ	Haag	1995	3	-
OÖ	Obernberg	1996/97	4,2	-
OÖ	St. Martin/Innkreis.	Okt 00	10	-
Stmk	Bad Radkersburg	1993	4	-
Stmk	Bad Waltersdorf	1980	3,5	-
Stmk	Blumau	2000	6	-
Stmk	Fürstenfeld	Herbst 2000	8	-
Stmk	Ilz	noch im Verhandlungsstadium		
<b>GESAMT</b>			<b>58,3</b>	<b>0,9</b>

<sup>65</sup> Annahme von 2000 h/a Volllaststunden;

#### 4.4. Flüssige Biomasse

Flüssige Biomasse umfaßt prinzipiell zwei Formen von Biotreibstoffen, **Bioethanol** (Alkohol) oder **Biodiesel**: Im ersten Fall kommen zuckerhaltige und stärkehaltige Pflanzenteile zur Produktion in Frage. Bei zellulosehaltigen Bestandteilen müssen diese erst durch vorgelagerte Prozesse zur Verzuckerung und Vergärung umgewandelt werden. Reines Ethanol wird grundsätzlich nicht verwendet. In der Regel wird es dem Treibstoff beigemischt, so dass der Ethanolanteil etwa 5 - 10% beträgt (in einigen amerikanischen Bundesstaaten) [nach Biomasse-Verband, Internet].

In Österreich wird derzeit nur Biodiesel produziert. Im Allgemeinen benützt man die Technologie der Umesterung von Rapsöl und erhält damit den sogenannten Rapsmethylester ("RME"). Genauso kann man Biodiesel auch aus Altspeiseöl, Fettabscheiderinhalten, Öl-, Fett- und Waschemulsionen etc. gewinnen. Das Endprodukt heißt in diesem Fall Altfettmethylester („AME“).

RME weist weitgehend Diesel - Eigenschaften auf. Der Großteil der am europäischen Markt präsenten Kraftfahrzeughersteller gewährleistet bereits, dass ihre neuen Modelle mit Biodiesel betrieben werden können.

Von 1991 bis 1998 hat sich die produzierte Menge Biodiesel in etwa vervierfacht (Energieinhalt<sup>66</sup>: 228 vs. 852 TJ; vgl. Abbildung 4-20). Die gegenüber 1998 geringere Produktion im Jahr 1999 ist hauptsächlich auf die Anlage in Bruck zurückzuführen. Während sie 1998 17.000 t produzierte, wurden für das Jahr 1999 nur 14.000 t geschätzt. Den **Energieinhalt** des im **Jahr 2000 produzierten Biodiesels** gibt [ÖBI 2000] mit umgerechnet **1.032 TJ** an.

Die **gesamte installierte Jahreskapazität** hat 1995 ihr Maximum erreicht und liegt im Jahr 2000 mit **1.125 TJ** (30.100 t; geschätzt) bei rund 80% des damaligen Wertes (vgl. Tabelle 4-5). Das ist darauf zurückzuführen, dass einige der Pilotanlagen im Lauf der Zeit stillgelegt wurden (allein 1998 waren es zwei Anlagen mit insgesamt 3.100 Tonnen Jahreskapazität). Berücksichtigt man die Pilotanlagen nicht, dann ist die Produktionskapazität seit 1995 weiter gestiegen (1995: Energieinhalt 867 TJ; 1998: 931 TJ; 2000 geschätzt 1.118 TJ).

Die **Anzahl der Biodiesel – Anlagen** hat von 10 im Jahr 1995 auf **7 Stück 2000** abgenommen (Details Anhang). Ab 1998 besteht nur mehr eine Pilotanlage. Sie besitzt eine Jahreskapazität von etwa 200 Tonnen.

---

<sup>66</sup> 1000 t entsprechen rund 37 TJ;

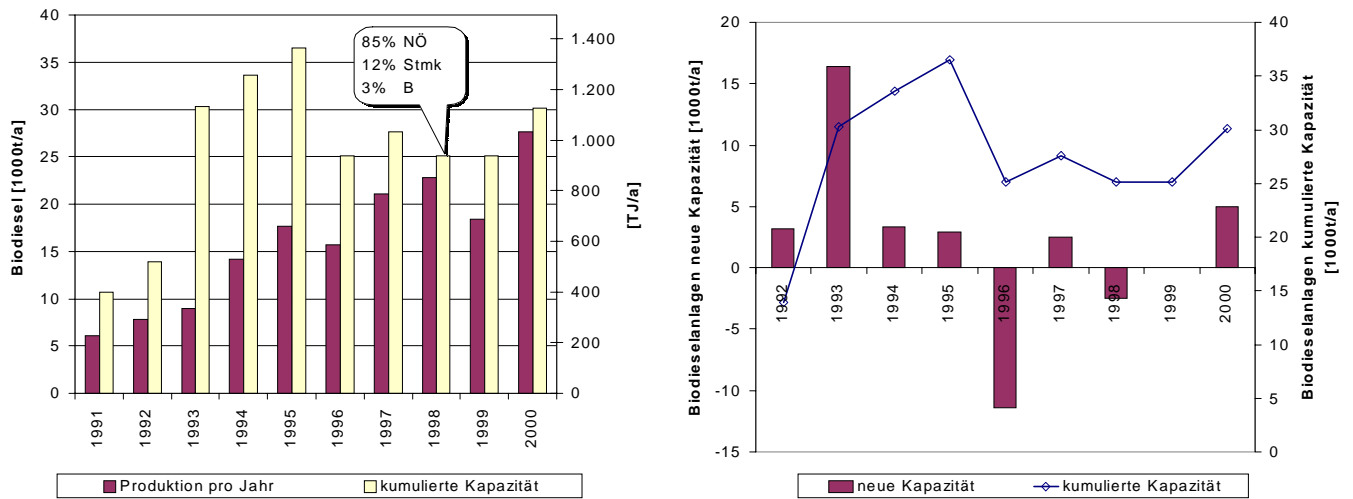


Abbildung 4-20: Zeitliche Entwicklung Biodiesel inkl. Pilotanlagen<sup>67</sup>

Quelle: ÖBI 2000<sup>68</sup>

Tabelle 4-5: Bestehende Biodieselanlagen in Österreich im Jahr 2000

Quelle: ÖBI 2000

Bundesland	Ort	Kapazität [1000 t]	Kapazität [TJ]
B	<b>Güssing</b>	<b>0,7</b>	<b>26</b>
NÖ	<b>Bruck</b>	<b>22,0</b>	<b>823</b>
NÖ	<b>Schönkirchen</b>	<b>1,0</b>	<b>37</b>
NÖ	<b>Asperhofen</b>	<b>1,0</b>	<b>37</b>
NÖ	<b>Starrein</b>	<b>2,2</b>	<b>82</b>
NÖ	BLT pilot	0,2	7
Stmk	<b>Mureck</b>	<b>3,0</b>	<b>112</b>
SUMME		30,1	1.125

<sup>67</sup> Energieinhalt von Biodiesel in TJ;

<sup>68</sup> Werte für 1999 und 2000 geschätzt;

## 5. Potentiale erneuerbarer Energien

Es wird in dieser Studie prinzipiell zwischen drei verschiedenen Arten von Potentialen unterschieden, die durch bestimmte Hemmnisse (vgl. Tabelle 5-1) determiniert werden: so wird z.B. das *theoretische Potential* durch die physikalische Machbarkeit bestimmt, während sich das *technische Potential* durch die technische Realisierbarkeit und das *realisierbare Potential bis 2010* durch die tatsächliche Realisierbarkeit im gegebenen Zeitabschnitt ergibt. Im Allgemeinen sind jedes Mal unterschiedliche Wissenschaftsdisziplinen angesprochen. Im ersten Fall sind die Naturwissenschaften, im Fall des technischen Potentials die Ingenieurwissenschaften betroffen.

In [Neubarth, Kaltschmitt 2000] wird beim technischen Potential zusätzlich zwischen *technischem Angebotspotential* und *technischem Nachfragepotential* unterschieden. Ersteres beschreibt die unter Berücksichtigung ausschließlich technischer und struktureller angebotsseitiger Restriktionen bereitstellbare Energie (z.B. die mit Photovoltaiksystemen bereitstellbare elektrische Energie). Das technische Nachfragepotential berücksichtigt zusätzlich nachfrageseitige Restriktionen (z.B. die mit Photovoltaiksystemen bereitstellbare elektrische Energie, die auch im Energiesystem von Österreich genutzt werden kann).

Das *realisierbare Potential bis 2010* entspricht dem, was in einem ambitionierten Szenario (siehe Kapitel 9) erreicht werden kann.

**Tabelle 5-1: Hemmnisse für neue Energietechniken, angesprochene Wissenschaften und sich ergebende Potentiale**

Hemmnis	angesprochene Wissenschaften	Potential
physikalische Machbarkeit	Naturwissenschaften	theoretisches Potential
technische Realisierbarkeit	Ingenieurwissenschaften	technisches Potential
tatsächliche Realisierbarkeit	Systemanalyse	realisierbares Potential bis 2010

Grundsätzlich muß in bezug auf Potentiale immer klar festgestellt werden: es können keine genauen Angaben gemacht werden, sondern sie können nur so gut wie möglich eingrenzt werden.

In den nachfolgenden Kapiteln wird auf die Potentiale der einzelnen Energieträger detaillierter eingegangen. Die in den jeweiligen Tabellen angeführten Potentiale stellen Gesamtpotentiale (im Unterschied zu zusätzlichen Potentialen) dar.

### 5.1. Photovoltaik

Das technische Potential von Photovoltaik in Österreich kann je nach untersuchter Quelle sehr stark variieren. Es gibt Abschätzungen die von bis zu 50 TWh ausgehen.

[Faninger 1992] errechnet ein in Österreich verfügbares Flächenangebot auf Gebäudedächern (Südlage) von ca. 22 km<sup>2</sup>. Zum Zeitpunkt der Erstellung der vorliegenden Studie (2001) wurden pro m<sup>2</sup> Solargeneratorfläche ca. 80 kWh elektrischer Strom im Jahr produziert. Mit verbesserter Solarzellentechnik sind Werte bis 150 kWh/m<sup>2</sup> denkbar. Aufgrund dieser Überlegungen und bei voller Ausnutzung des Flächenangebotes inkl. der Annahme, dass pro Gemeinde eine Großanlage installiert wird, und außerdem rund 10% der Bracheflächen genutzt werden, ergibt sich ein Potential von ca. 31 TWh/a.

[Neubarth, Kaltschmitt 2000] geben ein technisches Angebotspotential von 20 bis 50,2 TWh/a für Strom aus Photovoltaikanlagen an. Das technische Nachfragepotential für 1998 liegt nach dieser Studie jedoch nur zwischen 0,55 und 8,2 TWh/a. Es wurden in diesem Fall vier Fälle unterschieden: Einmal wird die vorhandene Pumpspeicherleistung als Restriktion angesetzt (8,2 TWh Strom aus Photovoltaik) – also die Annahme getroffen, dass die in Österreich vorhandenen Pumpspeicherkraftwerke zur Zwischenspeicherung der überschüssigen elektrischen Energie aus Photovoltaikanlagen herangezogen werden.

Unter der Bedingung, dass das Angebot an solarem Strom zu jedem Zeitpunkt kleiner oder gleich der Nachfrage nach elektrischer Energie sein soll, d.h. selbst bei maximaler Sonneneinstrahlung übersteigt die Stromproduktion nie den momentanen Bedarf, ergibt sich im zweiten Fall ein Potential von 5,4 TWh.

In einem dritten Fall wird angenommen, dass weder Strom aus Speicher- noch aus Laufkraftwerken substituiert wird und auch keine Zwischenspeicher für den Photovoltaik-Strom eingesetzt werden. Daraus ergibt sich ein Potential von 2,2 TWh pro Jahr.

Der Fall vier geht davon aus, dass nur etwa 1% der gesamten österreichischen Stromerzeugung aus Photovoltaikanlagen stammt. Das technische Nachfragepotential für 1998 beträgt in diesem Fall 0,55 TWh/a.

[Nowak et al. 2000] geben ein Potential für Strom aus gebäudeintegrierten Photovoltaikanlagen in der Höhe von rund 18,7 TWh pro Jahr an. Dabei fallen etwa 15,2 TWh auf Dachanlagen und ca. 3,5 TWh auf fassadenintegrierte Anlagen.

Aus der Sicht der Autoren der vorliegenden Studie ist ein ambitioniertes Gesamtpotential von 56 GWh/a bis 2010 realisierbar. Das entspricht in etwa einer Bestückung von 20.000 Dächern mit einer 3 kW<sub>p</sub> - Photovoltaik-Anlage bzw. äquivalenter größerer Anlagen auf größeren Gebäuden. Längerfristig sind durchaus 800.000 Anlagen denkbar (das entspricht einem Potential von 2 TWh/a).

Tabelle 5-2 gibt einen Überblick über die diskutierten Potentialangaben.

### Tabelle 5-2: Übersicht der Potentiale für Strom aus Photovoltaik in Österreich

Quelle: TERES II 1996; Faninger 1992; Neubarth, Kaltschmitt 2000; Nowak et al. 2000; eigene Analysen

Beschreibung	Gebäude <sup>69</sup> [1000 Stück]	gesamtes Po- tential [TWh/a]	Quellen
technisches Potential	3.600	bis 9	TERES II 1996
techn. Angebotspotential	8.000 bis 20.080	20 bis 50,2	Neubarth, Kaltschmitt 2000
techn. Nachfragepotential 1998	220 bis 3.280	0,55 bis 8,2	
techn. Potential	7.480	18,7	Nowak et al. 2000
techn. Potential	520 bis 1.360 <sup>70</sup>	bis 31	Faninger 1992, Autoren dieser Studie
<b>Realisierbares Potential bis 2010</b>	<b>10</b>	<b>0,06</b>	<b>Autoren dieser Studie</b>

<sup>69</sup> Ausgehend von einer typischen 3 kW<sub>p</sub> – Anlage und dem durchschnittlichen spezifischen Ertrag einer PV-Anlage in Österreich wird die theoretische Anzahl Gebäuden berechnet, die mit Photovoltaikanlagen ausgerüstet werden müssen, um dieses Potential auszuschöpfen.

<sup>70</sup> plus eine Großanlage pro Gemeinde und 10% der Brachefflächen;

## 5.2. Wind

In [Kury, Dobesch 1999] wird das technische Potential von Wind für die einzelnen Bundesländer abgeschätzt (vgl. Tabelle 5-3): die Autoren betrachten in Kärnten, Salzburg, Steiermark, Tirol und Vorarlberg allerdings nur die Kammlagen bzw. in Wien nur den Stadtrand. Auf die übrigen Bundesländer gehen sie detaillierter ein, indem sie zwischen verschiedenen geographischen Regionen unterscheiden. Ausgehend von den mittleren Geschwindigkeiten auf Höhe der Nabe einer Windkraftanlage, den prognostizierten Volllaststunden (1500 h/a als untere wirtschaftliche Grenze), der geographischen Umgebung und der Siedlungsstruktur wird der zu erwartende Energieertrag für die unterschiedlichen Gebiete berechnet.

Für das Bundesland **Niederösterreich** existieren die detailliertesten Abschätzungen: Während im Osten Maximalwerte von 2400 Volllaststunden erzielbar sind (in 62 m Höhe), erreicht man im Südwesten 1760 h/a bzw. im Waldviertel 1620 h/a.

Auch im **Burgenland** verhält sich die Zahl der geschätzten Volllaststunden sehr unterschiedlich: Der Norden ist am ertragreichsten (1800 h/a), in der "Mitte" werden noch 1400 h/a erreicht, während im Süden des Burgenlandes nur noch 900 h/a erzielt werden.

In einer von [VEÖ 1997] zitierten Studie der TU Wien wird aufgrund der theoretisch nutzbaren Fläche<sup>71</sup> für Windenergie in Österreich und einem mittleren Energieertrag pro km<sup>2</sup> - Fläche für jedes Bundesland das gesamte Windpotential auf 5.208 GWh pro Jahr geschätzt. Eine Aufteilung auf die Bundesländer ist in Tabelle 5-3 angeführt.

Die in [Salletmaier et al. 1994] diskutierte Studie „Das österreichische Windenergiepotential“ (Pokorny)<sup>72</sup> ergibt ein technisches Windenergiepotential von 6.600 bis 10.000 GWh pro Jahr. Ausgehend von den zu dieser Zeit am Markt verfügbaren Windanlagen (50 kW Leistung, 15 m Rotordurchmesser, 20 m Nabenhöhe) und einem errechneten durchschnittlichen jährlichen Energiegewinn von 250 kWh/m<sup>2</sup>/a erarbeitete der Autor eine Windenergiekarte für Österreich. Als Gebiete mit guten Windverhältnissen wurden Teile Niederösterreichs (v.a. Wiener bzw. Tullner Becken und Bereiche des Waldviertels) und Oberösterreichs, das Nordburgenland, das Inntal und Teile Osttirols ausgewiesen. Bei gleichmäßiger Verteilung der Windkraftanlagen auf das ganze Bundesgebiet errechnete der Autor einen Stromertrag von 6.600 GWh/a, bei Konzentration auf die Gebiete mit guten Windverhältnissen kommt er auf 10.000 GWh/a. Dafür sind unter damaligen Annahmen etwa 150.000 Anlagen zu errichten.

Da sich die Technologie der Windkraftanlagen seit 1981 wesentlich weiterentwickelt hat, kann man heute von Jahresenergieerträgen von 300 bis 700 kWh/m<sup>2</sup>/a ausgehen. Gleichzeitig liegt die derzeit typischerweise installierte Nabenhöhe bei etwa 70 m und die Leistung bei 1 bis 1,8 MW; d.h. das oben genannte Potential wäre jedenfalls mit einer wesentlich geringeren Anzahl von Anlagen zur erreichen.

In [Salletmaier et al. 1994] wird daneben die Studie „Das Windenergiepotential des Bundeslandes...“ (Pokorny, Neuwirth)<sup>73</sup> präsentiert. Die angegebenen Werte weichen teilweise erheblich von [Kury, Dobesch 1999] ab (vgl. Tabelle 5-3). Besonders große Differenzen ergeben sich in den Bundesländern Oberösterreich, Steiermark und Niederösterreich.

---

<sup>71</sup> Siedlungsräume, Wald-, Naturschutz- und Hochgebirgsgebiete sowie Gebiete, für die technische oder rechtliche Rahmenbedingungen eine einschränkende Wirkung haben, werden nicht genutzt.

<sup>72</sup> Pokorny Walter, *Das österreichische Windenergiepotential. Windenergiekarte von Österreich.* unveröffentlichter Bericht, Wien, 1981

<sup>73</sup> Pokorny W., Neuwirth F., *Das Windenergiepotential des Bundeslandes....* unveröffentlichter Bericht, Wien, 1986ff

**Tabelle 5-3: Technisches Windpotential in den Bundesländern Österreichs**

Quelle: Kury, Dobesch 1999; Pokorny W., Neuwirth F. *Das Windenergiepotential des Bundeslandes...* unveröffentlichter Bericht, Wien, 1986ff; VEÖ 1997

Bundesland	Kury, Dobesch	VEÖ	Pokorny, Neuwirth
	Ertrag [GWh/a]	Ertrag [GWh/a]	Ertrag [GWh/a]
B	568	470	560
K	75	580	-
NÖ	1.605	1.700	2.700
OÖ	295	1.000	2.500
S	150	320	800
Stmk	150	690	1.400
T	150	380	900
V	30	50	
W	17	18	-
SUMME	3.040	5.208	-

Für das **Versorgungsgebiet von Wienstrom** wird in [Dobesch, Kury 1998] ausgehend von einer minimal erforderlichen Leistungsdichte des Windes von 200 W/m<sup>2</sup><sup>74</sup> eine theoretisch nutzbare Fläche von 315 km<sup>2</sup> erhoben. Davon sind aus topographischen, rechtlichen und siedlungsspezifischen Gründen aber nur 63 km<sup>2</sup> verfügbar. Bei durchschnittlich 1700 Volllaststunden ergibt das einen potentiellen Stromertrag von 1.071 GWh pro Jahr.

Als besonders interessant stellen sich die Gegend um Königsbrunn, Seyring, Kapellerfeld, Süßenbrunn und Ginzendorf heraus (mittlere Geschwindigkeiten von 6 – 8 m/s). Im Süden Wiens (Rannersdorf, Rustenfeld, Leopoldsdorf) werden etwas niedrigere Windgeschwindigkeiten (5,6 - 6,2 m/s; um Reisenberg 5,2 m/s) erwartet. In der Umgebung des Auhofs ist der Hackenberg mit 230 - 260 W/m<sup>2</sup> Leistungsdichte interessant.

Ein sehr hohes Windenergiepotential weisen auch die Hügel rund um die Wiener Pforte auf: Kahlenberg, Leopoldsberg und Bisamberg;

In [TERES II 1996] wird in einem „best practice scenario“ das technische Potential für Windstrom auf etwa 19,6 TWh geschätzt.

Die Autoren der vorliegenden Studie gehen davon aus, dass das technische Windpotential mindestens 5,3 TWh/a beträgt.

Tabelle 5-4 gibt einen Überblick über technische Potentiale für Österreich. Dem Anhang ist die Verteilung des technischen Potentials von Windenergie – basierend auf unterschiedlichen Quellen - auf die Bundesländer zu entnehmen<sup>75</sup>.

<sup>74</sup> [Salletmaier et al. 1994] S. 6:  $p_{med} = \frac{\rho}{2} \sum v_i^3 \cdot f_i \rightarrow p_{med}$ : mittlere Leistung,  $\rho$ : Luftdichte,  $f_i$ : relative Häufigkeit

der i-ten Häufigkeitsklasse,  $v_i$ : Mittelwert der Geschwindigkeit der i-ten Klasse

<sup>75</sup> Die Bezeichnungen "min" und "max" in den Abbildungen im Anhang beziehen sich auf unterschiedliche Literaturstellen.

### Tabelle 5-4: Übersicht der Potentiale für Strom aus Wind

Quelle: Kury, Dobesch 1999; Pokorny W., *Das österreichische Windenergiepotential. Windenergiekarte von Österreich....* unveröffentlichter Bericht, Wien, 1981 (aus [Salletmaier et al. 1994]); TERES II 1996; VEÖ 1997; eigene Analysen

Beschreibung	gesamtes Potential [TWh/a]	Quellen
technisches Potential	19,6	TERES II 1996
techn. Potential	6,6 - 10	Pokorny W (aus Salletmaier et al. 1994)
techn. Potential	5,3	VEÖ 1997
technisches Potential	3	Kury, Dobesch 1999
techn. Potential	> 5,3	Autoren dieser Studie
<b>Realisierbares Potential bis 2010</b>	<b>2,8</b>	<b>Autoren dieser Studie</b>

### 5.3. Kleinwasserkraft

Bei der Diskussion des Potentials – für Wasserkraft allgemein bzw. Kleinwasserkraft im speziellen – muß zwischen verschiedenen Begriffen differenziert werden (siehe [Pelikan 2000]):

- Das **ausbaufähige** Potential ist das tatsächlich in der Praxis realisierbare Potential, das sowohl
- den unverzichtbaren, wirtschaftlichen Kriterien (**ausbauwürdiges** Potential)<sup>76</sup> als auch
- den zusätzlichen **ökologischen** Kriterien genügt.

Laut [Pelikan 2000] ist die Wasserkraft insgesamt infolge konsequenter Ausbauprogramme der E-Wirtschaft in den vergangenen Jahrzehnten zu etwa 70% des ausbauwürdigen Potentials erschlossen. Der individuelle und keinesfalls derart konsequente Ausbau der Kleinwasserkraft läßt bestenfalls einen Wert von rund 40% realistisch erscheinen.<sup>77</sup>

Basierend auf diesem Wert von rund 40% in [Pelikan 2000] und dem bereits ermittelten Bestand von Kleinwasserkraftwerken im Jahr 1998 von 838 MW bzw. 4.150 GWh/a auf der 10 MW Grenze leiten die Autoren dieser Studie ein zusätzliches ausbauwürdiges Potential für Kleinwasserkraft bis 10 MW von 1.270 MW bzw. 6.370 GWh/a ab, d.h. das gesamte **ausbauwürdige Potential** für Kleinwasserkraft bis 10 MW in Österreich beträgt 2.120 MW bzw. **10.520 GWh/a**<sup>78</sup>.

Unter Berücksichtigung von ökologischen Kriterien liegt eine Schätzung für das zusätzliche **ausbaufähige Potential** für Kleinwasserkraft bis 10 MW bei 970 MW bzw. 4.840 GWh/a, das sind 1.808 MW bzw. **8.990 GWh**, oder ca. 75% des zusätzlichen ausbauwürdigen Potentials.<sup>79</sup>

<sup>76</sup> In der ÖNORM M7103 wird das **ausbauwürdige Wasserkraftpotential** folgendermaßen definiert (nach [Schiller, Drexler 1994]): "Potentialbegriff, dessen Wert durch Addition der Regelarbeitsvermögen aller bestehenden Wasserkraftwerke, der in Bau befindlichen Wasserkraftwerke sowie aller bekannten Projekte einer Region (z.B. Flußgebiet, politische Region) ermittelt wird."

<sup>77</sup> Laut [Pelikan 2000] liegt das gesamte **ausbauwürdige** Wasserkraftpotential in Österreich bei 61.200 GWh/a (7.500 GWh/a bzw. 1.500 MW für Kleinwasserkraft mit 5 MW Grenze, 53.700 GWh bzw. 18.100 MW für Großwasserkraft) und das gesamte **ausbaufähige** Wasserkraftpotential bei 50.250 GWh (5.750 GWh/a bzw. 1.140 MW für Kleinwasserkraft mit 5 MW Grenze, 44.500 GWh bzw. 14.700 MW für Großwasserkraft). Im Gegensatz dazu wird in [Schiller, Drexler 1994] die Obergrenze des gesamten **ausbauwürdigen** Wasserkraftpotentials in Österreich mit 56.000 GWh/a beziffert. Über Österreich verteilt führt dieser Literaturquelle zufolge Tirol mit 12.000 GWh/a, gefolgt von Niederösterreich und Oberösterreich mit je 11.000 GWh/a. Kärnten, Salzburg und Vorarlberg besitzen ein ausbauwürdiges Wasserkraftpotential von 8.000 GWh/a, 5.000 GWh/a und weitere 5.000 GWh/a.

<sup>78</sup> Nach persönlicher Rücksprache mit B. Pelikan am 16.3.2001 wird diese Größenordnung bestätigt.

<sup>79</sup> Der Wert von 75% (Verhältnis von zusätzlich ausbaufähigem zu ausbauwürdigem Potential) wurde ebenfalls in [Pelikan 2000] für die Daten auf der 5 MW Grenze für Kleinwasserkraft verwendet.

Eine weitere Möglichkeit – statt Neubauten – die Stromproduktion aus Kleinwasserkraft weiter zu erhöhen, besteht in der **Revitalisierung und Optimierung von bestehenden Anlagen**. Die Autoren dieser Studie gehen davon aus, dass durch Revitalisierung von bereits bestehenden Anlagen eine Mehrproduktion von rund 20% (d.h. ca. 800 GWh/a) möglich ist.

Tabelle 5-5 gibt einen Überblick über die diskutierten Potentiale für Kleinwasserkraft in Österreich.

**Tabelle 5-5: Übersicht der Potentiale für Strom aus Kleinwasserkraft in Österreich**

Quelle: Pelikan 2000; eigene Analysen

Beschreibung	gesamtes Potential [TWh/a]	Quellen
ausbauwürdiges Potential	10,52	Pelikan 2000; Autoren dieser Studie
ausbaufähiges Potential	8,99	
Revitalisierungspotential	0,8	
<b>Realisierbares Potential bis 2010</b>	<b>5,75</b>	<b>Autoren dieser Studie</b>

#### 5.4. Feste und flüssige Biomasse

Der Bereich der festen und flüssigen Biomasse wurde in einem Kapitel zusammengefaßt, da das Potential der flüssigen Biomasse in erster Linie von den zur Verfügung stehenden Anbauflächen für Raps begrenzt ist, die alternativ jedoch auch für Kurzumtriebshackgut, also für feste Biomasse zur Verfügung gestellt werden könnte. Das bedeutet, dass diese beiden erneuerbaren Energieträger, gemeinsam mit der stofflichen Nutzung nachwachsender Rohstoffe (NAWAROS) um die zur Verfügung stehenden Flächen konkurrieren. Daher werden in diesem Abschnitt zuerst die möglichen Flächenpotentiale untersucht, die in Österreich insgesamt zur energetischen Nutzung bereitgestellt werden können, – abzüglich des Flächenbedarfs stofflich genutzter NAWAROS –, um anschließend eine mögliche Aufteilung auf die Nutzungsformen Rapsanbau (Biodiesel) oder Kurzumtriebswälder, Miscanthus, Sudangras etc. (Feste Biomasse) abzuschätzen. Erst dann erfolgt die Darstellung des gesamten Potentials fester Biomasse (inkl. forstlicher Biomasse, Sägenebenprodukte etc.).

##### Flächenpotentiale

Ein Anhaltspunkt zur Abschätzung der möglichen Flächenpotentiale in Österreich besteht in der derzeitigen Stilllegung von Flächen. Im Rahmen der „Gemeinsamen Agrarpolitik“ (GAP) der Europäischen Union gibt es insbesondere die „Konjunkturelle Flächenstilllegung“, die ursprünglich als Mengenregulatorium im Bereich der Getreideproduktion eingeführt worden war. Im Rahmen der GAP wurde die Möglichkeit geschaffen, auf solchen Stillgelegflächen NAWAROS anzubauen (flächenbezogene Zahlungen auf konjunkturell stillgelegten Flächen für nachwachsende Rohstoffe). Dabei muss jedoch sichergestellt werden, dass die erzeugten Kulturen nicht im Nahrungsmittelbereich verwendet werden.

Wenn im Rahmen dieser konjunkturellen Flächenstilllegung ein *Kulturpflanzenausgleich* in Form einer Flächenprämie gewährt wird, so muss ein bestimmter Prozentsatz stillgelegt – d.h. nicht zur Produktion von Nahrungsmitteln verwendet - werden<sup>80</sup>. Mit der Reform der Gemeinsamen Agrarpolitik (Agenda 2000) wurde der Stilllegeprozentsatz auf zehn Prozent der Ackerflächen festgelegt. Dieser Prozentsatz kann aber entsprechend der Entwicklung auf den (Getreide-)Märkten jährlich von den EU-Agrarministern angepaßt werden. Tabelle 5-6 zeigt die Auswirkungen der Höhe des Stilllegungssatzes auf den Anbau von Raps und anderen NAWAROS auf Stilllegungsflächen. (Im

<sup>80</sup> Eine Ausnahme bilden Kleinbetriebe, die für eine Fläche von max. 17,46 ha einen Antrag auf Flächenprämien stellen.

Jahr 1996 betrug dieser 10%, 1997 und 1998 5%, 1999 wieder 10%) Die gesamte Stilllegungsfläche betrug dementsprechend im Jahr 1998 etwa 75.000 ha und 1999 106.000 ha.<sup>81</sup>

**Tabelle 5-6: Darstellung des Stilllegeprozentsatzes in der EU und der Flächennutzung in Österreich ab dem Jahr 1995 betreffend Stilllegung (SL gesamt), davon Grünbrache (SL), Anbau von nachwachsenden Rohstoffen auf Stilllegeflächen (SL: NAWARO) und der Anteil von Raps auf Stilllegeflächen.** (Angaben in Hektar)

Quelle: persönliche Mitteilung, Hr. G. Griesmayr

Jahr	SL-Satz	SL gesamt	SL	SL: NAWARO	davon SL: Raps
1995	12%/17%	124632	107262	17370	ca. 15000
1996	10%	115340	107060	8280	ca. 7300
1997	5%	72414	68525	3889	ca. 3000
1998	5%	71482	67733	3749	ca. 2600
1999	10%	106525	96950	9575	ca. 7700
2000	10%	113449	105006	8442	ca. 6100

Wird von einem Anteil der Stilllegungsflächen von 10% der Ackerfläche ausgegangen, so ergibt sich derzeit (2001) eine Fläche von etwa 140.000 ha. Da aber die aktuelle Tendenz nicht darauf hinweist, dass die landwirtschaftliche Überproduktion abnimmt, sind vermutlich auch höhere Flächenbereitstellungen möglich. In einschlägigen Studien wird von einem Potential von 150.000 bis 300.000 ha ausgegangen<sup>82</sup>, wobei aber auch Aspekte der Fruchtfolge, etc. berücksichtigt werden müssen. Im Folgenden wird von einem **Flächenpotential von 150.000 ha** ausgegangen.

Im Jahr 2000 wurden in Österreich etwa 8.400 ha Bracheflächen mit NAWAROS bebaut, wovon ca. 6.100 ha auf Rapsanbau entfallen. Sieht man vom derzeit quantitativ noch eher unbedeutenden Anbau von Energiepflanzen und Kurzumtriebshackgut ab, so bedeutet das, dass derzeit rund 2.300 ha stofflich genutzt werden. Wenn auch die Erhöhung dieses Betrags ein propagiertes Ziel darstellt [vgl. z.B. Piringer 2000], scheinen die Bestrebungen des Ausbaus stofflich verwertbarer NAWAROS weniger ambitioniert als dies bei den energetischen Nutzungsmöglichkeiten der Fall ist. So werden beispielsweise in [Wörgetter 1998] für die energetische Nutzung detaillierte Zielvorgaben entwickelt, für den stofflichen Bereich jedoch nur qualitative Angaben gemacht. Auch aus den in jener Arbeit angegebenen Potentialen für Kurzumtriebswälder und Energiepflanzen lässt sich schließen, dass mit keiner sehr starken Zunahme des Flächenbedarfs für stofflich genutzte NAWAROS gerechnet wird. Für die weitere Abschätzung wurde daher angenommen, dass **im Jahr 2010 maximal 10.000 ha für stofflich genutzte NAWAROS Einsatz finden werden.**

In der folgenden Abbildung (Abbildung 5-1) ist der Umstand der konkurrierenden Nutzungsmöglichkeiten des Flächenpotentials graphisch dargestellt. Werden – wie dargestellt – 10.000 ha für stofflichen Einsatz bereitgestellt und etwa 40.000 ha für RME, Rapsöl und eventuell Ethanol (siehe weiter unten), verbleibt ein Flächenpotential zur Bereitstellung fester Biomasse (Kurzumtriebsholz, Miscanthus, etc.) von 100.000 ha.

<sup>81</sup> Mündliche Mitteilung von Hr. G. Griesmayr (PRÄKO)

<sup>82</sup> vgl. z.B. O.Ö. Energiesparverband 1995, Schauer 1994, Rathbauer 2000

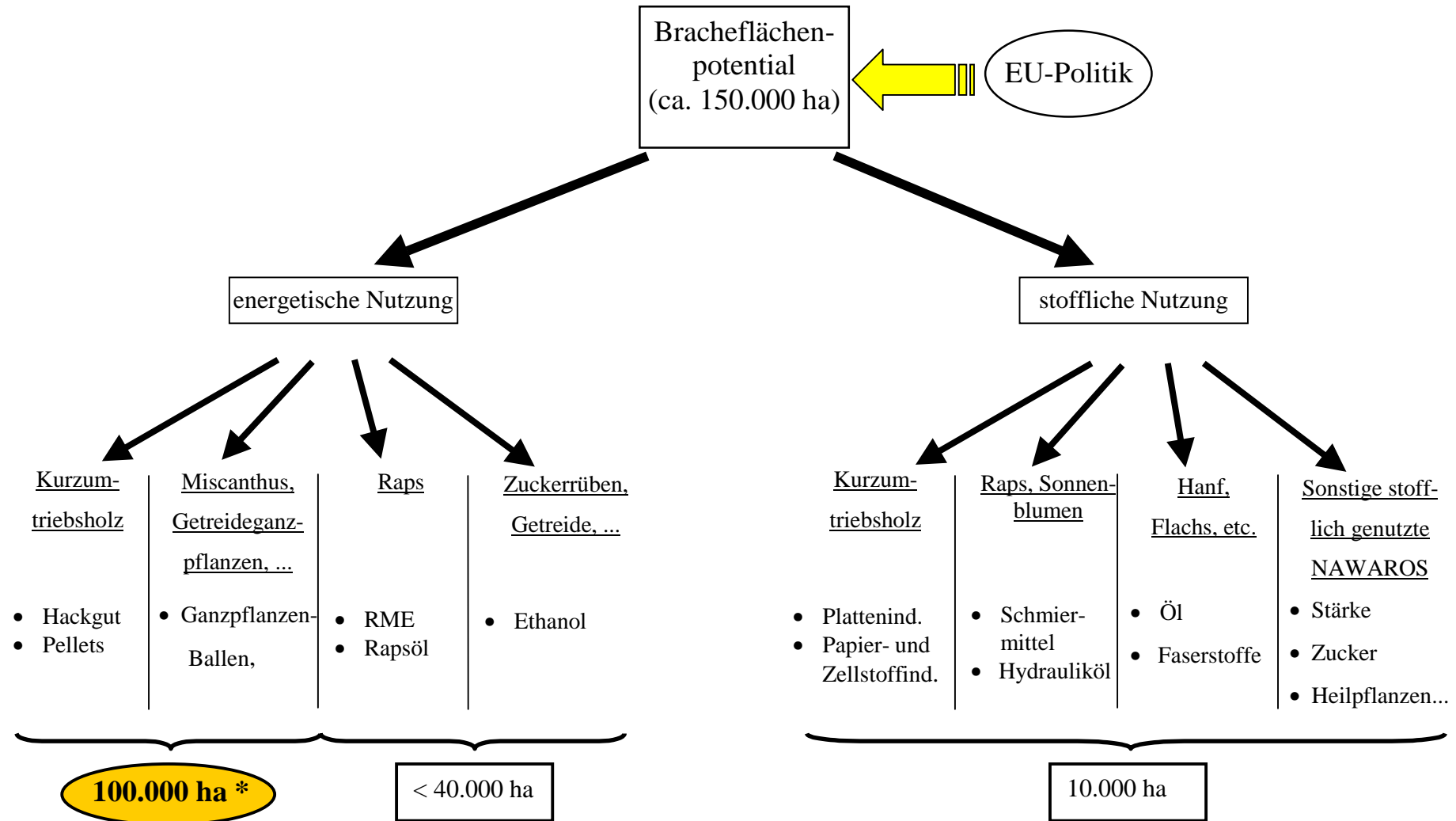


Abbildung 5-1: Konkurrierende Nutzung von Flächenpotentialen (Abschätzung für 2010)

\* Dieses Energie-Flächenpotential ergibt sich aus dem gesamten Bracheflächenpotential und der Annahme eines Bedarfs von 10.000 ha für stoffliche Nutzung und 40.000 ha für Rapsöl und RME (bzw. Ethanol).

Selbstverständlich wird die tatsächliche Verwendung der Flächenpotentiale vor allem von der wirtschaftlichen Attraktivität der verschiedenen Nutzungsoptionen abhängig sein, die wiederum von der Entwicklung der internationalen Rohstoffpreise (sowohl Erdöl als auch Raps) beeinflusst wird. Da eine seriöse Abschätzung dieser Aspekte in der vorliegenden Studie nicht möglich ist, werden lediglich die weiter unten erläuterten strategischen Entscheidungen über die Bedeutung von Biodiesel zur Ermittlung des diesbezüglichen Flächenbedarfs herangezogen.

### Biodiesel

Im Jahr 1998 wurden in Österreich etwa 23.000 t Biodiesel erzeugt. Davon gingen ca. 42% in den Export. Das gesamte Marktpotential wird vom ÖBI auf maximal 8% des gesamten Dieserverbrauchs geschätzt (für das Jahr 2010 entspricht das etwa 283.000 t/a oder 10,6 PJ/a), das realisierbare Potential hingegen auf etwa 80.000 t/a (etwa 3 PJ/a)<sup>83</sup>. In [Clement et al. 1998] wird ein Nutzungspotential von 50.000 t (1,9 PJ/a) für Waldverkehr, Schiffsverkehr auf touristisch bedeutsamen Seen, zur stationären Elektrizitätserzeugung in hochalpinen Regionen, für Pistenplaniergeräte und andere Nischen angegeben.

[Schnitzer 1995] hingegen hält bis 2005 210.000 t/a (7,9 PJ/a) und für 2050 350.000 t/a (13 PJ/a) für technisch erreichbar, wirtschaftlich machbar wären etwa die Hälfte.

[TERES II 1996] hat ein technisches Potential von etwa 155.000 t/a (5,8 PJ/a) für Österreich erhoben.

In der Puchberger Erklärung [Kopetz 2000] wird als Ziel bis 2010 für Biodiesel ein 4%iger Marktanteil (7 PJ oder etwa 190.000 t/a) angeführt, wofür ein Anbauflächenbedarf von etwa 140.000 ha angegeben wird.

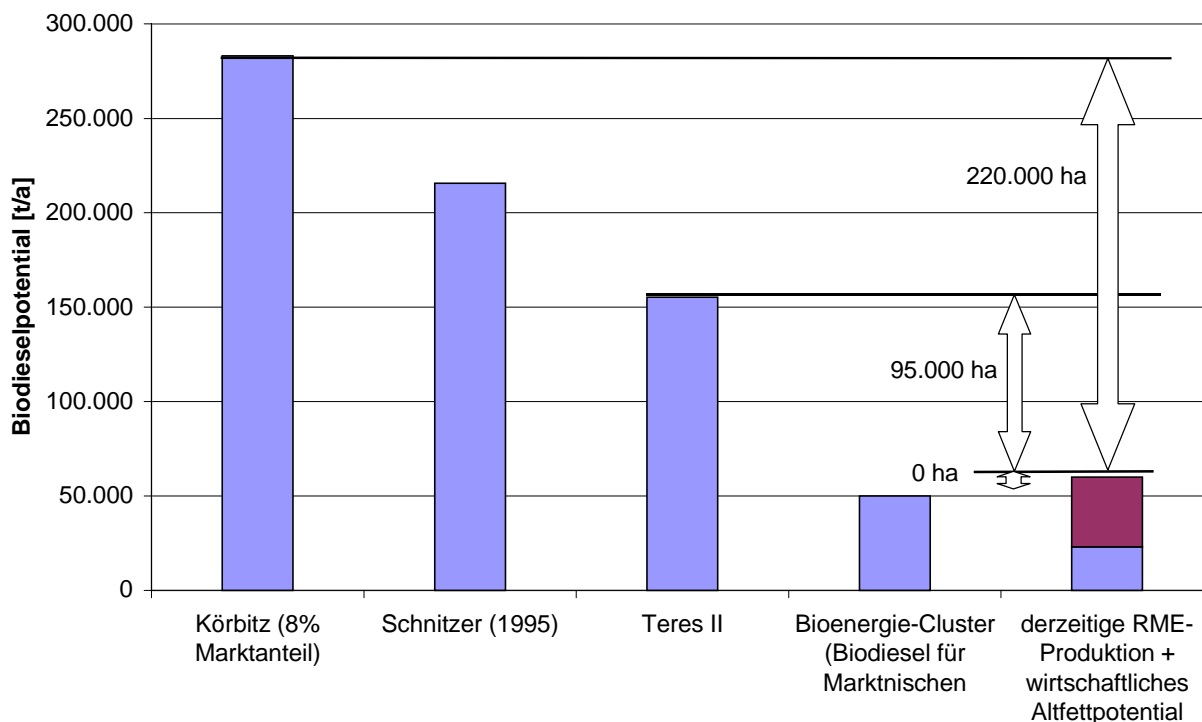
Unter der Annahme, dass nicht eine Nischen-Strategie für Biodiesel gewählt wird, sondern RME beispielsweise mit einem bestimmten Prozentsatz verpflichtend zu fossilem Diesel beigemischt und damit massiv forciert wird, wäre – unter Berücksichtigung – von Fruchtfolgebeschränkungen, Bodeneignung etc. – ein maximales Potential von etwa 150.000 t/a (5,5 PJ) möglich [Haberl et al. 2001].

Diesen – zum Teil stark abweichenden – Zahlen liegen jedoch nicht nur etwas abweichende technologische Annahmen, sondern vor allem grundsätzlich verschiedene Strategien zum Biodiesel-Einsatz zugrunde. Im Wesentlichen stellt sich dabei die Frage, ob Biodiesel seine Funktion als Nischenprodukt ausüben soll, oder ob er z.B. auch über eine verpflichtende Beimischungsregelung einen deutlich höheren Marktanteil erhalten soll.

Diese verschiedenen Abschätzungen sind in der folgenden Grafik der Summe aus der derzeitigen Produktion und dem wirtschaftlichen Altfettpotential (37.000 t/a, [Österreichischer Biomasse-Verband 2000]) gegenübergestellt (vgl. Abbildung 5-2). Aus der Differenz dieser Summe und den jeweiligen gesamten Biodiesel-Produktions-Potentialen ergibt sich der jeweils benötigte Flächenbedarf.

---

<sup>83</sup> Umrechnungsfaktor: 1 t Biodiesel entspricht etwa 37,4 GJ. Weiters kann mit einem mittleren Ertrag von 1 t Biodiesel aus 1 ha/a gerechnet werden.



**Abbildung 5-2: Gegenüberstellung verschiedener Biodiesel – Potentialstudien und benötigte Anbauflächen**

Quelle: ÖBI 2000; Schnitzer 1995; TERES II 1996; Clement et al. 1998; Biomasse-Verband 2000

Da es fraglich erscheint, im großen Stil dem Individualverkehr mittels Biodiesel ein ökologisches Image zu verpassen, dürfte eine **Nischenstrategie** in ökologisch sensiblen Bereichen, bzw. für öffentliche Busflotten etc. sinnvoller sein. Dafür können **zusätzlich** etwa **80.000 t/a (3 PJ/a)** bis 2010 angesetzt werden. Diese Potentialangaben wurden in der unten angeführten Tabelle mit der Bezeichnung „realisierbares Potential bis 2010“ versehen, womit verdeutlicht werden soll, dass diese Angabe eine Wertung zwischen verschiedenen Ausbaustrategien (Extrem-Forcierung versus Nischenstrategie) bei RME impliziert. Unter dieser Voraussetzung würden etwa 20.000 ha bis 40.000 ha zusätzlich zum Anbau von Raps benötigt, je nach dem Anteil der RME-Exporte (derzeit werden knapp 10.000 t/a exportiert) und unter der Bedingung, dass nicht das gesamte Altfettpotential tatsächlich zur Erzeugung von AME verwendet werden kann ([Clement et al. 1998] geben für Altfett ein wirtschaftliches Sammelpotential von 37.000 t an).

Tabelle 5-7 gibt einen Überblick über die diskutierten Potentiale für Biodiesel in Österreich.

**Tabelle 5-7: Übersicht über verschiedene Potentialangaben für Biodiesel in Österreich**

Quelle: Clement et al. 1998; Haberl et al. 2001; Kopetz 2000; Neubarth, Kaltschmitt 2000; ÖBI 2000; Schnitzer 1995; TERES II 1996; eigene Analysen

Beschreibung	Potential [t/a]	Potential [PJ/a]	Quellen
technisches Potential	283.000	10,6	ÖBI 2000
realisierbares Potential	80.000	3	ÖBI 2000
technisches Potential	155.000	5,8	TERES II 1996
technisches Potential 2005	210.000	7,9	Schnitzer 1995
technisches Potential 2050	350.000	13	Schnitzer 1995
realisierbares Potential	190.000	7	Kopetz 2000
realisierbares Potential 2020	150.000	5,5	Haberl et al. 2001
technisches Potential	140.000	5,2	Neubarth, Kaltschmitt 2000
realisierbares Potential	50.000	1,9	Clement et al. 1998
technisches Potential	150.000	5,5	Autoren dieser Studie
<b>Realisierbares Potential bis 2010</b>	<b>95.000</b>	<b>3,5</b>	<b>Autoren dieser Studie</b>

### Ethanol

Derzeit wird, wie bereits erwähnt, aus wirtschaftlichen Gründen kein Ethanol in Österreich hergestellt. Die Technologie wird von einer österreichischen Firma gut beherrscht, allerdings nur ins Ausland verkauft.

[Steinmüller, Pollak 1997] geben als theoretisches Potential bis 2015 etwa 25,2 PJ/a an. In [TERES II 1996] schätzt man das technische Potential auf ca. 5,8 PJ/a.

Aus Sicht der Autoren der vorliegenden Studie ist die Angabe eines realisierbaren Potentials für Ethanol in der derzeitigen Phase mit einem Fragezeichen zu versehen.

Tabelle 5-8 gibt einen Überblick über Potentiale für Ethanol in Österreich.

**Tabelle 5-8: Übersicht über verschiedene Potentialangaben für Ethanol in Österreich**

Quelle: Neubarth, Kaltschmitt 2000; Steinmüller, Pollak 1997; TERES II 1996

Beschreibung	Potential [PJ/a]	Quellen
theoretisches Potential	25,2	Steinmüller, Pollak 1997
technisches Angebotspotential (Zuckerrüben)	15,7	Neubarth, Kaltschmitt 2000
technisches Angebotspotential (Winterweizen)	6,2	Neubarth, Kaltschmitt 2000
technisches Potential	5,8	TERES II 1996

### Feste Biomasse

Das "nachhaltig" energetisch nutzbare zusätzliche Biomasse-Potential Österreichs setzt sich aus mehreren Komponenten zusammen (siehe Abbildung 5-3):

- Da in Österreichs Wäldern mehr Biomasse zuwächst, als derzeit genutzt wird, ergibt sich ein jährlicher Netto-Waldzuwachs. Dieser ist in der Waldinventur erhoben und dokumentiert. Zu diesem Betrag ist einerseits die Zunahme an Waldflächen in Österreich (jährlich etwa 7.700 ha), die bis zum Jahr 2010 fortgeschrieben wurden, hinzuzufügen und andererseits der Betrag, der durch ein Wachstum der Sägeindustrie zusätzlich aus dem Biomasse-Potential entnommen wird, abzuziehen. Unter Berücksichtigung von 20% Ernteverlusten, ergibt sich ein **zusätzliches technisches Potential von knapp 40 PJ/a**.

Um die tatsächliche Realisierbarkeit dieses Potentials abzuschätzen, müssen allerdings Steifflächen und andere ungünstig gelegene Waldflächen Berücksichtigung finden. Weiters ist zu beachten, dass Energieholz derzeit ökonomisch nur im Zusammenhang mit einer ganzheitlichen Waldbewirtschaftung als ein Sortimentsanteil unter anderen anfällt. Unter

Berücksichtigung dieser Randbedingungen beträgt das **zusätzliche realisierbare Potential etwa 27 PJ/a**.<sup>84</sup>

- Im Laufe der Jahre sammelte sich in Österreichs Wäldern ein **Durchforstungsrückstand** an, der im Waldbericht 1996 mit 64,5 Mio. fm angegeben wurde. Unter der Annahme, dass dieser über 20 Jahre aufgebraucht wird und unter Berücksichtigung von 25% Ernteverlusten, errechnet sich das jährliche **zusätzliche Nutzungspotential** zu etwa **18 PJ/a**. Streng genommen, stellt dieses Potential jedoch keine nachhaltig nutzbare Quelle dar. Werden hier wiederum schwer zugängliche Flächen und das Vorliegen verschiedener Sortimentsanteile aus der Durchforstung (Schleif- und Faserholz) berücksichtigt, reduziert sich der Betrag auf etwa 9 PJ/a.<sup>85</sup>
- Aufgrund der oben angestellten Überlegungen zu den Flächenpotentialen (150.000 ha) und dem Flächenbedarf zum Rapsanbau (ca. 40.000 ha) und stofflicher Nutzung von NAWAROS, bleibt für die Produktion fester Biomasse in Kurzumtriebswäldern ein Potential an **Bracheflächen** von etwa 100.000 bis 120.000 ha. Unter der Annahme eines Ertrags von 12 t TS/a ergibt sich ein **zusätzliches energetisches Potential** von **25 PJ/a**. Die energetische Nutzung dieser Flächen wäre auch mit Miscanthus, Sudangras oder anderen Energiepflanzen möglich. In vielen Fällen könnten mit diesen Nutzungsformen auch Flächen erschlossen werden, die aufgrund ungünstiger Umstände (z.B. leichte Hanglagen) nicht für Kurzumtriebsflächen in Frage kommen. Sowohl die Erträge, als auch die Möglichkeiten und Anforderungen der Weiterverarbeitung (ev. ist hier auch eine Methanisierung und damit eine Nutzung in Biogasanlagen günstiger), sowie deren technische Entwicklung weichen etwas von Kurzumtriebswäldern ab. Das erreichbare energetische Potential liegt aber in etwa in derselben Größenordnung. Daher wird im weiteren darauf verzichtet, auf diese Form der Nutzung von Energie-Flächen speziell einzugehen.
- Die Ermittlung des **zusätzlichen Strohpotentials** ergibt sich aus Annahmen bzgl. einer verringerten Einarbeitung in den Boden, der Verringerung der Einstreuung, sowie der Verwendung von Getreidesorten mit einem höheren Strohteil zu etwa **12 PJ/a** (vgl. Dissemond 1994; Steinmüller, Pollak 1997; Schmidt, Hantsch-Linhart 1990; Pichl 1999; Winkler-Rieder 1993).
- Legt man ein Wachstum der Sägeindustrie von 0,7% [Schwarzbauer 1996] für die nächsten 10 Jahre zugrunde und geht man davon aus, dass in etwa derselbe Anteil der **Sägenebenprodukte** für eine energetische Verwendung zum Einsatz kommt wie bisher, so resultiert daraus ein **zusätzliches Potential von etwa 3 PJ/a**. Insgesamt werden in der Sägeindustrie derzeit etwa 5,4 Mio. fm Sägenebenprodukte produziert, die zum Großteil in der Zellstoff- und Holzschliffindustrie zum Einsatz kommen. Da diese zumindest theoretisch ebenfalls für eine energetische Verwertung zur Verfügung stehen<sup>86</sup>, wurde der entsprechende Betrag – reduziert um den Anteil der Plattenindustrie, der dem Altholz-Potential zugerechnet werden kann – von zusätzlich 20 PJ/a strichliert in Abbildung 5-3 angedeutet.
- Für das **Rindenpotential** gelten dieselben Voraussetzungen wie für die sonstigen Sägenebenprodukte. Das **zusätzliche Potential**, das sich nur durch das Wachstum der Sägeindustrie ergibt, beträgt knapp **1 PJ/a**.
- Das **zusätzliche Altholz-Potential** von **1,7 PJ/a** wird in den vorhandenen Studien durch die verstärkte energetische Nutzung von Baustellen- und Haushaltsabfällen, sowie Gebäudeabfällen angegeben (vgl. OÖ ESV). Nimmt man allerdings an, dass prinzipiell das gesamte von der österreichischen Sägeindustrie produzierte, nicht exportierte Schnittholz, sowie die Produkte der Plattenindustrie nach der stofflichen Nutzung als Altholz anzusehen ist, so er-

<sup>84</sup> Persönliche Mitteilung A. Jonas;

<sup>85</sup> ibid.

<sup>86</sup> anstelle der derzeit stofflichen Nutzung;

gibt sich ein weit höheres Potential. Unter der Annahme, dass 80% des Bauholzes<sup>87</sup>, der Platten sowie des Verpackungsholzes und 50% des Möbelholzes<sup>88</sup> energetisch nutzbar sind und derzeit bereits 1,13 Mio fm Altholz erfasst werden [Oberberger 1998], so ergibt dies ein Potential von etwa 30 PJ/a zusätzlich. Da hier sehr viele ungeklärte Aspekte, wie z.B. die Frage der behandelten Hölzer und die logistischen Probleme einer umfassenden Altholz-Sammlung, beinhaltet sind, wird jedoch im weiteren Verlauf mit dem geringeren, anhand der Literaturangaben ermittelten Potential gerechnet. Die energetische Nutzung von Altholz ist vor allem unter dem Aspekt der kaskadischen Biomasse-Nutzung als günstige Möglichkeit des Biomasse-Einsatzes zu beurteilen.

- Es wurde nicht angenommen, dass eine Abzweigung von derzeit stofflich genutzter (oder auch exportierter) Biomasse zur energetischen Nutzung stattfindet, da das aus heutiger Sicht nicht realistisch erscheint.

Insgesamt ergibt sich damit **ein zusätzliches Potential für feste Biomasse** von etwa **100 PJ/a** und unter Einbeziehung der derzeit stofflich genutzten Sägenebenprodukte, sowie einer stark forcierten Altholz-Nutzung etwa 150 PJ/a. Werden bei den Biomasse-Brennstoffen aus dem Forst die oben erläuterten strukturell und ökonomisch einschränkenden Rahmenbedingungen<sup>89</sup> berücksichtigt, reduziert sich der Betrag auf etwa 87 PJ/a, bzw. bei Einbeziehung der derzeit stofflich genutzten Sägenebenprodukte, sowie einer stark verstärkten Altholz-Nutzung auf 137 PJ/a.

Tabelle 5-9 gibt einen Überblick über verschiedene Potentialangaben für feste Biomasse in Österreich.

**Tabelle 5-9: Übersicht über verschiedene Potentialangaben für feste Biomasse in Österreich<sup>90</sup>**

Beschreibung	ges. PE Potential [PJ/a]	Quellen
technisches Potential 2005	201	Schauer 1994
technisches Potential 2050	257	Schauer 1994
realisierbares Potential	188	Fischer 1999
realisierbares Potential	211	Pichl et al. 1999
kurzfristig realisierbares Potential	113	Oberberger 1998
mittelfristig realisierbares Potential	202	Oberberger 1998
technisches Potential	210	Rathbauer 2000 (AFB-Net)
realisierbares Potential 2010	151	Rathbauer 2000 (AFB-Net)
realisierbares Potential	194	Schaller et al. 2001
technisches Potential	203	Autoren dieser Studie
<b>Realisierbares Potential bis 2010</b>	<b>174</b>	<b>Autoren dieser Studie</b>

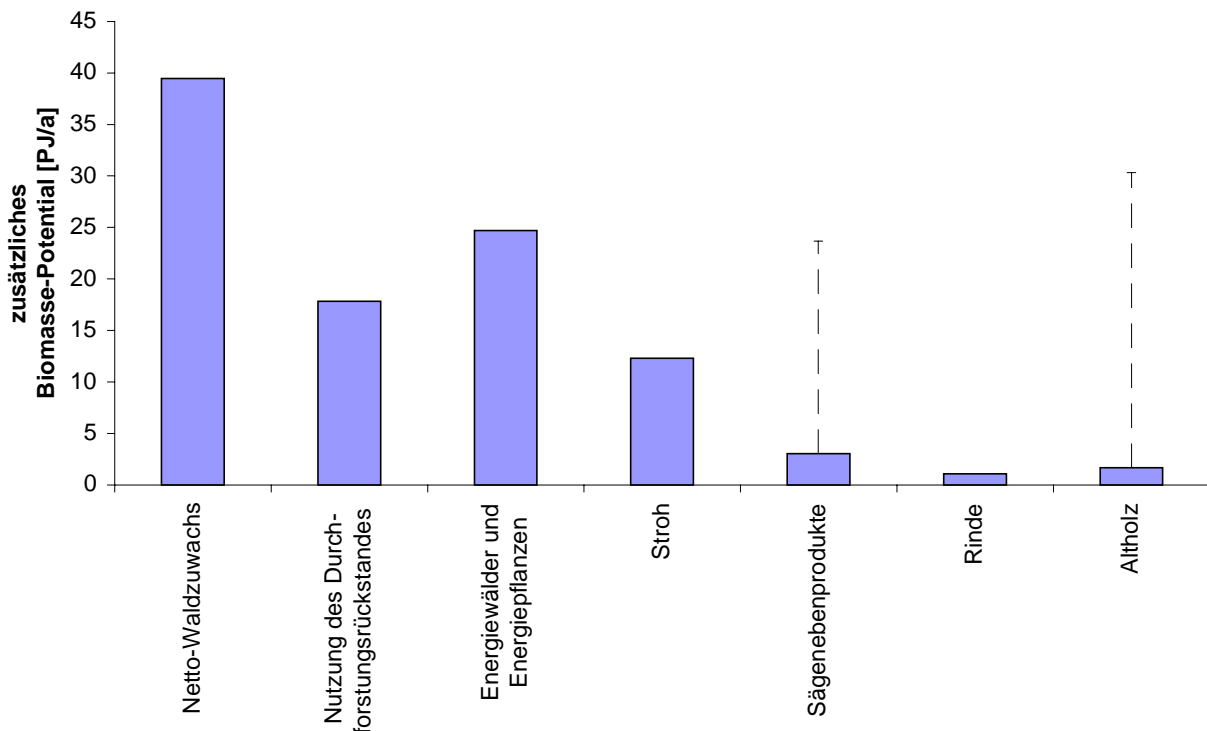
Bezüglich der Kosten der einzelnen Biomasse-Brennstoffe und der Ausschöpfung dieses Potentials sei auf Kapitel 6.2.1 verwiesen.

<sup>87</sup> derzeit 3,24 Mio fm Bauholz;

<sup>88</sup> derzeit 1,6 Mio fm Verpackungs- und Möbelholz;

<sup>89</sup> Hier sind einerseits Hanglagen und sonstige schwer erschließbare Waldflächen zu berücksichtigen und andererseits derzeit ökonomisch nicht sinnvoll für energetische Zwecke nutzbare Holz-Sortimente.

<sup>90</sup> Ablaugen und Abwasserschlämme der Papier- und Zellstoffindustrie sind hier nicht erfasst.



**Abbildung 5-3: Nachhaltig nutzbares zusätzliches Biomasse-Potential in Österreich (2010), Primärenergie**

Quelle: NÖ-LLWK; BMLF; Haas, Kranzl 2000a; Dissemond; OÖ-Energiesparverband

Die Verteilung auf die Bundesländer zeigt, dass Niederösterreich und die Steiermark weitaus die größten Potentiale besitzen.

Aufgrund des großen (primären) Energiepotentials von fester Biomasse, ist besonders die **Stromerzeugung in Biomasse KWK-Anlagen** für die Erreichung eines hohen Anteils von NEET (siehe Novelle des EIWOG) von großem Interesse.

Da der Betrieb einer KWK die Auskopplung von Wärme bedingt, stellt die Existenz eines regional vorhandenen Wärmebedarfs neben der Verfügbarkeit des Brennstoffs eine zusätzliche Voraussetzung dar, die der Abschätzung des Strompotentials aus Biomasse-Kraft-Wärme-Kopplung zugrunde gelegt ist. Daher wurde die derzeitige Struktur des theoretischen Wärmebedarf-Potentials analysiert und für das Jahr 2010 extrapoliert. Es wurde – aufgegliedert in die Größenkategorien klein ( $< 10 \text{ MW}_{\text{th}}$ ), mittel ( $10\text{-}50 \text{ MW}_{\text{th}}$ ) und groß ( $> 50 \text{ MW}_{\text{th}}$ ) – zwischen Fernwärme, Biomasse-Nahwärme, Sägewerken, Zellstoff- und Papierindustrie sowie sonstigem industriellem Wärmebedarf unterschieden. Die Sägewerke bzw. Zellstoff- und Papierindustrie wurden deshalb getrennt von der sonstigen Industrie behandelt, da sie bereits jetzt einen starken Bezug zu Holz haben und über biogene Brennstoffe verfügen:

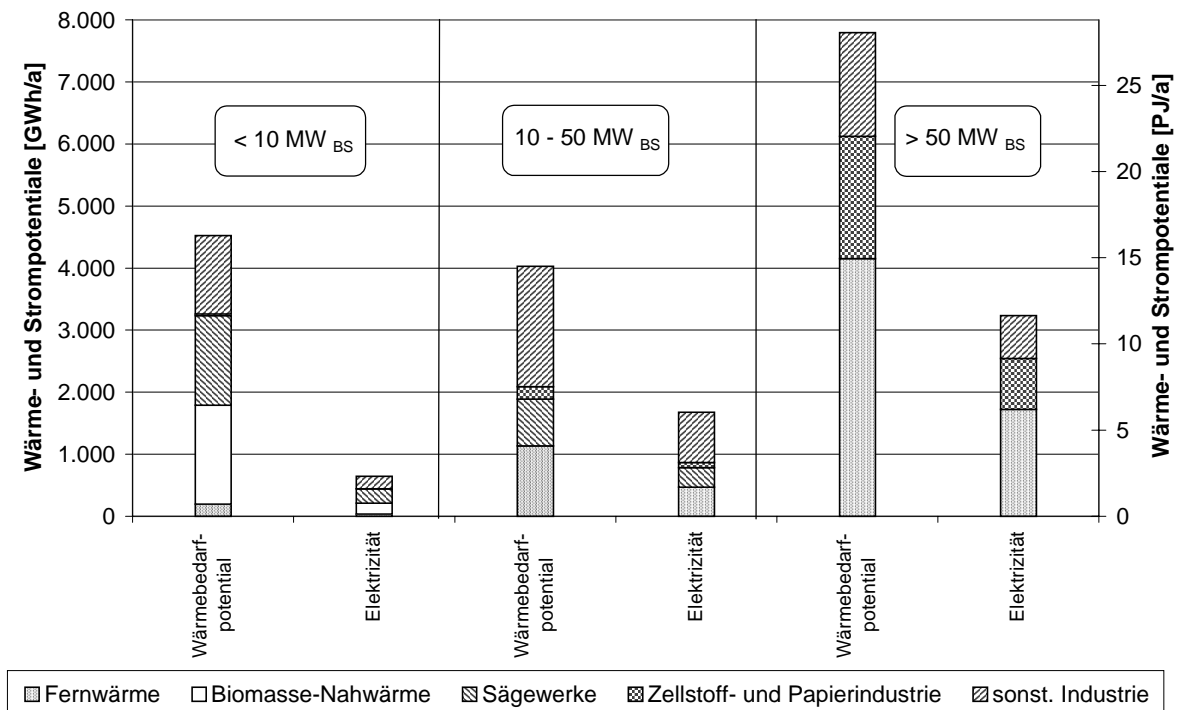
In der Papierindustrie existieren derzeit schon eine Reihe großer KWK-Anlagen, die zum Teil biogen (insbesondere auch Abwasserschlämme und Ablaugen) und zum Teil fossil befeuert werden. Ein Ersatz dieser fossilen Energieträger stellt daher ein Potential für Biomasse-KWK dar. Die größten Wärmebedarf-Potentiale existieren in den Kategorien „sonstige Industrie“ und „Fernwärme“ (vgl. Abbildung 5-4). Das gesamte technische Wärmebedarf-Potential für das Jahr 2010 beträgt etwa 160 PJ/a.

Zur Betrachtung der verfügbaren Technologien erscheint es sinnvoll, zwischen den Bereichen unter, sowie über  $10 \text{ MW}_{\text{th}}$  zu unterscheiden. Für den kleinen Leistungsbereich ( $< 10 \text{ MW}_{\text{th}}$ ) besitzen der Dampfturbinenprozess und der Dampfkolbenmotorprozess jetzt schon Marktreife. Beide weisen

Stromkennziffern<sup>91</sup> von etwa 0,15 auf. Für den mittleren und großen Leistungsbereich (> 10 MW<sub>th</sub>) existieren die in fossilen Anlagen bewährten Formen der Wirbelschichtfeuerung, die mit Stromkennzahlen von 0,3-0,5 arbeiten [Oberberger, Hammerschmid 1999a].

Nimmt man daher für den mittleren und großen Bereich Stromkennzahlen von etwa 0,4 und für den kleinen Leistungsbereich 0,15 an, so ergäbe sich ein gesamtes technisches Potential für KWK von etwa 17 TWh/a (61 PJ/a), bei gleichzeitiger Wärmeproduktion von 165 PJ/a, wofür allerdings ein Brennstoffbedarf von etwa 280 PJ/a nötig wäre. Da dieser Betrag das nachhaltige Biomasse-Potential von rund 100 PJ/a (zusätzlich) übersteigt, muss das Potential, das sich aus der Verfügbarkeit des Wärmebedarfs ergibt, an das verfügbare Biomasse-Potential angepasst werden.

Reduziert man die technischen Wärmebedarf-Potentiale auf realisierbare Potentiale (25% des industriellen Wärmebedarfs, 40% der Zellstoffindustrie, 80% der Sägewerke, 30% der großen und 50% der kleinen und mittleren Fernwärmeanlagen), so ergibt sich ein **Strom-Potential aus Biomasse-KWK** von etwa **5,5 TWh/a** (vgl. Abbildung 5-4), wobei gleichzeitig 55 PJ/a Wärme anfallen und **Brennstoff von etwa 90 PJ/a** benötigt wird. Anzumerken ist, dass dieser Brennstoffbedarf von 90 PJ mit jenem für die Wärmeerzeugung aus Biomasseheizanlagen konkurriert, bei denen keine Kraft-Wärme-Kopplung stattfindet.



**Abbildung 5-4: Wärmebedarf-Potential und Potential für die Strom-Produktion in Biomasse-KWK im Jahr 2010**

Quelle: Oberberger, Hammerschmid 1999a; BMWA; UBA; Schwarzbauer; Austropapier; eigene Analysen;

Es zeigt sich, dass ein substantieller Beitrag zum EIWOG 2000 nicht ausschließlich durch kleine Anlagen zu erreichen sein wird. Ohne die Einbeziehung mittlerer (> 10 MW<sub>th</sub>) und großer Anlagen (> 50 MW<sub>th</sub>), können nur etwa 650 GWh/a Strom bereitgestellt werden. Aufgrund der niedrigeren Stromkennzahl im Leistungsbereich < 10 MW<sub>th</sub> ist der Brennstoffbedarf pro GWh-Strom wesentlich höher als im Leistungsbereich > 10 MW<sub>th</sub>.

<sup>91</sup> Die Stromkennziffer ist das Verhältnis von erzeugter elektrischer Energie zu erzeugter Wärme-Energie.

## 5.5. Solarthermie

Die Schätzungen für die technischen Potentiale streuen in einem Bereich von 31 PJ/a (8,6 TWh/a) [TERES II 1996] und jenseits von 72 PJ/a (20 TWh/a) [Faninger 1999b]. [Neubarth, Kaltschmitt 2000] geben ein technisches Nachfragepotential von 25 PJ/a für Warmwasser, 32 PJ/a für Raumwärme und 8 PJ/a für Prozeßwärme an. Ähnlich wie bei den Photovoltaik-Anlagen ist das Potential theoretisch so groß, wie die gesamte bestrahlte Fläche von Österreich.

Nach Einschätzung der Autoren dieser Studie beträgt das gesamte technische Potential etwa 72 PJ/a (20 TWh/a). Dabei wird von den derzeit existierenden Gebäuden bzw. der Anzahl der Wohnungen in Mehrfamilienhäusern ausgegangen und zwischen den Anwendungen „Warmwasserbereitung“ und „teilsolare Heizung“ (WW & Heizung) unterschieden (Details siehe Tabelle 5-10).

Aus Sicht der Autoren dieser Studie ist eine Ausstattung von zusätzlich 600.000 Wohnungen mit reiner solarthermischer Warmwassererzeugung bis 2010 realisierbar (entspricht ungefähr 6,1 PJ bzw. 1,7 TWh zusätzlich). Bedingung für diesen massiven Ausbau ist das Erschließen von neuen Marktsegmenten, etwa die verstärkte Versorgung von Mehrfamilienhäusern mit solarer Wärme.

Das bis 2010 technisch realisierbare Potential von Solaranlagen zur kombinierten Nutzung, sowohl zur Heizung als auch zur Warmwasserbereitung, wird mit zusätzlich etwa 1,5 PJ/a (0,4 TWh/a) beziffert. Sinnvoll ist die Installation dieser Anlagen eigentlich nur bei Niedrigenergiehäusern. Allerdings ist deren Energiebedarf – wie der Name schon sagt - relativ gering.

Im Bereich der „sonstigen Kleinverbraucher“ und der Industrie sind bis 2010 zusätzlich rund 0,2 PJ/a (0,05 TWh) Wärme aus Solarthermie möglich.

Tabelle 5-10 gibt einen Überblick über die diskutierten Potentiale für Solarthermie in Österreich.

**Tabelle 5-10: Übersicht der Potentiale für Solarthermie in Österreich**

Quelle: Faninger 1999b; Neubarth, Kaltschmitt 2000; TERES II 1996; eigene Analysen

Beschreibung	Anz. der Whg. [ ]	ges. Potential [PJ/a]	ges. Potential [TWh/a]	Quellen
technisches Potential	-	72	20	Faninger 1999b
techn. Nachfragepotential 1998	-	65	18	Neubarth, Kaltschmitt 2000
techn. Potential	-	31	8,6	TERES II 1996
technisches Potential	-	72	20	Autoren dieser Studie
Einfamilienhaus WW	1.560.000	19,7	5,5	
Einfamilienhaus HZ	1.560.000	19,7	5,5	
Mehrfamilienhaus WW	1.700.000	12,9	3,6	
Mehrfamilienhaus HZ	1.700.000	12,2	3,4	
sonstige Kleinverbraucher & Industrie	300.000	7,6	2,1	
<b>Realisierbares Potential bis 2010</b>	-	<b>9,9</b>	<b>2,8</b>	<b>Autoren dieser Studie</b>
Haushalte WW	<i>zusätzlich 600.000</i>	9,2	2,5	
Haushalte Heizen & WW	<i>zusätzlich 60.000</i>			
sonstige Kleinverbraucher & Industrie, öffentlicher Bereich	<i>zusätzlich 10.000</i>	0,8	0,2	

### 5.6. Wärmepumpen

Das theoretische Potential von Wärmepumpen ergibt sich aus dem gesamten Heizungs- und Warmwasserbedarf der Haushalte. [Faninger 1999b] schätzt, dass in einem optimistischen Szenario etwa 129 PJ/a (35,8 TWh/a) Wärme erzeugt werden können. Die Autoren dieser Studie halten die Angabe eines technischen Potentials für Wärmepumpen für nicht zweckmäßig, da dieses praktisch dem gesamten Endenergieverbrauch der Haushalte für Heizen und Warmwasser entspricht (1998 226 PJ).

Ein bis 2010 realisierbares Potential liegt nach Meinung der Autoren dieses Berichts bei zusätzlich 4,3 PJ (1,2 TWh) genützter Umweltwärme (1998: 3,7 PJ bzw. 1,0 TWh). Das entspricht in etwa 165.000 neuen Wärmepumpen. Eine Übersicht über das Potential von Wärmepumpen in Österreich gibt Tabelle 5-11.

**Tabelle 5-11: Übersicht der Potentiale für Wärmepumpen in Österreich**

Quelle: Faninger 1999b, eigene Analysen

Beschreibung	gesamtes Potential [PJ/a]	gesamtes Potential [TWh/a]	Quellen
theoretisches Potential	226	62,8	
technisches Potential	129	35,8	Faninger 1999b
technisches Potential	nicht sinnvoll	-	Autoren dieser Studie
<b>Realisierbares Potential bis 2010</b>	<b>8</b>	<b>2,2</b>	<b>Autoren dieser Studie</b>

### 5.7. Biogas

Das maximale technische Potential (Primärenergie) für Biogas liegt bei Auswertung verschiedener Quellen zwischen ca. 16 PJ/a (4,4 TWh) [Amon 1997] und etwa 26 PJ/a [Jungmeier, Padinger 1996].

Im letzten Fall kommen etwa 6,4 TWh/a aus der Landwirtschaft und 0,95 TWh/a aus Gewerbe & Industrie und aus organischem Hausmüll.

Die oben erwähnte erste Quelle stellt aus Sicht der Autoren dieser Studie eine plausible und eher vorsichtige Abschätzung dar und sei deswegen weiter erläutert:

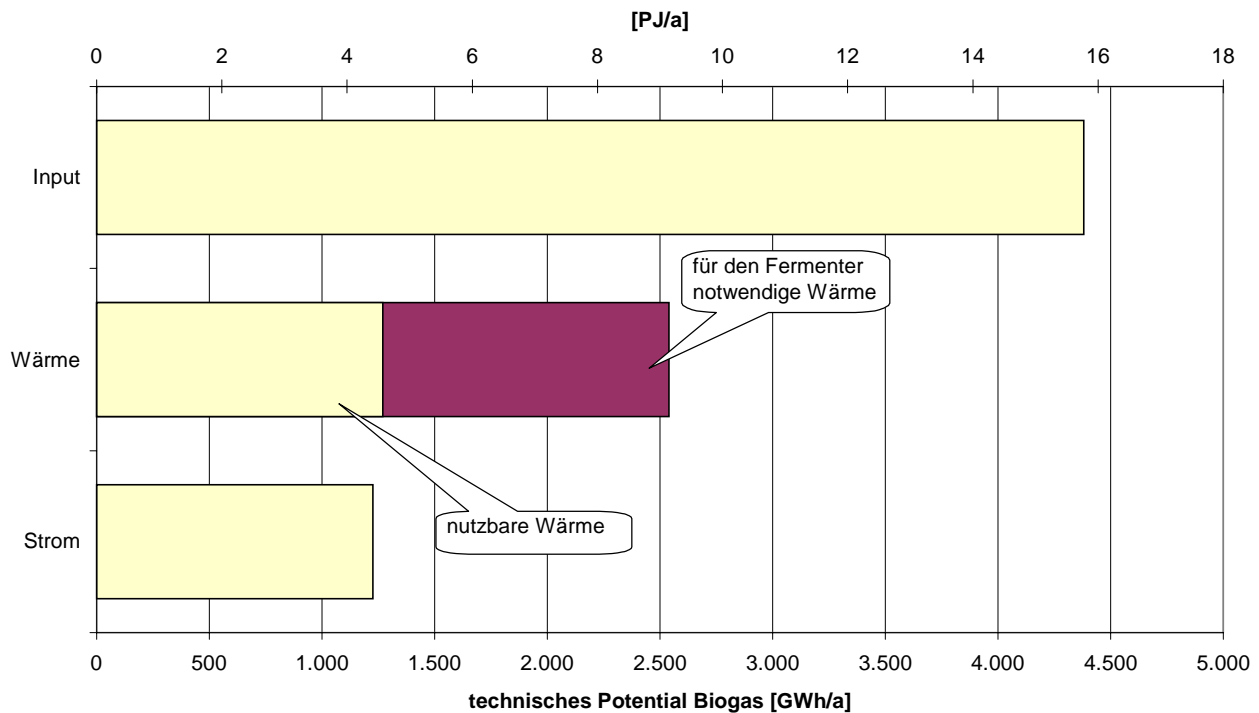
Aufgeschlüsselt nach Bundesländern wird in [Amon 1997] das gesamte Primärenergiepotential für landwirtschaftliche Biogasanlagen auf etwa 14,5 PJ/a (4 TWh/a) geschätzt. Dazu kommen 1,5 PJ (0,4 TWh/a) aus kommunalen biogenen Abfällen, Küchen- und Kantinenabfällen bzw. Abfällen aus Schlacht- und Fleischverarbeitungsbetrieben. Ausgehend von einem Verstromungswirkungsgrad von 28% bzw. dem thermischen Wirkungsgrad von 58%<sup>92</sup> wird die mögliche Strom- und Wärmemenge mit 1,1 TWh (Landwirtschaft) bzw. 0,096 TWh (Rest) Strom und 4,3 bzw. 0,4 PJ (1,2 bzw. 0,1 TWh) Wärme beziffert (vgl. Abbildung 5-5).

Die große Menge an organischen Reststoffen im Pflanzenbau findet in [Amon 1997] für die Biogaserzeugung keine Berücksichtigung: Zur Biomethanisierung sind prinzipiell nur die feuchten Reststoffe sinnvoll geeignet (Stroh wird großteils schon als Einstreumaterial in Festmistsystemen eingesetzt bzw. im Ausputz von Getreide befinden sich viele Unkrautsamen, die dann mit der Biogassgülle wieder auf die Felder aufgebracht würden.<sup>93</sup>). Zieht man zur Berechnung des Potentials von feuchten Reststoffen die Ernterückstände aus der Kartoffel-, Zuckerrüben- und Futterrübenproduktion und dem Feldgemüseanbau heran, dann ergibt sich eine Menge von 387.778 t TS/a. Diese fällt

<sup>92</sup> Von der mit diesem Wirkungsgrad gewonnenen Wärme wird etwa 50% für den Betrieb des Fermenters benötigt.

<sup>93</sup> Bei der Kompostierung können Unkrautsamen aufgrund der länger andauernden höheren Temperaturen vielfach abgetötet werden [Amon 1997].

allerdings nur saisonal an und bedingt erhebliche Lagerkapazitäten (großer logistischer Aufwand). Außerdem erfordert das Einsammeln und Lagern einen hohen Energieeinsatz.



**Abbildung 5-5: Technisches Potential Biogas (Strom- und Wärmeangebot)**

Quelle: Amon 1997

[Neubarth, Kaltschmitt 2000] erheben ein technisches Angebotspotential von 1,25 TWh/a Strom (4,4 PJ/a) und 4,8 PJ/a Wärme. Während die Autoren davon ausgehen, dass die gesamte technisch bereitstellbare elektrische Energie in das österreichische Energiesystem integriert werden kann, schätzen sie das technische Nachfragepotential der Wärme auf 1,15 PJ/a. Es wird dabei dem Umstand Rechnung getragen, dass vor allem im landwirtschaftlichen Bereich nur ein gewisser Teil der verfügbaren Wärme genutzt werden kann.

Im Anhang findet sich eine Gegenüberstellung der Primärenergiepotentiale der einzelnen Bundesländer. Ausgehend von [Amon 1997], [Faninger 1993], dem Energieleitbild von Salzburg (1997-2011) und dem Energiekonzept von Vorarlberg (1988) ergibt sich die dargestellte Bandbreite der Potentiale: Die drei Bundesländer Niederösterreich (bis 7,3 PJ/a), Oberösterreich (bis zu 6,5 PJ/a) und Steiermark (maximal 4,6 PJ/a) führen deutlich in diesem Vergleich.

Auf die in letzter Zeit geführte Diskussion hinsichtlich Verwertung von Tiermehl in Biogasanlagen soll in dieser Studie nicht näher eingegangen werden, da nach Ansicht von manchen Experten die Frage nach der Zerstörung der Erreger von BSE beim biologischen Abbau nicht ausreichend geklärt ist.

Tabelle 5-12 gibt einen Überblick über die je nach Quelle unterschiedlichen technischen Potentiale für Biogas in Österreich. Die Autoren dieser Studie halten [Amon 1997] für eine realistische Abschätzung des technischen Potentials von Biogas.

**Tabelle 5-12: Übersicht der Potentiale für Biogas in Österreich**

Quelle: Amon 1997; Jungmeier, Padinger 1996; Neubarth, Kaltschmitt 2000; eigene Analysen

Beschreibung	Primärenergiepotential [PJ/a]	techn. Potential Wärme [PJ/a]	techn. Potential Strom [TWh/a]	Quellen
technisches Potential	26	-	-	Jungmeier, Padinger 1996
techn. Angebotspotential	-	4,8	1,3	Neubarth, Kaltschmitt 2000
techn. Nachfragepotential 1998	-	1,2	1,3	
technisches Potential	15,8	4,6	1,2	Amon 1997 Autoren dieser Studie
Tierhaltung	14,5	4,2	1,1	
kommunale biogene Abfälle	0,7	0,2	0,1	
Küchen- und Kantinenabfälle	0,1	0,02	0,01	
Schlachtnebenprodukte	0,5	0,2	0,04	
<b>Realisierbares Potential bis 2010</b>	<b>-</b>	<b>1,4</b>	<b>0,6</b>	<b>Autoren dieser Studie</b>

### 5.8. Deponiegas

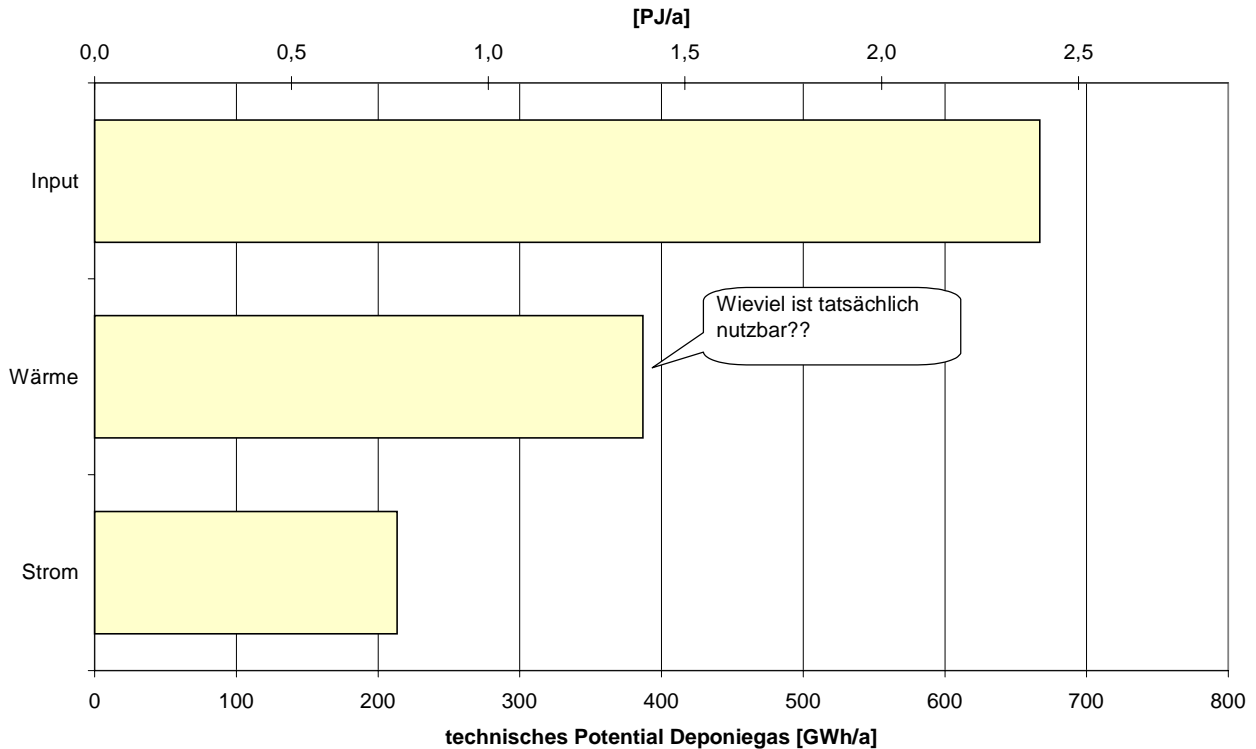
Auch die Potentialangaben für Deponiegas weisen in der Literatur eine große Bandbreite auf: Während man in [TERES II 1996] 3,9 PJ/a (1,09 TWh/a) Primärenergie schätzt, beziffern [Jungmeier, Padinger 1996] das technische Potential mit 1,55 PJ/a (0,43 TWh/a).

In [Mairitsch, Wukovits 1997] finden sich Werte im Bereich von 1,5 bis 2,4 PJ/a (0,4 bis 0,67 TWh/a) (vgl. Abbildung 5-6). Die Autoren geben an, dass in 17 der (damals) 67 Deponien Systeme zur Gaserfassung bestehen. Zu dem damaligen Zeitpunkt waren 10 Deponiegasanlagen in Planung, es ist allerdings nicht bekannt, wie viele davon schon realisiert wurden.

Die Angabe von Potentialen zur Deponiegasnutzung ist jedoch mit dem Hintergrund der Deponieverordnung [BGBl.Nr. 164/1996], die am 1.1. 1997 in Kraft getreten ist, differenzierter zu betrachten: Darin erfolgt eine Unterscheidung in vier verschiedene Deponietypen (Bodenaushub-, Bau-restmassen-, Reststoff- und Massenabfalldeponien), die auf Art und Verhalten der abzulagernden Abfälle abgestimmt ist. Weiters wird für Massenabfalldeponien, sofern eine Gasbildung zu erwarten ist, verordnet, sie „mit Einrichtungen auszustatten, die eine ausreichende Erfassung und Ableitung entstehender Deponiegase ermöglichen. Massenabfalldeponien mit der Möglichkeit zur Ablagerung von Abfällen aus mechanisch-biologischer Vorbehandlung [...] sind jedenfalls mit einer aktiven Entgasung auszustatten. Das Deponiegas ist einer Verwertung oder einer Behandlung zuzuführen.“ Diese Regelung trat am 1. Jänner 1997 für Neuanlagen in Kraft, während bestehende Anlagen ab spätestens 1. Jänner 2004 die Anforderungen betreffend Zuordnung von Abfällen zu Reststoff- oder Massenabfalldeponien einhalten müssen [BGBl.Nr. 325/1990]. Außerdem wird die Ablagerung von Abfällen, deren Anteil an organischem Kohlenstoff (TOC) mehr als fünf Massenprozent beträgt, in der Deponieverordnung verboten.

Im Hinblick auf diesen gesetzlichen Rahmen - vor allem die Begrenzung des TOC - werden die anfallenden Deponiegasmengen in Zukunft wahrscheinlich abnehmen. Gleichzeitig wird der Grad der Gaserfassung allerdings in Zukunft von derzeit etwa 40% auf geschätzte 90% zulegen<sup>94</sup>. Da eine Gaserfassung für oben spezifizierte Massenabfalldeponien vorgeschrieben ist, kann man auch erwarten, dass sich das vorhandene Potential leichter nutzen lässt. Die Ausschöpfung ist hinsichtlich einer Nutzung der in den KWK-Anlagen anfallenden Wärme voranzutreiben.

<sup>94</sup> siehe auch [Mairitsch, Wukovits 1997];



**Abbildung 5-6: Technisches Potential Deponiegas (Strom- und Wärmeangebot)**

Quelle: Mairitsch, Wukovits 1997; eigene Analysen<sup>95</sup>

Tabelle 5-13 gibt einen Überblick über technischen Potentiale für Deponiegas in Österreich. Die Autoren dieser Studie halten ein technisches Primärenergiepotential von 2,4 PJ/a (0,7 TWh/a) für realistisch. Daraus ergeben sich 1,4 PJ/a (0,4 TWh/a) an erzeugter Wärme und rund 0,2 TWh/a (0,8 PJ/a) an elektrischem Strom. Wie in Abbildung 5-6 angedeutet stellt sich die Frage, ob die anfallende Wärme sinnvoll genutzt werden wird.

**Tabelle 5-13: Übersicht der Potentiale für Deponiegas in Österreich**

Quelle: Jungmeier, Padinger 1996; Mairitsch, Wukovits 1997; TERES II 1996; eigene Analysen

Beschreibung	Primärenergiepotential [PJ/a]	techn. Potential Wärme [PJ/a]	techn. Potential Strom [TWh/a]	Quellen
technisches Potential	3,9	-	-	TERES II 1996
technisches Potential	1,5-2,4	-	-	Mairitsch, Wukovits 1997
technisches Potential	1,6	-	-	Jungmeier, Padinger 1996
techn. Potential	2,4	1,4	0,2	Autoren dieser Studie
<b>Realisierbares Potential bis 2010</b>	-	<b>0,3</b>	<b>0,2</b>	<b>Autoren dieser Studie</b>

<sup>95</sup> Verstromungswirkungsgrad 32%, thermischer Wirkungsgrad 58%; im Fall von Deponiegasanlagen wird unterstellt, dass der elektrische Wirkungsgrad etwas höher liegt als bei Klär- und Biogasanlagen, da die Einnahmen für das BHKW leichter aus der Einspeisung von Strom zu lukrieren sind (erschwerter Anbindung an ein Nah-, Fernwärmenetz aufgrund der häufig größeren Distanz zum Abnehmer).

### 5.9. Klärgas

Angaben über das technische Potential von Klärgas liegen je nach Quelle in einem Bereich von 2,2 [Amon 1997] bis 3,1 PJ/a [Jungmeier, Padinger 1996] (0,6 bzw. 0,86 TWh/a) Primärenergie.

Im Anhang bietet eine Übersicht der technischen Primärenergiepotentiale der Bundesländer. Die Bandbreite der Werte ergibt sich aus der Studie [Amon 1997] bzw. dem Oberösterreichischen Energiekonzept (1993): das höchste Potential hat das Bundesland Oberösterreich mit 832 TJ/a (231 GWh/a), gefolgt von Wien mit maximal 713 TJ/a (198 GWh/a) und Niederösterreich mit 578 TJ/a (161 GWh/a) bzw. der Steiermark. Die übrigen Bundesländer liegen unter 200 TJ/a (56 GWh/a).

Tabelle 5-14 faßt die technischen Potentiale für Klärgas in Österreich zusammen. Die Autoren dieser Studie halten ein technisches Primärenergiepotential von 3,1 PJ/a (0,9 TWh/a) für realistisch. Es können daher etwa 0,2 TWh/a (0,9 PJ/a) Strom und - nach Abzug der für den Fermenter benötigten Wärme<sup>96</sup> - ca. 0,9 PJ/a (0,3 TWh/a) Wärme produziert werden (vgl. Abbildung 5-7).

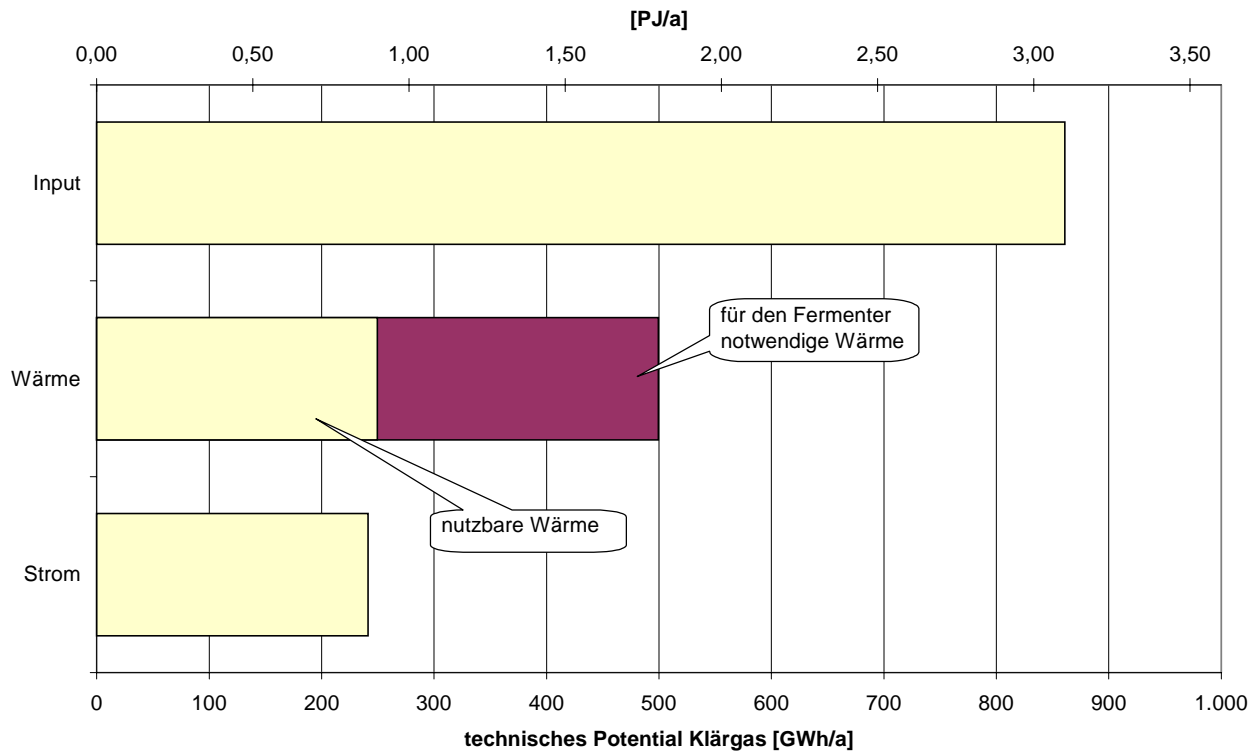
Ähnlich wie bei Deponiegas ist auch beim Klärgas die Nutzung der Abwärme (außer der, die bei Klärgasanlagen für den Fermenter benötigt wird) derzeit vielfach nicht optimal gelöst. Im Sinne einer Ausschöpfung des vorhandenen Potentials ist auch für eine Abnahme der Wärme zu sorgen.

**Tabelle 5-14: Übersicht der Potentiale für Klärgas in Österreich**

Quelle: Amon 1997; Jungmeier, Padinger 1996; eigene Analysen

Beschreibung	Primärenergiepotential [PJ/a]	techn. Potential Wärme [PJ/a]	techn. Potential Strom [TWh/a]	Quellen
technisches Potential	3,1	-	-	Jungmeier, Padinger 1996
technisches Potential	2,2	0,6	0,2	Amon 1997
techn. Potential	3,1	0,9	0,2	Autoren dieser Studie
<b>Realisierbares Potential bis 2010</b>	<b>-</b>	<b>0,2</b>	<b>0,1</b>	<b>Autoren dieser Studie</b>

<sup>96</sup> Von der gewonnenen Wärme wird etwa 50% für den Betrieb des Fermenters benötigt.



**Abbildung 5-7: Technisches Potential Klärgas (Strom- und Wärmeangebot)**

Quelle: Jungmeier, Padinger 1996; eigene Analysen<sup>97</sup>

### 5.10. Geothermie

[Neubarth, Kaltschmitt 2000] schätzen das *technische Angebotspotential* bei einer Reinjektions-temperatur von 15°C und einer technisch installierbaren thermischen Anlagenleistung von ca. 240 MW auf 7,7 PJ/a. Das *technische Nachfragepotential* für die Raumwärme- und Warmwasserbereitung beträgt 2,2 PJ/a. Bei Unterstellung einer zusätzlichen landwirtschaftlichen Nachnutzung der hydrothermalen Wässer mit einer Rücklaufabsenkung auf 15°C könnten zusätzlich etwa 1 PJ/a an hydrothermalen Energie genutzt werden.

In [Sedmidubsky 1998] wird von einem technischen Gesamtpotential für Österreich von 2.000 MW<sub>th</sub> und 7 MW<sub>el</sub> ausgegangen. Nimmt man für eine überschlagsmäßige sehr vorsichtige Berechnung eine Volllaststundenzahl von 2.000 h/a an, dann ergibt sich ein Verstromungspotential von etwa 0,01 TWh/a (0,05 PJ/a) und ein Wärmepotential von 14,4 PJ/a (4 TWh/a). Es wird von den Autoren der Bau von 20 bis 40 neuen Geothermieanlagen als realistisch angesehen. Geologisch interessante Regionen stellen die Steirische Thermenregion, das Ober- und Niederösterreichische Molassebecken und das Wiener Becken dar. Da allerdings einige dieser Regionen nur recht dünn besiedelt sind, ist in manchen Fällen ein wirtschaftlicher Betrieb nur bedingt möglich.

Zum Vergleich dazu wurde in [TERES II 1996] ein technisches Primärenergiepotential von etwa 25,2 PJ/a (7 TWh/a) erhoben.

Eine Übersicht über die diskutierten Potentiale von Geothermie in Österreich gibt Tabelle 5-15.

<sup>97</sup> Verstromungswirkungsgrad 28%, thermischer Wirkungsgrad 58%

**Tabelle 5-15: Übersicht der Potentiale für Geothermie**

Quelle: Neubarth, Kaltschmitt 2000; Sedmidubsky 1998; TERES II 1996; eigene Analysen

Beschreibung	Primärenergiepotential [PJ/a]	techn. Potential Wärme [PJ/a]	techn. Potential Strom [TWh/a]	Quellen
technisches Potential	25,2	-	-	TERES II 1996
technisches Potential	-	14,4	0,01	Sedmidubsky 1998
technisches Angebotspotential	7,7	-	-	Neubarth, Kaltschmitt 2000
technisches Nachfragepotential	2,2-3,2	-	-	
technisches Potential	7,7	-	-	Autoren dieser Studie
<b>Realisierbares Potential bis 2010</b>	-	<b>3,9</b>	<b>0,03</b>	<b>Autoren dieser Studie</b>

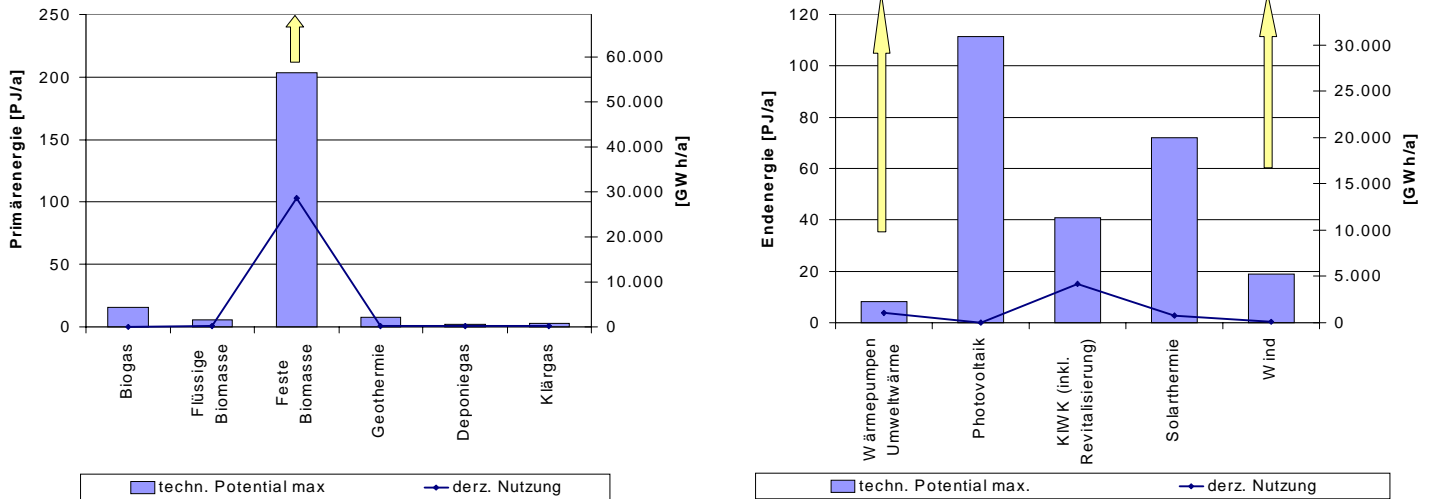
**5.11. Zusammenfassung der Potentiale**

In der folgenden Abbildung (Abbildung 5-8) ist das aus Sicht der Autoren maximale technische Potential der einzelnen Technologien zur Nutzung Erneuerbarer zusammengefaßt. Zwecks besserer Vergleichbarkeit wird bei gewissen Technologien (hier: Biogas, Deponiegas, Klärgas, flüssige bzw. feste Biomasse und Geothermie) Primärenergie anstatt der Endenergie betrachtet.

Am Beispiel der „Festen Biomasse“, die den größten Anteil an nutzbarer (Primär)Energie hat (203 PJ/a), sei erläutert, warum diese Aufteilung getroffen wurde: Biomasse kann neben der Nutzung in Nahwärmenetzen und Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen auch durch z.B. Verbrennung in Einzelanlagen ausgeschöpft werden. Jede Art der Nutzung besitzt eigene Jahresnutzungsgrade bzw. im Fall der KWK besteht der Output sowohl aus Strom als auch aus Wärme. Aus diesem Grund wird eine Aufteilung des Primärenergiepotentials auf Endenergien erst im Rahmen der Entwicklung der Szenarien vorgenommen (siehe Kapitel 9).

Das technische Potential von „Fester Biomasse“<sup>98</sup> und Wind kann bei starker Forcierung über den angegebenen Maximalwert hinausgehen. Bei Wärmepumpen entspricht der dargestellte Wert dem realisierbaren Potential bis 2010. Wie im Potentialkapitel für Wärmepumpen (Kapitel 5.6) erläutert, ist das Potential praktisch mit dem gesamten Endenergieverbrauch der Haushalte für Heizen und Warmwasser ident.

<sup>98</sup> bei logistisch optimaler Beschaffung dieses Energieträgers;



**Abbildung 5-8: Maximale technische Potentiale von erneuerbaren Energieträgern in Österreich – links: Primärenergie, rechts: Endenergie<sup>99</sup>**

Die folgenden Tabellen (Tabelle 5-16, Tabelle 5-17 und Tabelle 5-18) geben eine Übersicht über die derzeitige Situation und die maximalen technischen Potentiale einzelner Technologien, die - analog zu den grafischen Darstellungen - in Zukunft teilweise noch weiter nach oben revidiert werden könnten. Die in Tabelle 5-17 angeführte „Stromerzeugungs-Abwärme aus KWK“ beinhaltet neben der Abwärme aus Biogasanlagen, auch Deponie-, Klärgas- und Geothermieanlagen. Der Anteil an Wärme, der aus der Verstromung von fester Biomasse entsteht, findet sich in der selben Tabelle in den Bereichen Hackschnitzel & Rinde und Biomasse-Nahwärme wieder.

<sup>99</sup> Der angegebene derzeitige (1998) Verbrauch im Bereich „Feste Biomasse“ versteht sich ohne die Nutzung der Ab- laugen- und Abwasserschlämme in der Papier- und Zellstoffindustrie (103 PJ).

**Tabelle 5-16: Derzeitige Nutzung und maximal zusätzliche technische Potentiale von neuen erneuerbaren Energieträgern (NEET) zur Stromerzeugung in Österreich**

<b>STROM [TWh]:</b>	<b>Ist</b>	<b>Maximales technisches PE-Potential<sup>100</sup></b>	<b>Maximales technisches EE-Potential<sup>101</sup></b>
Wind	0,12	-	>5,2
PV	0,003	-	31
<b>Strom aus KWK [TWh]:</b>			
Biomasseverstromung <sup>102</sup>	0,05	-	5,6
Biogas	0,02	4,4 (=15,8 PJ)	1,2
Deponie-/Klär gas	0,14	1,5 (=5,5 PJ)	0,5
Geothermie	0,004	2,1 (=7,7 PJ)	0,05
<b>GESAMT ÖKO-STROM [TWh]:</b>	<b>0,3</b>	<b>-</b>	<b>&gt;43,5</b>
Kleinwasserkraft (inkl. Potential Revitalisierung)	4,15	-	11,3
<b>GESAMT STROM AUS NEET [TWh]:</b>	<b>4,5</b>	<b>-</b>	<b>&gt;54,8</b>

**Tabelle 5-17: Derzeitige Nutzung und maximal zusätzliche technische Potentiale von neuen erneuerbaren Energieträgern (NEET) zur Wärmeerzeugung in Österreich**

<b>Heizen und WW [PJ]:</b>	<b>Ist</b>	<b>Maximales technisches PE-Potential</b>	<b>Maximales technisches EE-Potential</b>
Biomasse-Einzelanlagen (Ein- und Zweifamilienhäusern)	69,4	203	-
Hackschnitzel & Rinde (Gewerbe und Mehrfamilienhäuser)	29,0		
Biomasse-Nahwärme	3,1		
Solar-therm. WW (Haushalt)	2,7	-	72
Solar-therm. Heizen (Haushalt)			
Solarthermie (sonstige Kleinverbr. und Gewerbe)			
Umweltwärme <sup>103</sup>	3,7 <sup>104</sup>	-	-
Geothermie (ohne Abwärme aus KWK)	0,4	7,7	-
Stromerzeugung-Abwärme aus KWK <sup>105</sup>	0,06	-	-
<b>GESAMT HEIZEN &amp; WARMWASSER [PJ]:</b>	<b>108,3</b>	<b>-</b>	<b>-</b>

<sup>100</sup> Primärenergiepotential

<sup>101</sup> Endenergiepotential

<sup>102</sup> Beschränkung durch das zusätzliche Primärpotential fester Biomasse in der Höhe von ca. 100 PJ. Die nutzbare Abwärme der Biomasse KWK tritt in Tabelle 5-17 in den Bereichen „Biomasse Nahwärme“ und „Hackschnitzel & Rinde (Gewerbe und Mehrfamilienhäuser)“ wieder auf.

<sup>103</sup> Angabe eines maximalen Potentials ist nicht zweckmäßig, da dieses praktisch mit dem gesamten HH-Energieverbrauch für Heizen & WW (1998: 226 PJ) ident ist.

<sup>104</sup> Wert 1998;

<sup>105</sup> Abwärme aus folgenden KWK-Anlagen: Bio-, Deponie-, Klär gas und Geothermieanlagen;

**Tabelle 5-18: Derzeitige Nutzung und maximal zusätzliche technische Potentiale von neuen erneuerbaren Energieträgern (NEET) für Treibstoffe in Österreich**

<b>Treibstoffe [PJ]:</b>	<b>Ist</b>	<b>Maximales technisches PE-Potential</b>	<b>Maximales technisches EE-Potential</b>
Biodiesel - Produktion	1 <sup>106</sup>	5,5	-
Ethanol	0		
<b>GESAMT TREIBSTOFFE [PJ]:</b>	<b>1</b>	<b>5,5</b>	<b>-</b>

<sup>106</sup> Im Jahr 1998 wurden etwa 42% exportiert, d.h. der österreichische Biodiesel-Verbrauch betrug rund 0,5 PJ.

## 6. Historische Kosten- und Effizienzentwicklung der Technologien und Prognose bis 2010

In den folgenden Unterkapiteln wird – so weit sinnvoll bzw. möglich - eine historische Entwicklung der Investitions-, Erzeugungskosten und der Effizienzen der Anlagen in Österreich für die verschiedenen Technologien dokumentiert. Die Werte sind – wenn nicht anders angeführt – Bruttokosten (inkl. MwSt), die mit Hilfe des "Investitionsgüterindex Österreich (WIFO)" in **reale Kosten**<sup>107</sup> umgerechnet wurden.

Bei Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen hängen die Erzeugungskosten eines Energieproduktes (Wärme oder Strom) praktisch sehr stark von den Erlösen, die mit dem anderen Produkt zu erzielen sind, ab. Deshalb wurden die Gestehungskosten von Bio-, Deponie- und Klärgasanlagen schlußendlich zu 2/3 auf den Strom und zu 1/3 auf die Wärme aufgeteilt.<sup>108</sup>

### Methode der Wirtschaftlichkeitsberechnung

Um die in den jeweiligen Unterkapiteln angeführten Strom- und Wärmegestehungskosten zu ermitteln, wird folgendermaßen vorgegangen: Prinzipiell wird ausgehend von minimalen und maximalen Investitionskosten  $IK^{109}$  der Anlagen ein „optimistischer“ und ein „pessimistischer“ Fall angenommen - im ersten Fall ein Zinssatz  $z$  von 5% und eine Lebensdauer  $LD^{110}$  von 20 Jahren, im zweiten Fall 7% und 15 Jahre. Aus Zinssatz und Lebensdauer ergeben sich die zwei Annuitätenfaktoren  $\alpha_{\min}$  und  $\alpha_{\max}$ . Analog werden typische minimale und maximale Volllaststundenzahlen bzw. Betriebskosten und Brennstoffkosten gewählt. Aus diesen Parametern berechnen sich nach folgender Gleichung die Gestehungskosten pro Energieeinheit  $C$ .

$$C = \frac{IK \cdot \alpha + BK + \frac{BrK}{\eta} \cdot VL}{VL} \quad \text{bei} \quad \alpha = \frac{z \cdot (1+z)^{LD}}{(1+z)^{LD} - 1}$$

hier sind:

- IK: spezifische Investitionskosten pro installierte Leistung, z.B. [ATS/kW<sub>el</sub>]
- z: Zinssatz [%]
- LD: Lebensdauer [a]
- $\alpha$ : Annuitätenfaktor, berechnet aus Zinssatz  $z$  und Lebensdauer  $LD$  [-]
- BK: spezifische Betriebskosten pro Kapazität und Jahr, z.B. [ATS/(a.kW<sub>el</sub>)]
- BrK: spezifische Brennstoffkosten pro Einheit Input [ATS/kWh<sub>input</sub>]
- $\eta$ : Wirkungsgrad der Umwandlung von Energieinput zu Output
- VL: Volllaststunden pro Jahr [h/a]
- C: Gestehungskosten pro Energieeinheit [ATS/kWh<sub>output</sub>]

Am Ende dieses Kapitels werden die wichtigsten Ergebnisse zusammengefaßt und Prognosen über wahrscheinliche Kostensenkungen bis 2010 angegeben.

<sup>107</sup> Investitionsgüterindex (WIFO): Großhandelspreisindex (GHPI) für Investitionsgüter, ohne Mehrwertsteuer, Basisjahr 1976 = 100;

<sup>108</sup> Prinzipiell hängt die Wertigkeit von Wärme oder Strom davon ab, ob die Anlage strom- oder wärmegeführt betrieben wird. Die Frage ist, welche der beiden Energieformen stellt das Abfallprodukt dar. Praktisch ist die Bandbreite der Kostenaufteilung für Wärme sehr stark begrenzt und liegt zwischen 25 und 40%. Diese Abweichungen vom angenommenen Mittelwert von 33% führen zu keinen – im Rahmen dieser Studie - relevanten Veränderungen bei der Bewertung dieser Technologien.

<sup>109</sup> Es fließen weder derzeitige Investitionszuschüsse noch Einspeisetarife oder sonstige finanzielle Unterstützungen in diese Berechnungen ein.

<sup>110</sup> Die angegebene Lebensdauer  $LD$  muß nicht mit der tatsächlichen Lebensdauer einer Anlage übereinstimmen. Sie bezeichnet vielmehr den Planungshorizont für die getätigte Investition.

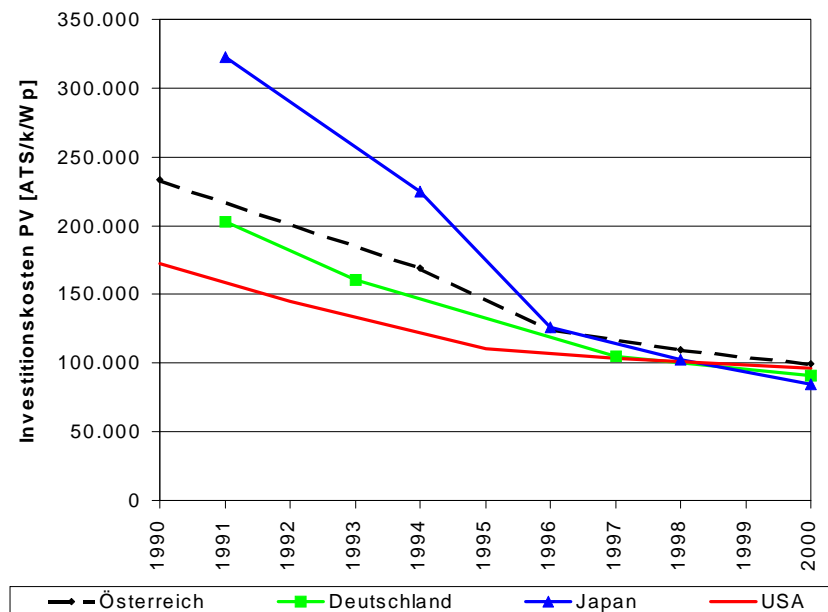
## 6.1. Reine Stromproduktion

### 6.1.1. Photovoltaik

In den letzten 10 Jahren haben die spezifischen Investitionskosten von PV-Anlagen stark abgenommen (vgl. Abbildung 6-1). Bedenkt man, dass aktuell die Kosten in Deutschland wieder leicht gestiegen sind, so kann man auch in nächster Zukunft nicht erwarten, dass die Stromproduktion aus Photovoltaik ohne massive Förderungen konkurrenzfähig sein wird.

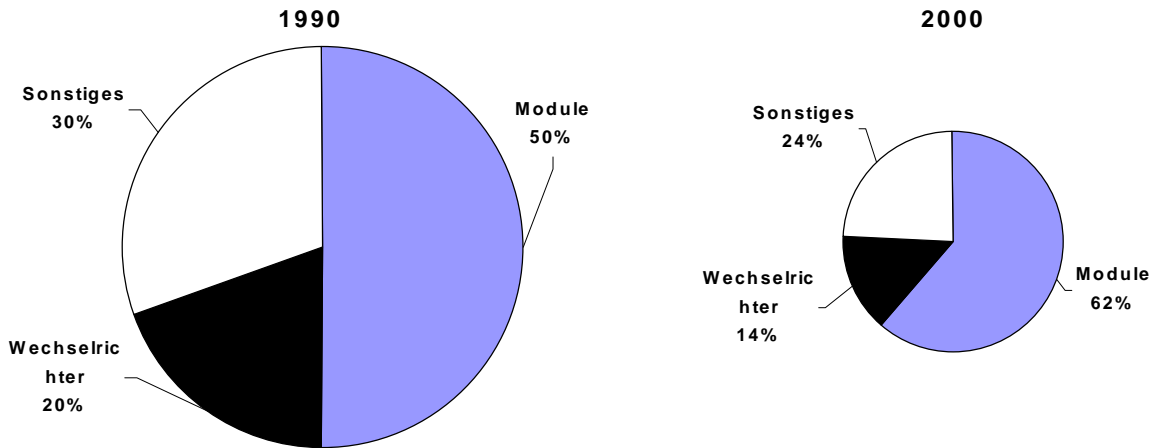
Momentan liegen die Investitionskosten für das Gesamtsystem in Österreich zwischen 100.800 und rund 108.000 ATS/kW<sub>p</sub> (inkl. MwSt). Bis 2005 wird mit einer Kostensenkung von etwa 20.000 ATS/kW<sub>p</sub> gerechnet, da die jüngst begonnene Massenproduktion (z.B. bei Shell) aufgrund der - durch das deutsche PV-Programm - stark gestiegenen Nachfrage weitere Kosteneinsparungen in der Produktion mit sich bringen wird.

Der Anteil der Module an den Gesamtkosten liegt im Jahr 2000 bei rund 62%, während sie 1990 nur 50% der Kosten ausmachten. Der Anteil des Wechselrichters hingegen liegt momentan (2000) bei ca. 14% und machte 1990 20% aus (vgl. Abbildung 6-2). Über die Zeit sind die Modulkosten am geringsten gefallen, bei allen anderen Kostenkomponenten waren stärkere Preisreduktionen zu beobachten. Der derzeitige jährliche Ertrag einer neuen PV-Anlage liegt im österreichischen Durchschnitt bei ca. 850 kWh/kW<sub>p</sub>.



**Abbildung 6-1: Zeitliche Entwicklung der spezifischen Investitionskosten (nominal, inkl. MwSt) von Photovoltaikanlagen**

Quelle: Haas et al. 1997b; Wilk 2001; Wilk 1999;



**Abbildung 6-2: Aufteilung der Investitionskosten von PV-Anlagen 1990 und 2000**

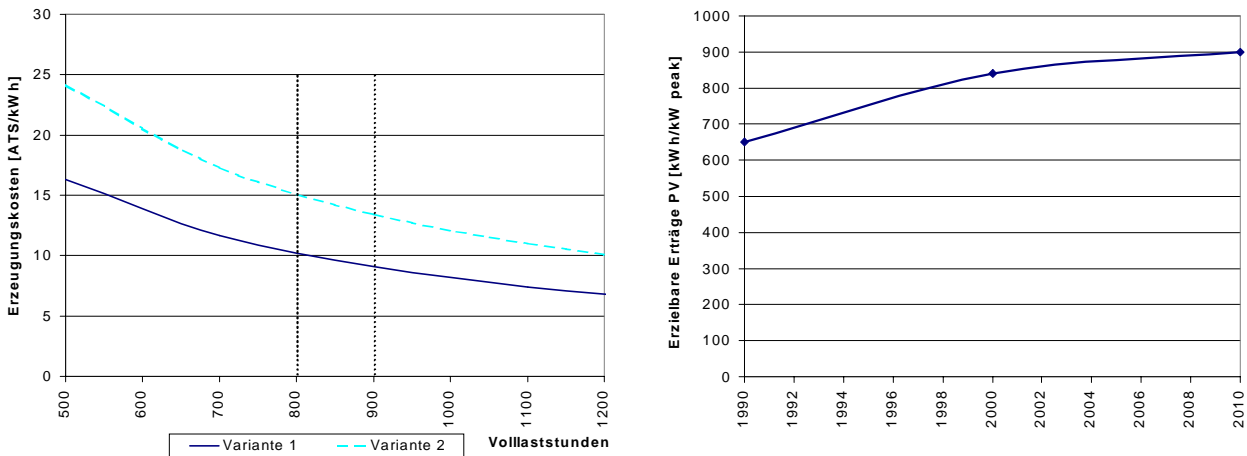
Quelle: Haas et al. 1997b

Abbildung 6-3 zeigt links die Stromerzeugungskosten von netzgekoppelten Photovoltaik-Anlagen in Abhängigkeit vom jährlich realisiertem Ertrag. Dabei wurde von Investitionskosten je  $\text{kW}_{\text{peak}}$  installierter Leistung in der Höhe von 100.800 (Variante 1) bzw. 108.000 ATS (Variante 2) – typisch für Anlagen mit einer Leistung von 3 kW – ausgegangen. Kosten für die Versicherung gegen Blitzschlag wurden mit 1% bzw. 2% der Investitionskosten angesetzt<sup>111</sup>. Je nach verwendetem Zinssatz (5% oder 7%) und angenommener Einsatzdauer (20 Jahre vs. 15 Jahre) ergeben sich Unterschiede in den **Stromgestehungskosten (inkl. MwSt)** von etwa 60%. Sie liegen (Volllaststunden zwischen 800 und 900 h/a) zwischen rund **9 und 15 ATS/kWh<sub>el</sub>**. Durch die hohen Kosten im Vergleich zu anderen Erneuerbaren stellt die netzgekoppelte Photovoltaik - aus rein ökonomischer Sicht - keine geeignete Einsatzoption zur Erreichung der in der Einleitung erwähnten Ziele dar. Diese Aussage gilt nicht für den Fall von Inselanlagen ohne Anschluß an das öffentliche Stromnetz.

Die technische Zuverlässigkeit läßt sich durch das Verhältnis aus der in einem Jahr gewonnenen elektrischen Energie [kWh] pro  $\text{kW}_{\text{peak}}$  installierter Leistung und pro kWh eingestrahelter Solarenergie je  $\text{m}^2$  Modulfläche beschreiben. Dieser Wert wird als *Performance Ratio* (PR) bezeichnet und stellt eine, von der jeweiligen Jahreseinstrahlung unabhängige, Kenngröße dar. Die linke Seite der Abbildung 6-4 zeigt die bei durchgeführten Breitentests in Deutschland und Österreich (1992-1994) erzielten Werte. Sie liegen im Wesentlichen zwischen 55 und 80%.

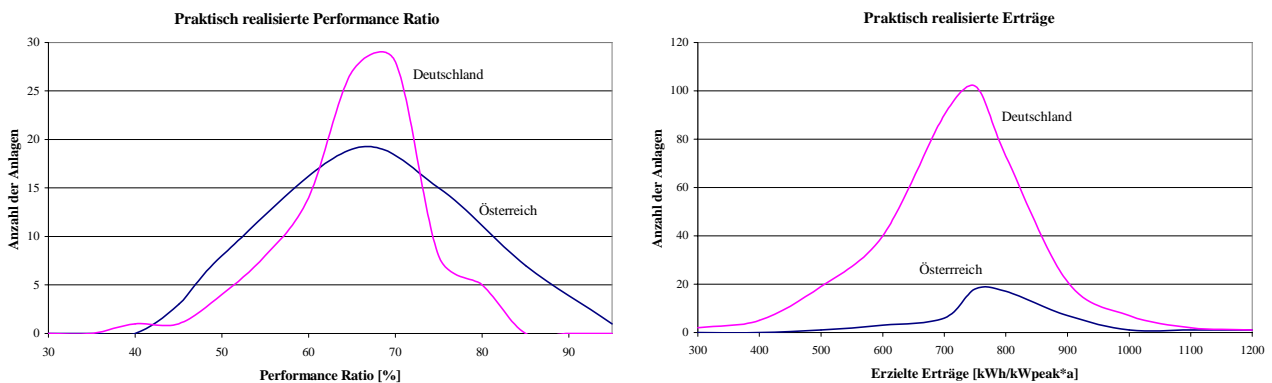
Der realisierte Ertrag stellt, neben dem Wirkungsgrad und der technischen Zuverlässigkeit, eine der wichtigsten Kenngrößen für Photovoltaikanlagen dar. Er gibt an, wie viele kWh pro installierter  $\text{kW}_{\text{peak}}$  pro Jahr produziert werden. Im Gegensatz zum „PR“ hängt der realisierte Ertrag auch von der eingestrahelten Sonnenenergie, d.h. vom Aufstellungsort, dem Wirkungsgrad sowie der Einsatzbereitschaft der Anlage ab. Aus der Untersuchung der vorher erwähnten Breitentests ergaben sich Werte zwischen 600 und 850 kWh/( $\text{kW}_{\text{peak}} \cdot \text{a}$ ) (siehe Abbildung 6-4 rechts). Bis 2010 wird mit bis zu 900 kWh/ $\text{kW}_{\text{peak}}/\text{a}$  gerechnet (vgl. Abbildung 6-3 rechts).

<sup>111</sup> nach persönlicher Auskunft Hr. G. Faninger 4/2001;



**Abbildung 6-3: links: Erzeugungskosten (inkl. MwSt) für PV-Strom in Österreich – in Abhängigkeit vom jährlichen Ertrag; rechts: Entwicklung des jährlichen Ertrags bis 2010**

Quelle: Haas et al. 1997b; Wilk 2001; Wilk 1999; eigene Analysen



**Abbildung 6-4: Praktisch realisierte Performance Ratio und Erträge in Österreich und Deutschland**

Quelle: Haas et al. 1997b

### 6.1.2. Wind

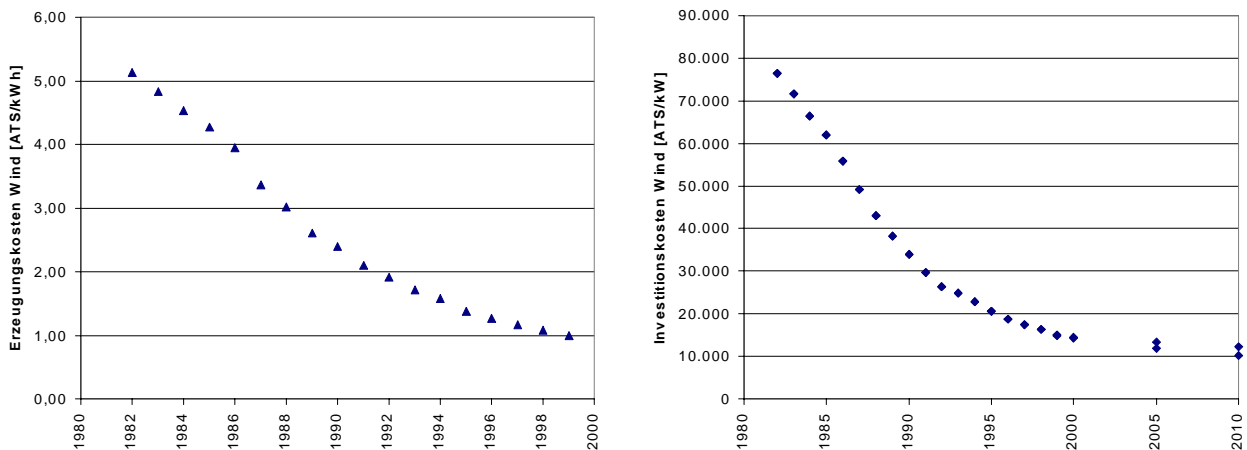
Abbildung 6-5 zeigt die zeitliche Entwicklung der Investitions- und Erzeugungskosten von Windkraftanlagen in Deutschland. In den letzten Jahren wurden gewaltige Kosteneinsparungen realisiert, so dass diese Technologie bereits nahezu wettbewerbsfähig ist. Derzeit (2001) liegen die Investitionskosten in Österreich (inkl. Investitionsnebenkosten wie Kosten für Fundamente, Netzanbindung, Geländeerschließung, Planung sowie sonstige entstehende Kosten bis zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme des Windenergieprojektes) bei rund 15.000 ATS (inkl. MwSt) (vgl. Abbildung 6-6 links). Die links in Abbildung 6-6 dargestellten Projekte (spezifische Investitionskosten über Gesamtleistung des jeweiligen Projekts) umfassen alle seitens der Kommunalkredit Austria geförderten Windanlagen bzw. -parks seit Einführung des Ausschreibungsverfahrens (seit 1999, Stand Februar 2001).

Der Anteil der Investitionsnebenkosten betrug im Jahr 1998 in Deutschland in Summe rund 31% der gesamten Investitionskosten. Der Großteil davon fiel für Netzanbindung und Fundamente an

(vgl. Abbildung 6-6 rechts). Diese Größenordnungen sind auch auf die österreichischen Verhältnisse übertragbar<sup>112</sup>.

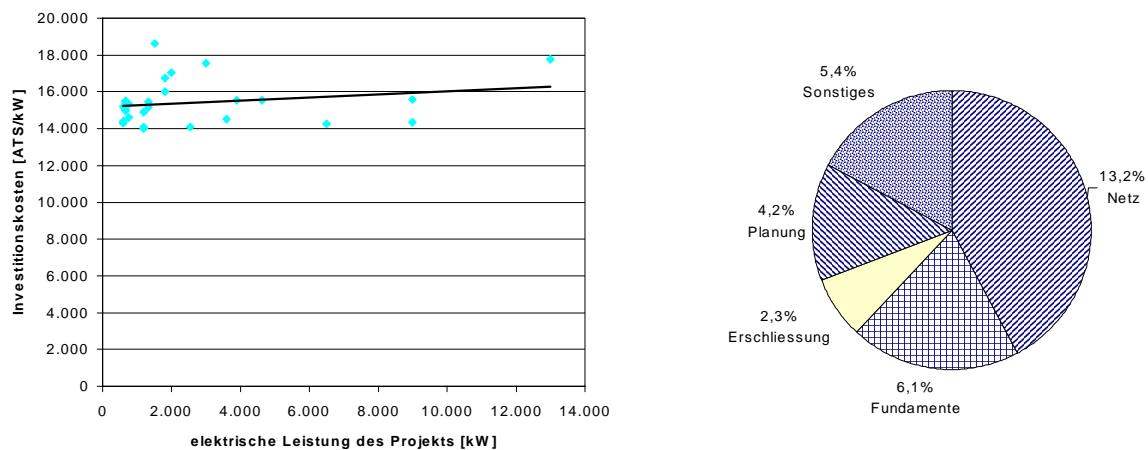
In Abbildung 6-7 findet man die Entstehungskosten in Abhängigkeit von der Volllaststundenzahl dargestellt. Während Variante 1 und 2 unterschiedliche Zinssätze bzw. Lebensdauer voraussetzen, stehen die Begriffe „günstiger“ und „teurer“ für unterschiedliche Investitionskosten (gewählte Bandbreite von 13.800 bis 15.720 ATS/kW<sub>el</sub>). Die Betriebskosten werden dementsprechend mit 5% bzw. 8% der Investitionskosten angesetzt.<sup>113</sup>

Die **Stromgestehungskosten (inkl. MwSt)** ergeben sich demnach - je nach Standort, gewählter Anlage und Finanzierungsbedingungen - zu etwa **1,1 bis 2 ATS/kWh<sub>el</sub>**. Bis zum Jahr 2010 wird bei der IGW mit einer Verringerung der Stromgestehungskosten um bis 15% gerechnet.<sup>114</sup>



**Abbildung 6-5: Zeitliche Entwicklung der Kosten von Wind in Deutschland (inkl. MwSt): links: Erzeugungskosten; rechts: Investitionskosten**

Quelle: links: Haas et al. 2000; eigene Analysen; rechts: Haas et al. 2000; Hoffmann, Hille et al. 1997



**Abbildung 6-6: links: Investitionskosten von Windanlagen über die Leistung des eingereichten Projektes (inkl. MwSt) 1999-2000; rechts: Aufteilung der Investitionsnebenkosten (Summe: 31,1% der Investitionskosten) von Windanlagen in Deutschland 1998**

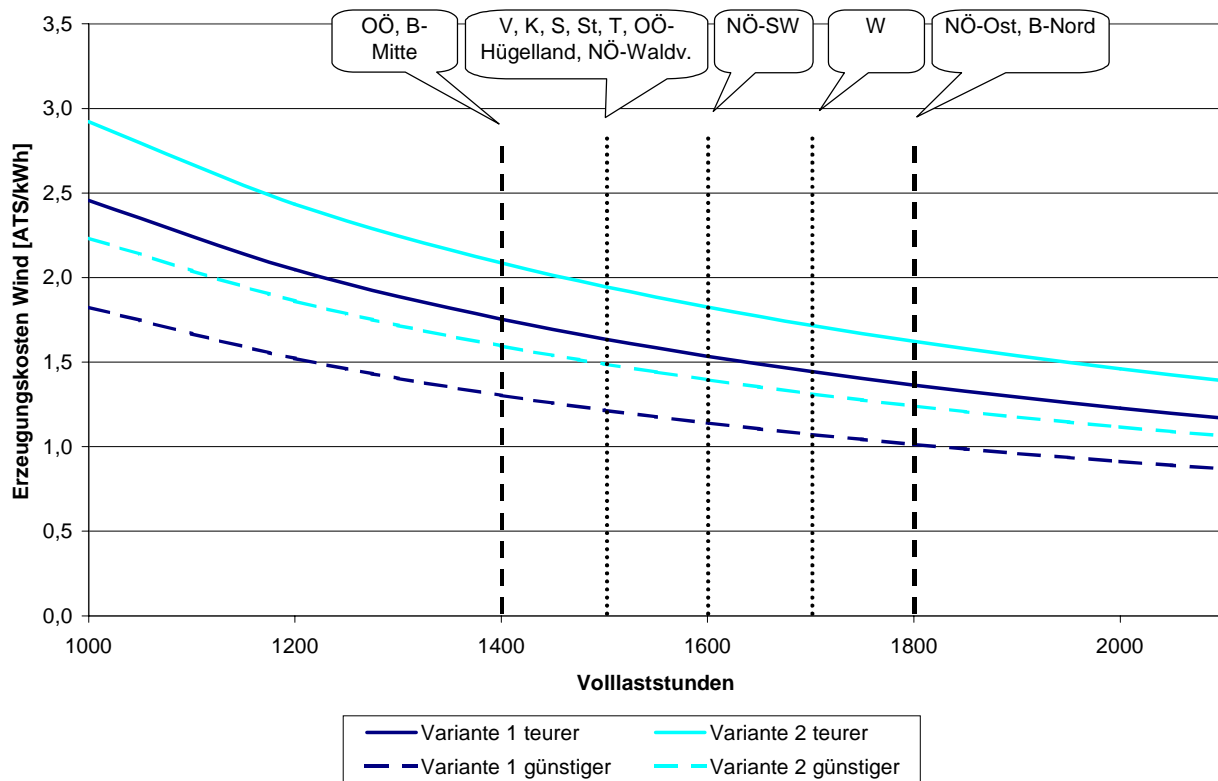
Quelle: links: Kommunalkredit Austria<sup>115</sup>; rechts: Schwenk, Rehfeldt 1999; eigene Analysen

<sup>112</sup> persönliche Auskunft S. Hantsch (IGW) 2/2001;

<sup>113</sup> in Anlehnung an [Hantsch 1999];

<sup>114</sup> persönliche Auskunft S. Hantsch (IGW), 30/11/2000;

<sup>115</sup> persönliche Auskunft Fr. S. Binder (Kommunalkredit Austria) 3/2001;



**Abbildung 6-7: Erzeugungskosten (inkl. MwSt) für Strom aus Windanlagen in Österreich – in Abhängigkeit vom jährlichen Ertrag, Variante 1: 5% 20a Lebensdauer; Variante 2: 7% 15a Lebensdauer**

Quelle: eigene Analysen

In Abbildung 6-8 ist die Kostenkurve für das in Österreich ausschöpfbare Wind – Potential<sup>116</sup> dargestellt. Die Stromgestehungskosten in den einzelnen Regionen Österreichs sind Tabelle 6-1 zu entnehmen.

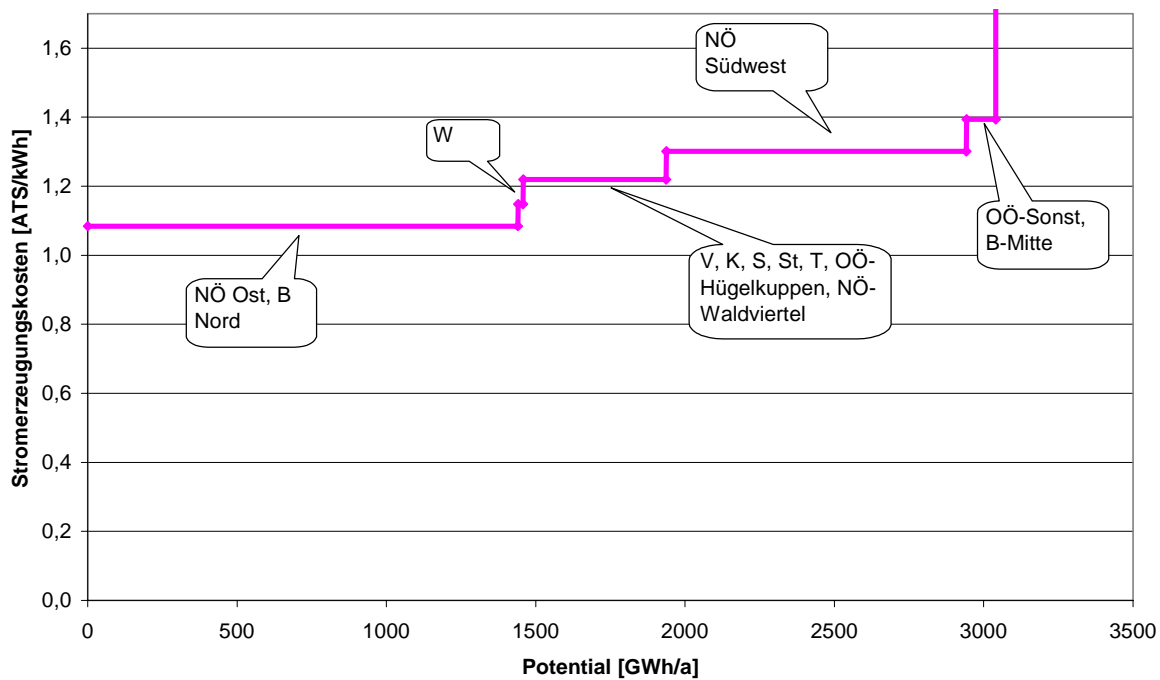
Während die Investitionskosten bis 2010 noch weiter sinken werden (siehe Abbildung 6-5), ergibt sich bei der Ausschöpfung des vorhandenen Windenergie-Potentials (vgl. Abbildung 6-8) unter der Annahme, dass bis 2010 keine weiteren Verbesserungen der Produktivität von Windkraftanlagen auftreten, theoretisch folgende Entwicklung der Gestehungskosten: Es ist zu erwarten, dass zuerst das Potential mit der höchsten potentiellen Energieausbeute ausschöpft wird, d.h. mit den niedrigsten Gestehungskosten. Mit fortschreitender Ausnutzung des Potentials wird nun der jährliche Ertrag pro Anlage geringer, aber es werden auch die Investitionskosten aufgrund von natürlichen Lerneffekten bei der Produktion sinken. Extrapoliert man Abbildung 6-8 nun unter der Annahme konstanter Produktivitäten in die Zukunft, dann werden die Stromerzeugungskosten bei zunehmender Ausschöpfung des Potentials niedriger sein, als dargestellt.

<sup>116</sup> entsprechend [Kury, Dobesch 1999];

**Tabelle 6-1: Durchschnittliche Kosten für Windnutzung in verschiedenen Regionen (Stand 2001, inkl. MwSt)<sup>117</sup>**

Quelle: Kury, Dobesch 1999; eigene Analysen

Region	Stromgestehungskosten [ATS/kWh]
NÖ-Ost, B-Nord	1,08
W	1,15
NÖ-Südwest	1,22
V, K, S, St, T, OÖ-Hügelland, NÖ-Waldviertel	1,30
OÖ-Sonstige, B-Mitte	1,39



**Abbildung 6-8: Kostenkurve für das österreichische Potential Windstrom (Kosten 2000, inkl. MwSt)<sup>118</sup>**

Quelle: Kury, Dobesch 1999; eigene Analysen

Ein entscheidendes Kriterium für die Leistungsfähigkeit der Windkraftanlage stellt die Windgeschwindigkeit dar. Da die abgegebene Leistung des Windes mit der dritten Potenz seiner Geschwindigkeit ansteigt, bewirkt eine geringfügig höhere Geschwindigkeit eine merkliche Verbesserung der Energieausbeute. Der begrenzende Faktor liegt im unregelmäßigen Anfall an Wind. Aus Effizienzgründen hat somit die Auswahl des Standortes sorgfältig zu erfolgen.

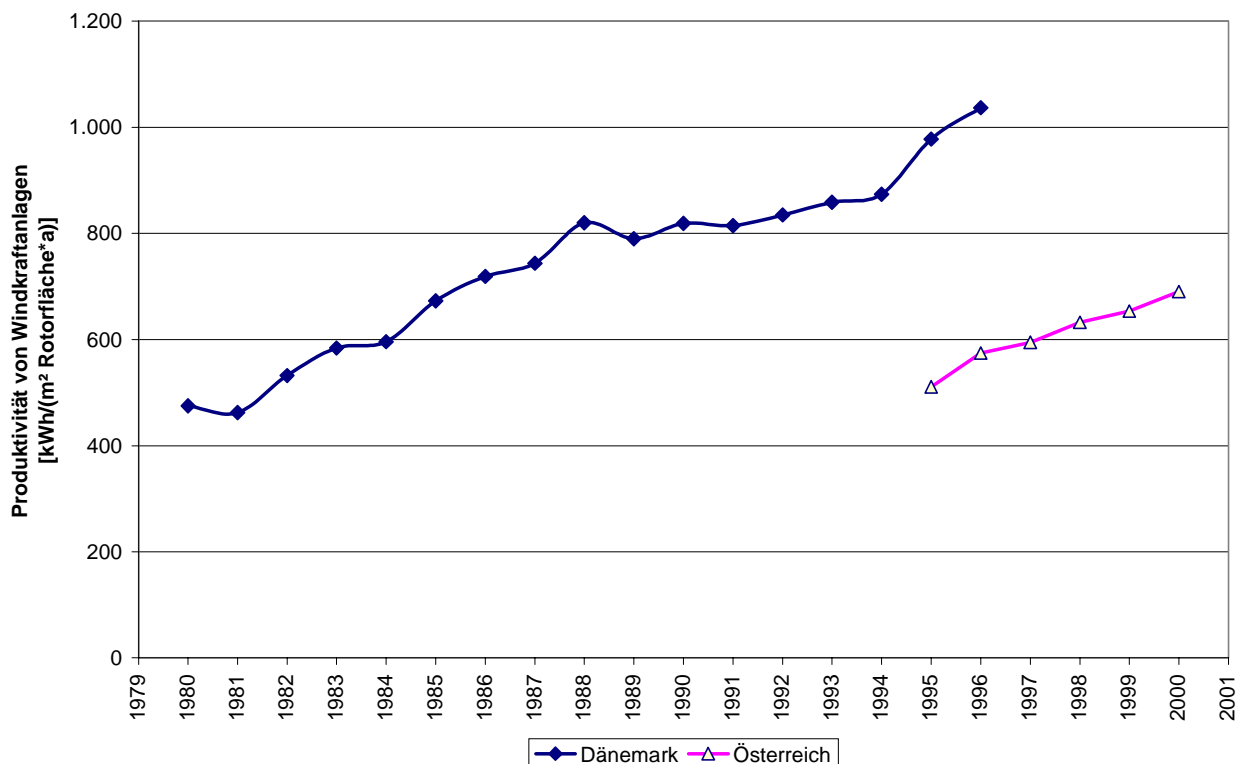
<sup>117</sup> gewählter Zinssatz 5%, Lebensdauer 20 Jahre, spezifische Investitionskosten (inkl. MwSt) 14.760 ATS/kW<sub>el</sub>, jährliche Betriebskosten: zusätzlich 5,2% der Investitionskosten;

<sup>118</sup> selbe Annahmen wie für Tabelle 6-1;

Die Windgeschwindigkeit selbst hängt neben den geographischen Gegebenheiten auch von der Höhe ab. So weht der Wind in 50 Metern Höhe ungefähr doppelt so stark wie in nur 10 Meter über dem Boden. Das ist ein Grund für die Tendenz zu größeren Windkraftanlagen.

Lag die durchschnittliche installierte Leistung in den frühen 90er Jahren bei 150-250 kW, sind heute Anlagen von bis zu 1 MW im Binnenland Standard. In Küstennähe liegt die momentane Anlagengröße bei 1,2 – 1,8 MW.

Seit 1981 hat sich die Produktivität von dänischen Anlagen (gemessen in kWh pro m<sup>2</sup> Rotorfläche pro Jahr) mehr als verdoppelt. (vgl. Abbildung 6-9). Wurden 1981 noch etwa 450 kWh/m<sup>2</sup>/a erzeugt, so erreichte man 1996 schon etwa 1.050 kWh/m<sup>2</sup>/a. In Österreich kann bei den neu installierten Anlagen eine Steigerung der Produktivität gegenüber 1995 um rund 35% festgestellt werden (von 511 auf 690 kWh/m<sup>2</sup>/a).



**Abbildung 6-9: Zeitliche Entwicklung der Produktivität von Windturbinen in Dänemark (links) und Österreich (rechts)**

Quelle: links: Energy & Environmental Data, Aalborg, Denmark; rechts: IGW 2001<sup>119</sup>, normiert: eigene Analysen

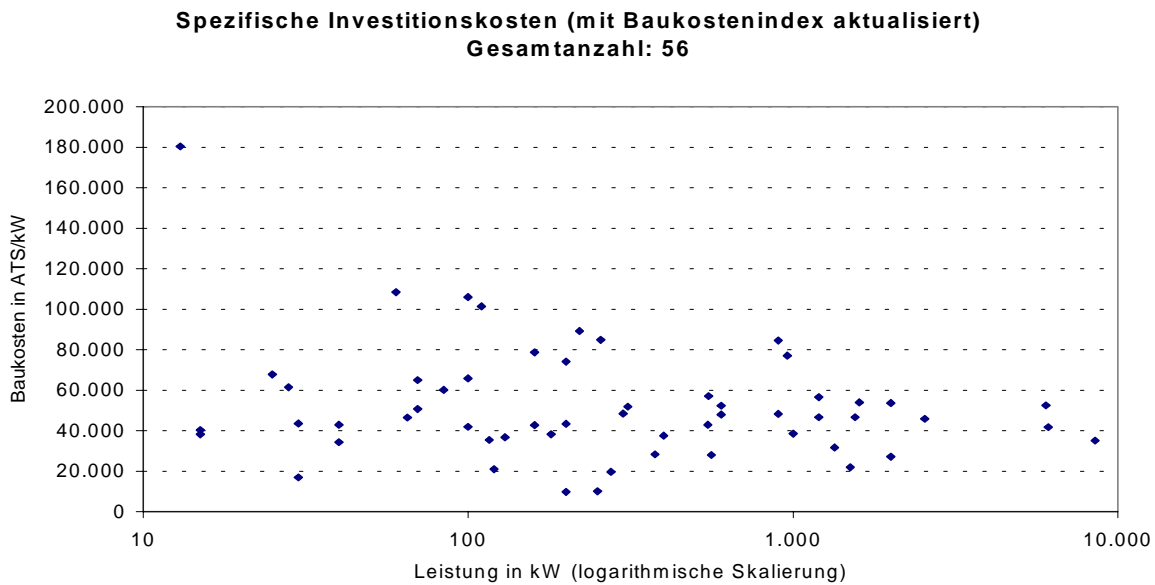
### 6.1.3. Kleinwasserkraft

In bezug auf die zeitliche Entwicklung der Investitionskosten von Kleinwasserkraftwerken lassen sich zumindest über die letzten 20 Jahre keine signifikanten Entwicklungstrends feststellen. Praktisch liegen die Werte in einer Bandbreite von etwa 30.000 bis 90.000 ATS/kW<sub>el</sub> (exkl. MwSt), siehe [Lechner, Haas 2001]. Auch in den kommenden Jahren werden die Investitionskosten voraussichtlich real in etwa konstant bleiben.

Umgerechnet auf eine kWh ergeben sich auf Basis obiger Bandbreite **Stromgestehungskosten** von **ca. 0,58 bis 2,18 ATS/kWh (inkl. MwSt.)**<sup>120</sup>

<sup>119</sup> persönliche Auskunft S. Hantsch (IGW), 2/2001;

Diese dargestellte Bandbreite wird auch durch die Abschätzungen auf Basis von 56 bestehenden Kleinwasserkraftwerken in Österreich bestätigt. Vom Verband der Kleinkraftwerke wurden Daten für 56 Anlagen zwischen 40 kW und 8,5 MW zusammengestellt (siehe Abbildung 6-10). Da in den Rohdaten die Investitionskosten zu Anschaffungspreisen enthalten waren, wurden sie mit Hilfe des Baukostenindex auf eine Wiederbeschaffungsbasis hochgerechnet.



**Abbildung 6-10: Verteilung der Investitionskosten (exkl. MwSt) von bestehenden Kleinwasserkraftwerken in Österreich.**

Quelle: [Lechner, Haas 2001]

Auf dieser Grundlage ergeben sich durchschnittliche Investitionskosten von rund 45.000 ATS/kW (exkl. MwSt.). Auf Basis der durchschnittlichen Volllaststunden dieser Anlagen von 4.638 Stunden und einer Annahme eines Kalkulationszinssatzes von 7% und einer Lebensdauer von 30 Jahren ergeben sich ohne Berücksichtigung von Betriebs- und Instandhaltungskosten durchschnittliche Erzeugungskosten von 0,94 ATS/kWh (inkl. MwSt.). Werden Betriebskosten (1,5% der Investitionskosten) und Instandhaltungskosten (1% der Investitionskosten) einbezogen, so errechnen sich durchschnittliche Erzeugungskosten von 1,21 ATS/kWh (inkl. MwSt.).

Generelle Tatsache ist derzeit jedoch, dass in jüngster Vergangenheit in Österreich kaum noch neue Kraftwerke gebaut, sondern eher Revitalisierungen durchgeführt wurden. Gründe dafür sind die hohen Investitionskosten für Neubauten, die mangelnde Wettbewerbsfähigkeit der Technologie ohne ausreichende Förderungsmaßnahmen (z.B. kostendeckende Einspeisetarife) und mangelnde Akzeptanz der Bevölkerung.

In [Nitsch et al. 1999] werden aus [DLR/ZSW 1997] Kosten für Reaktivierungen von Kleinwasserkraftwerken bis 1 MW für deutsche Verhältnisse behandelt. Umgerechnet ergeben sich Investitionskosten von 34.000 ATS/kW exkl. MwSt. (bei einer 1 MW Anlage) bis 54.000 ATS/kW exkl. MwSt. (bei einer 70 kW Anlage). Die daraus resultierenden Stromgestehungskosten von reaktivierten Anlagen liegen in Anlehnung an obige Quelle zwischen 0,60 und 1,5 ATS/kWh (inkl. MwSt.).

<sup>120</sup> Annahme: Investitionskosten 30.000 bis 90.000 ATS/kW (exkl. MwSt), Volllaststunden im Mittel 5.000 h/a, Kalkulationszinssatz 5% bei einer Lebensdauer von 30 Jahren bzw. 7% bei einer Lebensdauer von 25 Jahren, Betriebskosten: 1,5% der Investitionskosten.

Weiters ist in [Lechner, Haas 2001] eine Bandbreite der Investitionskosten für eine weitere Maßnahme, dem „Upgrading“ (Erweiterung, Ausbau) von Kleinwasserkraftwerken, mit 25.000 bis 50.000 ATS/kW (exkl. MwSt) angegeben.

## 6.2. Reine Wärmeproduktion

### 6.2.1. Feste Biomasse

#### 6.2.1.1. Biomassebrennstoffe

Abbildung 6-11 zeigt die Potentiale und Kosten der unterschiedlichen Biomassebrennstoffe. Über die in Kapitel 5.4 erläuterten Rahmenbedingungen hinaus mussten hinsichtlich der Bewirtschaftungsformen der energetisch genutzten Flächen folgende grobe Annahmen getroffen werden:

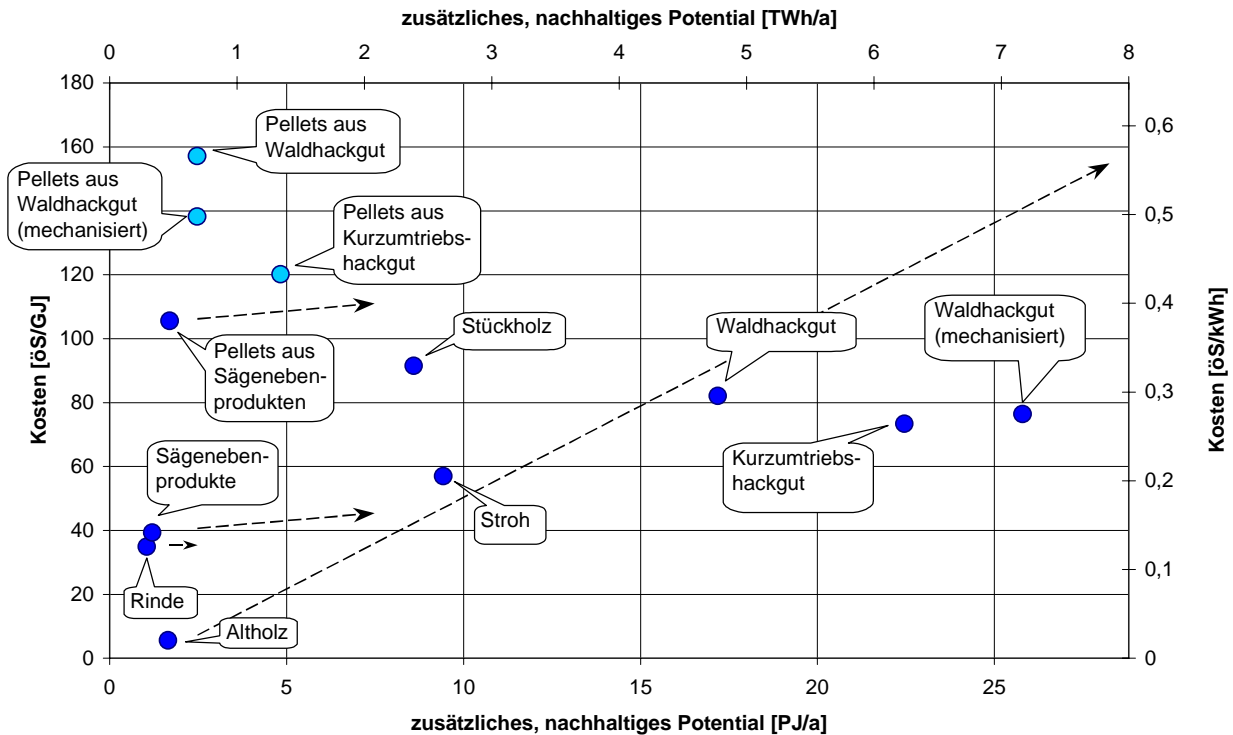
- 50% der zusätzlich für energetische Zwecke genutzten forstwirtschaftlichen Flächen werden mit einem höheren Mechanisierungsgrad genutzt, und 50% motormanuell, wie derzeit in Österreich üblich.
  - 10% der mit höherem Mechanisierungsgrad aus dem Wald gewonnenen Biomasse wird für Pellets, 90% für Hackgut verwendet;
  - 10% der motormanuell aus dem Wald gewonnenen Biomasse wird für Pellets, 30% für Stückholz und 60% für Hackgut verwendet;
- Das auf Bracheflächen produzierte Kurzumtriebshackgut wird zu 20% für die Produktion von Pellets eingesetzt. Die verbleibenden 80% werden direkt in Hackschnitzelanlagen genutzt.

Durch eine anders geartete Verwendung können sich natürlich Verschiebungen ergeben. Weiters wäre – wie oben angedeutet – für eine detailliertere Preis-Prognose eine genauere Simulation des gesamten Holzmarktes einschließlich der Papier- und Zellstoffindustrie nötig, um abzuschätzen, wie sich eine derart starke Potentialerschließung auf die gesamte Preisstruktur in der Branche auswirkt.

Die in Abbildung 6-11 und Abbildung 6-12 angegebenen Potentiale entsprechen den Werten in Kapitel 5.4. Sie wurden aus folgenden Quellen ermittelt:

- Altholz Stockinger, Obernberger 1998
- Rinde Mittelwert einiger Nahwärmanlagen
- Sägenebenprodukte Mittelwert einiger Nahwärmanlagen
- Stroh Dissemond 1994
- Kurzumtriebshackgut Kaltschmitt 1997a
- Waldhackgut intensiv Stockinger, Obernberger 1998
- Waldhackgut extensiv Mittelwert einiger Nahwärmanlagen
- Stückholz Landwirtschaftskammer Vorarlberg 1999: Energieholzbörse Vorarlberg; Verein für Konsumenteninformation: Heizkostentabelle; Bundesministerium für Land- Forstwirtschaft 1999: Grüner Bericht 1998;
- Pellets - SNP Landwirtschaftskammer Vorarlberg 1999: Energieholzbörse Vorarlberg; Verein für Konsumenteninformation: Heizkostentabelle; Institut für wirtschaftliche Ölheizung 1998;
- Pellets – sonst. Biomasse eigene Berechnungen: Rohholzkosten und Kosten der Produktion von 700 ATS/t (nach Stockinger, Obernberger 1998)

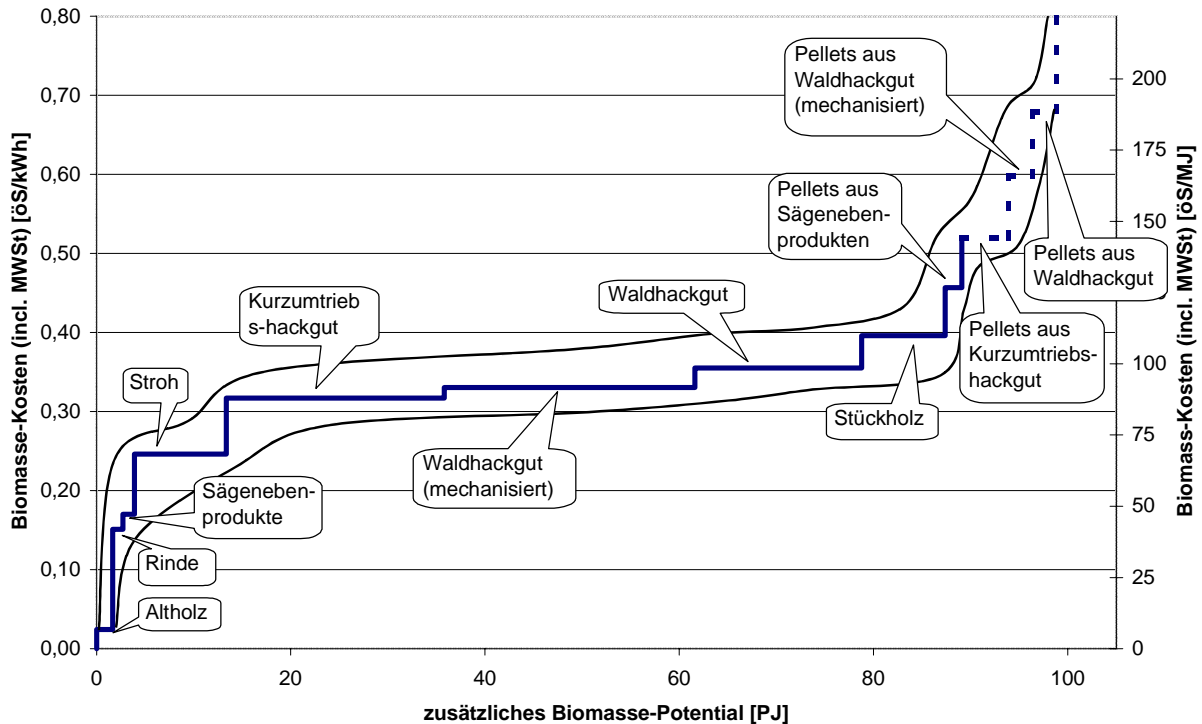
Strichliert sind jene Potentiale angedeutet, die aus heutiger Sicht nur sehr schwer erschließbar sind, längerfristig aber auch zur energetischen Nutzung eingesetzt werden können. (vgl. auch Abbildung 5-3)



**Abbildung 6-11: Potentiale und Kosten von Biomasse-Brennstoffen (strichlierte Linien deuten höhere, derzeit aber nur sehr schwer erschließbare Potentiale an)**

Quelle: NÖ-LLWK; Obernberger 1998; Dissemmond; Haas, Kranzl 2000a, eigene Analysen

In Abbildung 6-12 ist die Kosten-Kurve für die Erschließung des Biomasse-Potentials dargestellt. Da im Gegensatz zu den Kosten-Kurven anderer Energieträger die einzelnen Biomasse-Brennstoffe qualitativ nicht gleichartige Güter darstellen, darf diese Kurve nicht zu starr interpretiert werden. So sollte beispielsweise nicht die Schlußfolgerung gezogen werden, dass erst dann Pellets ökonomisch sinnvoll zum Einsatz kommen können, wenn das gesamte Potential an Waldhackgut verbraucht wurde, da Pellets im Allgemeinen in anderen Anlagentypen und Anwendungsbereichen genutzt werden, als Waldhackgut. Da regional unterschiedliche Brennstoffpreise zu beobachten sind, wird eine grobe Bandbreite für die Kosten angegeben. Die durch eine verstärkte Nutzung des Altholzpentials und der Sägenebenprodukte (vgl. Kapitel 5.4) möglichen zusätzlichen Potentiale wurden in dieser Abbildung nicht dargestellt. Da aus heutiger Sicht die Produktion von Pellets aus Kurzumtriebshackgut und aus Waldhackgut nicht sehr realistisch erscheint, wurde dieser Teil der Kurve strichliert, bzw. in Abbildung 6-11 heller dargestellt.



**Abbildung 6-12: Kosten-Kurve für Biomasse-Brennstoffe**

Quelle: NÖ-LLWK; Obernberger; Dissemmond; Haas, Kranzl 2000a, eigene Analysen

Wie sich die Preise von Biomasse-Brennstoffen im Fall einer verstärkten Nutzung entwickeln, ist schwer abzuschätzen. Folgende Aspekte sind dabei zu berücksichtigen:

- Durch eine Mechanisierung der Ernte von Biomasse im Wald ist mit Kostensenkungen im Vergleich zu den derzeitigen Produktionskosten von Waldhackgut zu rechnen.
- Auch im Fall einer Etablierung von Energiewäldern, die mit rationellen, erprobten Methoden geerntet werden können, ist mit Kostensenkungen zu rechnen.
- Für den Bereich der derzeit billigsten Brennstoffe, der Sägenebenprodukte, sind vor allem zwei Faktoren zu berücksichtigen:
  - Die Produktion von Sägenebenprodukten ist aufgrund der Koppelproduktion stark an den Einschnitt der Sägewerke gebunden. Dieser wiederum ist in hohem Grad von der Baukonjunktur abhängig. Aber auch die Verfügbarkeit billigen Sägerundholzes aus Nachbarstaaten (u.U. vermehrt nach einem Beitritt zur EU) und nach Windwürfen spielt eine nicht unerhebliche Rolle.
  - Neben der energetischen Verwertung für Raumwärme ist die Papierindustrie einer der größten Nachfrager nach Sägenebenprodukten. Ihre Verhandlungsposition ist dabei relativ stark, da eine nur geringe und gleichzeitig potente Anzahl von Papierproduzenten einer großen Anzahl von Sägewerken gegenübersteht. Die Papierproduktion ist wiederum stark von der Konjunktur abhängig.
- Für die Produktion von Pellets ist die Verfügbarkeit billiger Sägenebenprodukte von entscheidender Bedeutung. Im Falle eines weiterhin starken Wachstums des Pellets-Bereichs ist zu erwarten, dass auch verstärkt auf feuchte Sägenebenprodukte, und schließlich auch auf andere, teurere Biomassefraktionen zurückgegriffen werden muß. Das würde eine Erhöhung der Kosten bedingen. Andererseits ist zu erwarten, dass im Fall einer stärkeren Verbreitung die Produktions- und Transportkosten sinken.

Im Rahmen dieser Studie ist es jedoch nicht möglich, diese Aspekte zu quantifizieren.

Abbildung 6-13 dokumentiert die zeitliche Entwicklung der Preise (nominal) von Industriespreißeil, Hackgut bzw. Brennholz (hart und weich). Man erkennt, dass die Biomassepreise über die Zeit relativ stabil blieben. Im Vergleich dazu waren die Preise für fossile Brennstoffe in der Vergangenheit viel größeren Schwankungen ausgesetzt (vgl. z.B. Abbildung 4-5).

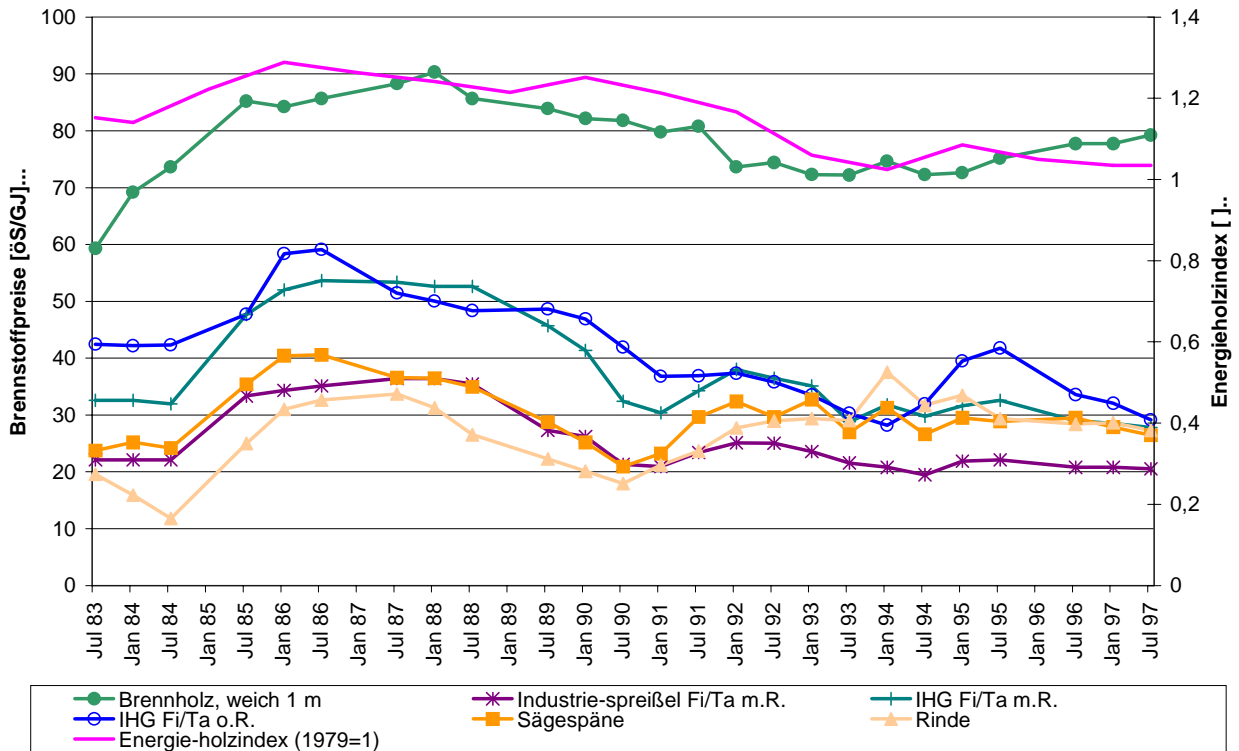


Abbildung 6-13: Entwicklung der Biomasse-Preise (nominal, exkl. MwSt) in der Steiermark

Quelle: Landesholzwirtschaftsreferat Steiermark

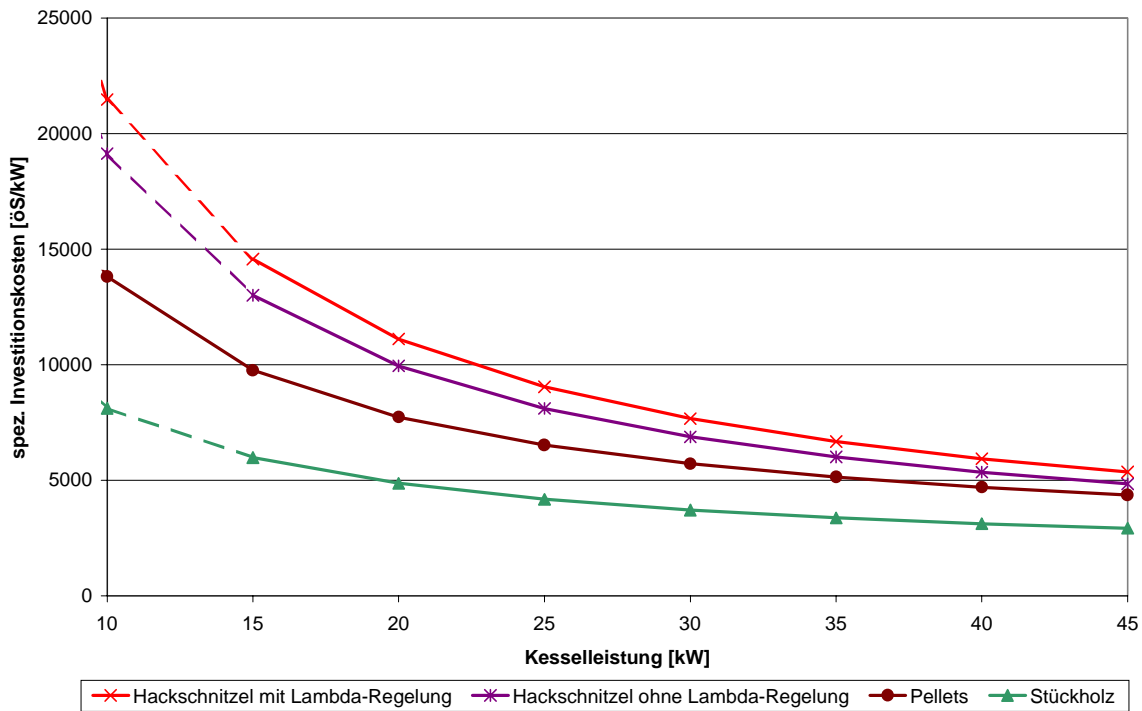
6.2.1.2. Kleinanlagen

In Abbildung 6-14 und Abbildung 6-15 sind die Investitionskosten der verschiedenen Biomasse-Kleinanlagen zu sehen, einmal spezifisch über die installierte Leistung, einmal absolut. Die spezifischen Investitionskosten liegen etwa zwischen 2.500 und 14.500 ATS/kW<sub>th</sub> (exkl. MwSt). Stückholzanlagen sind klar die billigste Option, darauf folgen Pellets- und schließlich Hackschnitzelheizungen.

In zahlreichen einschlägigen Publikationen<sup>121</sup> wird darauf hingewiesen, dass die Hersteller von Biomasse-Heizanlagen vor allem im kleinen Leistungsbereich wenig kooperieren (z.B. im Bereich der Forschung), sehr hohe Fertigungstiefen aufweisen und nur in geringem Ausmaß standardisierte Teile verwenden, wodurch zum Teil hohe Lagerkosten für Ersatzteile nötig sind. Es kann daher davon ausgegangen werden, dass durch eine effizientere Produktionsweise Kostensenkungen möglich wären. Angesichts der Bemühungen, eine stärkere Kooperation der Hersteller zu erreichen, besteht die Hoffnung, dass dieses Kostensenkungspotential auch realisiert wird. Eine genaue Quantifizierung ist aber ohne detailliertere Untersuchungen zu diesem Thema nicht möglich.

<sup>121</sup> vgl. z.B. Clement et al. 1998 ;

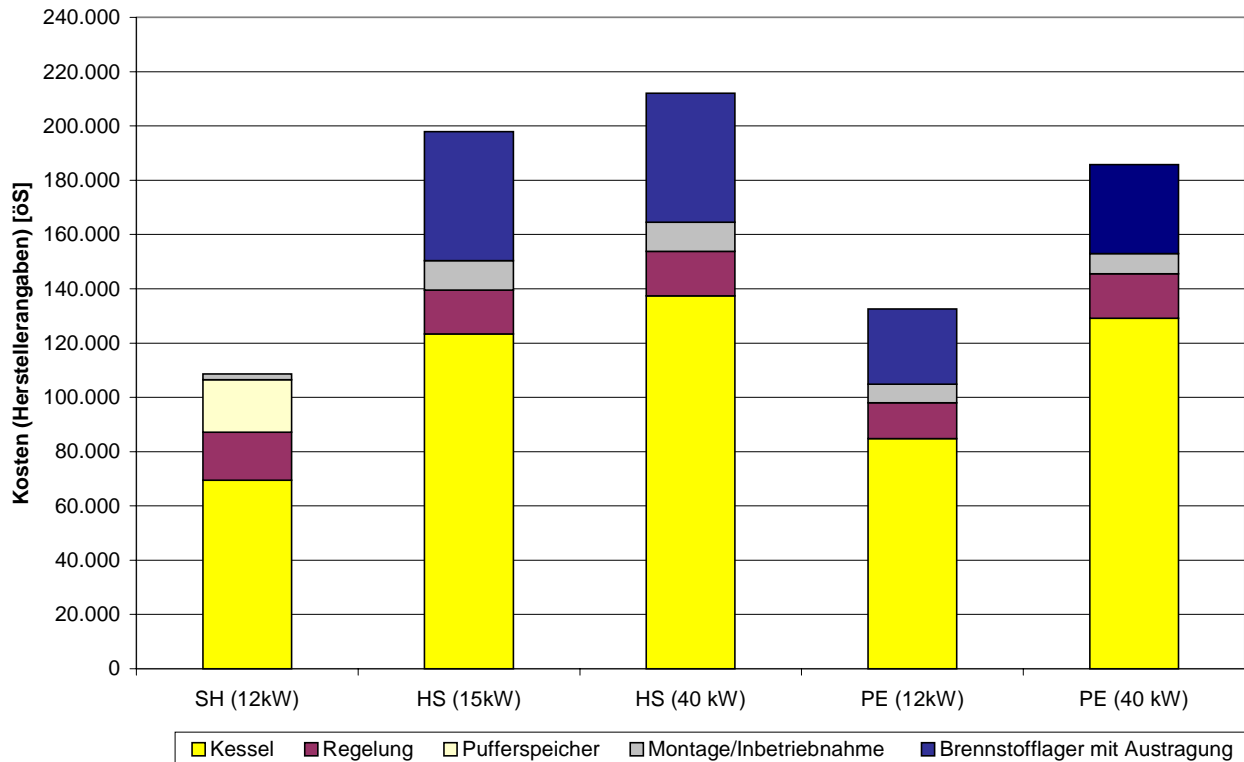
Die **Wärmegestehungskosten (inkl. MwSt)** für Biomasse-Kleinanlagen ergeben sich anhand der diskutierten Investitionskosten zu **1,19 bis 1,83 ATS/kWh (331 bis 509 ATS/GJ)**.<sup>122</sup>



**Abbildung 6-14: Investitionskosten (exkl. MwSt) von Biomassekleinanlagen in Abhängigkeit von der Kesselleistung**

Quelle: Haas, Kranzl 2000b

<sup>122</sup> eigene Analysen mit folgenden Annahmen: Investitionskosten 13.200 ATS/kW<sub>th</sub>, Volllaststunden 1.800 bzw. 1.400, 5% 20a bzw. 7% 15a, Betriebskosten 220 ATS/kW/a, Brennstoffkosten 0,38 bzw. 0,48 ATS/kWh, Wirkungsgrad 80% bzw. 75%



**Abbildung 6-15: Investitionskosten (exkl. MwSt.) für Biomasse-Kleinanlagen**

Quelle: Haas, Kranzl 2000b

### 6.2.1.3. Nahwärmeanlagen

Bezüglich der Investitionskosten von Nahwärmeanlagen ist festzuhalten, dass kein zeitlicher Trend beobachtbar ist, da sie in erster Linie von der Auslegung und Dimensionierung der Anlagen abhängen. Die spezifischen Investitionskosten liegen in etwa im Bereich von 8.000 bis 20.000 ATS pro kW Anschlußleistung bzw. etwa 0,78 bis über 1,5 ATS/kWh (217 bis 417 ATS/GJ) Wärmeabsatz [Stockinger 1998]. Nach eigenen Analysen liegen die Wärmegestehungskosten bei moderneren Anlagen zwischen **0,7 und 1,4 ATS/kWh (184 bis 379 ATS/GJ) (inkl. MwSt)**<sup>123</sup>.

Bei der Entwicklung der Dimensionierungsparameter österreichischer Nahwärmeanlagen (Wärmebelegung des Netzes und Auslegung des Biomassekessels, vgl. Anhang) ist eine äußerst starke Streuung unter den Anlagen zu beobachten. Es läßt sich aus den historischen Daten kein Trend ablesen. Die zwischen Bund und Ländern abgestimmten Förderbestimmungen für Biomasseheizwerke fordern technisch-wirtschaftliche Mindeststandards (ÖKL-Merkblatt Nr. 67), so dass sich die neuesten Anlagen durch höhere Wärmebelegung – und damit geringere Leitungsverluste – und eine bessere Auslegung des Kessels – d.h. verbesserte technische und ökonomische Betriebsweise – auszeichnen sollten.

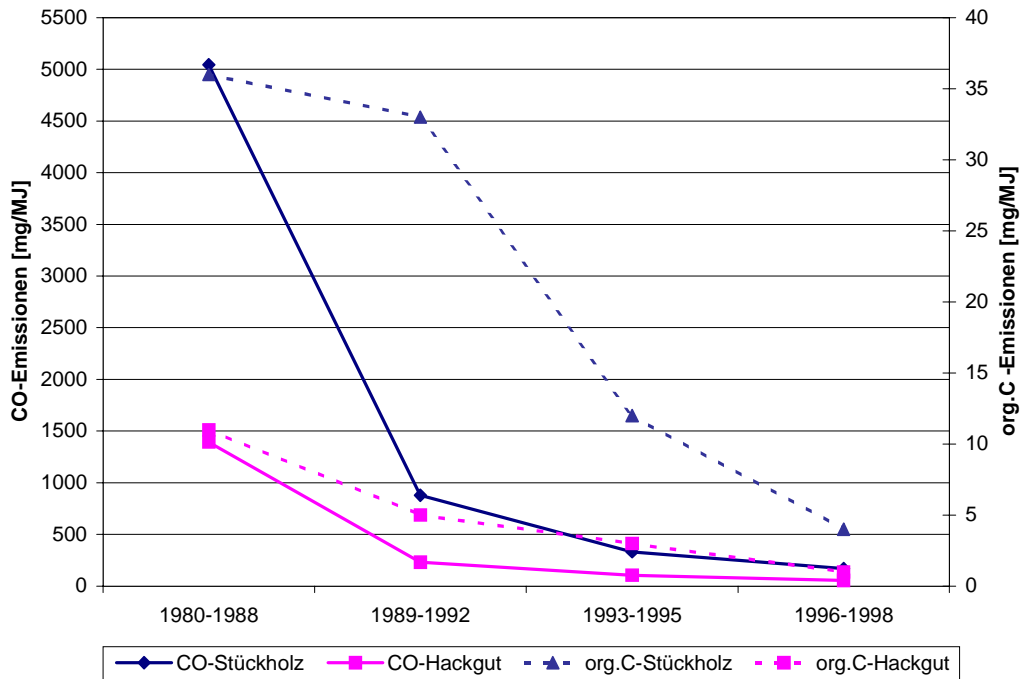
### 6.2.1.4. Technischer Fortschritt bei Biomassefeuerungen

Was die Anlageneffizienz und Verbrennungsqualität betrifft, wurden seit Beginn der 80er Jahre enorme Fortschritte erzielt. Aus Abbildung 6-16 ist die zeitliche Entwicklung der Emissionen von

<sup>123</sup> Investitionskosten 11.000 ATS/kW<sub>th</sub>, Volllaststunden 3.000 bzw. 2.000, 5% 20a bzw. 7% 15a, Betriebskosten 3,1% der Investitionskosten, Brennstoffkosten 0,19 bzw. 0,38 ATS/kWh, Wirkungsgrad 75% bzw. 65%

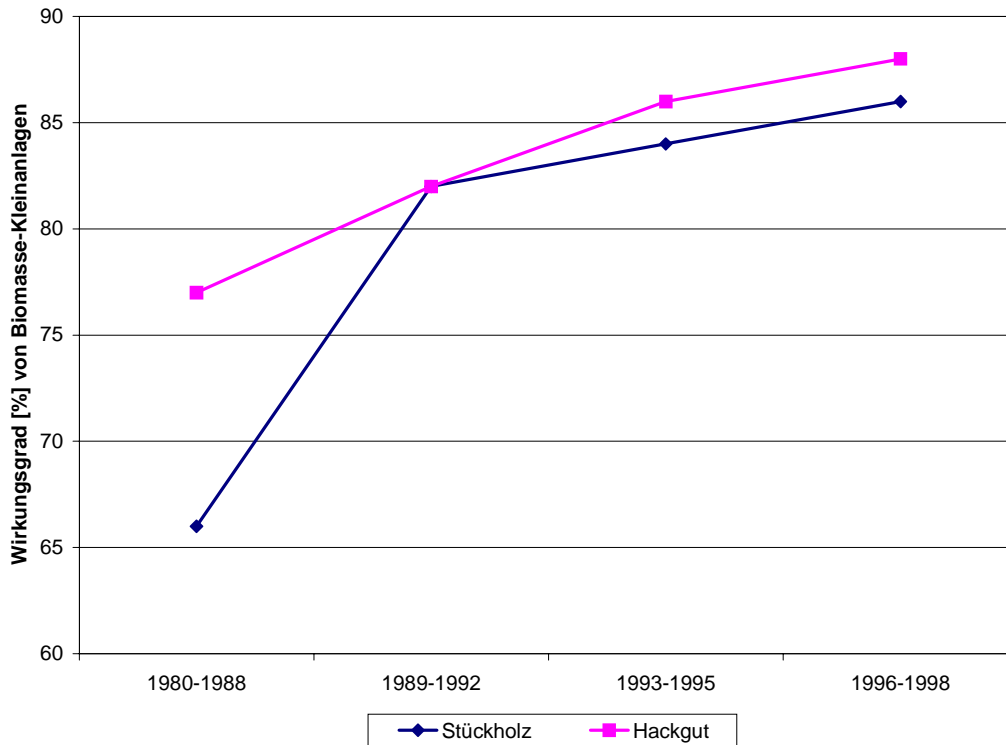
Kohlenmonoxid und organischen Kohlenstoffverbindung bei Biomassefeuerungen zu entnehmen. Man erkennt die deutliche Reduktion beider Stoffe gegenüber dem Zeitabschnitt 1980-1988. Besonders massive Verbesserungen wurden bei Stückholzkesseln erzielt. Sie liegen heute nicht mehr weit über den Emissionen von Hackgut.

Damit einher ging auch eine wesentliche Verbesserung des Wirkungsgrades von Stückholzkesseln, so dass der ursprünglich große Unterschied zwischen den beiden Technologien (Hackgut und Stückholz) nur mehr ungefähr einen Prozentpunkt ausmacht (vgl.: Abbildung 6-17: SH 86 %, HG: 87%).



**Abbildung 6-16: Entwicklung der CO - und organische C - Emissionen bei Biomassefeuerungen**

Quelle: Jungmeier, Golja et al. 1999



**Abbildung 6-17: Entwicklung des Wirkungsgrades von Biomassefeuerungen**

Quelle: Jungmeier, Golja et al. 1999

### 6.2.2. Solarthermie

Seit 1980 sind die spezifischen Systemkosten von Kleinanlagen (im Bereich von 10 m<sup>2</sup>) von anfangs etwa 15.000 auf 10.000 ATS/m<sup>2</sup> gesunken (vgl. Abbildung 6-18 rechts), in den letzten Jahren allerdings eher konstant geblieben. Bis 2010 wird mit keinen wesentlichen Verbilligungen mehr gerechnet.

Betrachtet man die spezifischen Systemkosten über die Kollektorfläche, dann stellt man fest, dass sie mit zunehmender Bruttokollektorfläche abnehmen. Bei einer Fläche von 200 m<sup>2</sup> betragen sie nur mehr etwa 6.000 ATS/m<sup>2</sup> (vgl. Abbildung 6-19 für das Jahr 1998).

Tabelle 6-2 gibt Jahreswärmeerträge von thermischen Solaranlagen in Österreich für die Jahre 1999 und - geschätzt - für 2005 bzw. typische Kollektorflächen für das Jahr 2000 an. Wesentlich verbessert werden können vor allem die Systemwirkungsgrade von größeren Anlagen. Hier werden Ertragssteigerungen von 30-40% in den nächsten Jahren möglich sein<sup>124</sup>.

Die Wärmegebungskosten sind laut [Faninger 1999b] gegenüber 1980 um bis zu 60% gesunken und werden aufgrund der erwähnten steigenden Jahreswärmeerträge noch weiter fallen (vgl. Abbildung 6-18 links).

In Abbildung 6-20 ist die Abhängigkeit der Wärmegebungskosten vom Jahresenergieertrag dargestellt. Dabei werden nicht nur verschiedene Varianten der Verzinsung und der Lebensdauer betrachtet, sondern auch zwei verschiedene Größenklassen von Anlagen behandelt. Für die zwei Fälle werden durchschnittliche Kosten des Jahres 1999 - ohne Miteinbeziehung von Förderungen - angenommen. Nicht berücksichtigt werden mögliche Gutschriften, die dadurch entstehen, dass der Solaranlage häufig nur ein Teil der Investitionskosten z.B. Kesselkosten angelastet werden kann. Der andere Teil könnte in diesem Fall dem Zusatzheizsystem (Biomasse-, Heizöl-, Gasofen, Strom)

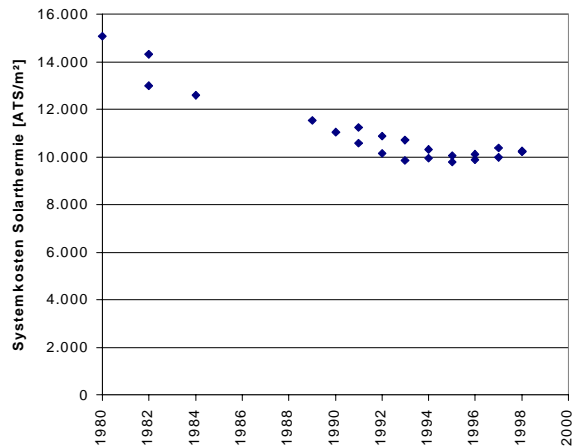
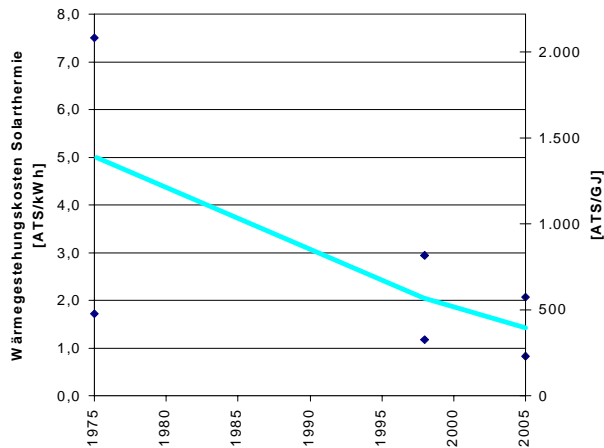
<sup>124</sup> persönliche Auskunft W. Weiss (ARGE Erneuerbare Energie Gleisdorf), 5/12/2000;

aufgeschlagen werden. Auch mögliche Einsparungen bei der Dachintegration von Solaranlagen (es müssen weniger Dachziegel verlegt werden) werden in diese Berechnung nicht einbezogen.

**Tabelle 6-2: Jahreswärmeerträge und typische Flächen von thermischen Solaranlagen in Österreich**

Quelle: Faninger 1999b; Faninger 2001b

	Jahreswärmeertrag [kWh/m <sup>2</sup> /a] bzw. [GJ/m <sup>2</sup> /a]					typische Flächen im Jahr 2000 [m <sup>2</sup> ]
	Ein- heit	1999		2005		
		min	max	min	max	
Freibad Kunststoffkollektor Mai – Dezember	kWh	300	350	350	400	≤ 30
	GJ	1,08	1,26	1,26	1,44	
Warmwasser Standard- bis hocheffiziente Kollektoren	kWh	300	600	500	650	≤ 10
	GJ	1,08	2,16	1,80	2,34	
Heizung wie oben, aber in Verbindung mit Saisonspeichern	kWh	250	400	350	500	10 - 20
	GJ	0,90	1,44	1,26	1,80	



**Abbildung 6-18: Zeitliche Entwicklung der Kosten von Solarthermie (inkl. MwSt), rechts spezifische Investitionskosten von Kleinanlagen**

Quelle: links: Faninger 1999b & eigene Analysen; rechts: Arbeitsgruppe Energiewirtschaft

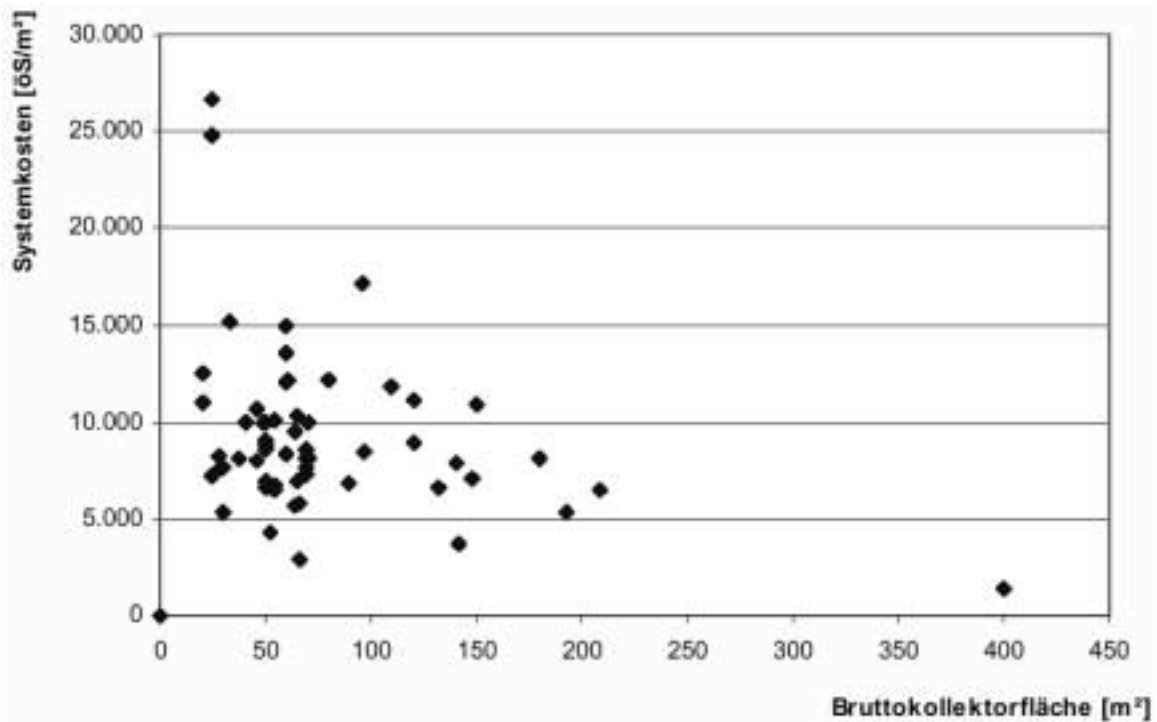


Abbildung 6-19: Systemkosten (inkl. MwSt) in Abhängigkeit von der Anlagengröße, 1998

Quelle: Fink et al. 1999

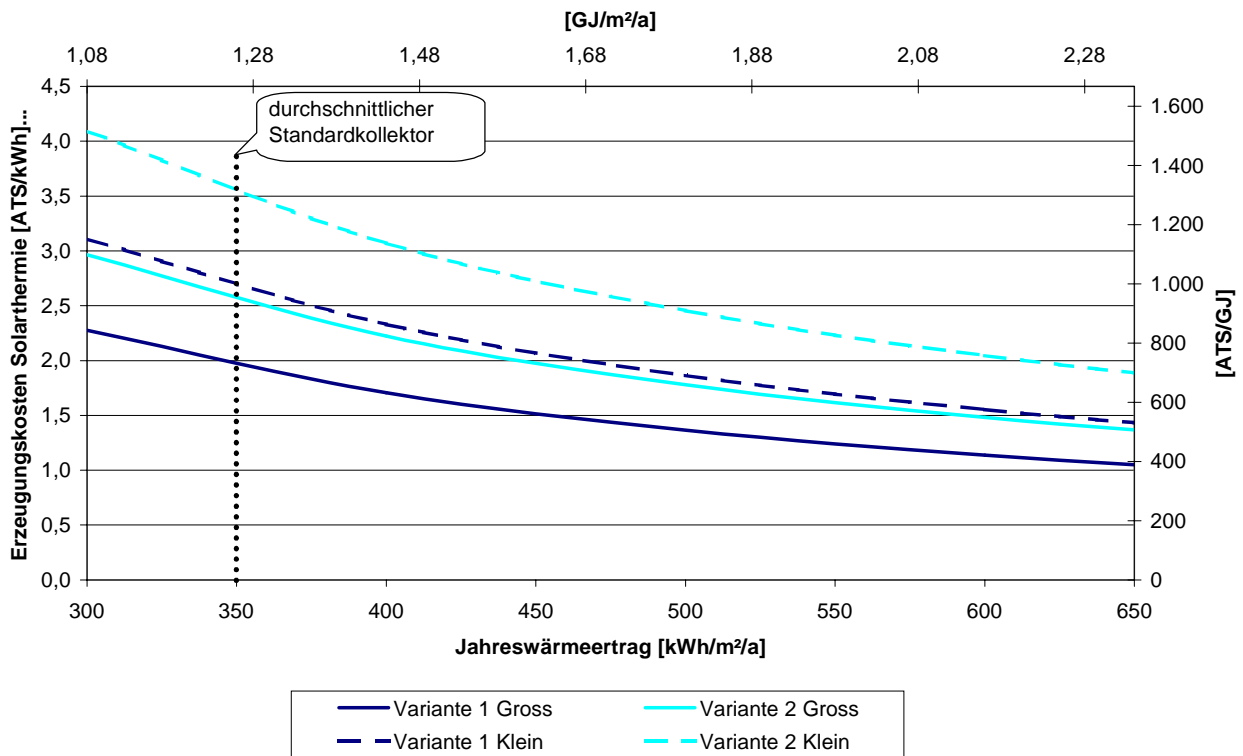


Abbildung 6-20: Wärmekosten (inkl. MwSt) von Solarkollektoren: Variante 1: 5%, 20 a; Variante 2: 7%, 15a; „Gross“ (>20 m<sup>2</sup>); „Klein“ (etwa 10 m<sup>2</sup>)

Quelle: eigene Analysen

Zusammenfassend kann gesagt werden, dass realistische **Wärmekosten (inkl. MwSt)** je nach Größe der Anlage derzeit etwa **zwischen 1,5 und maximal 3,5 ATS/kWh<sub>th</sub>**<sup>125</sup> (420 und 975 ATS/GJ<sub>th</sub>) liegen. Im Fall von Großanlagen - wie etwa solaren Biomasse-Fernwärmeanlagen - können bei entsprechenden wirtschaftlichen Rahmenbedingungen die Kosten zwischen 0,7 und 0,8 ATS/kWh<sub>th</sub> (194 und 222 ATS/GJ<sub>th</sub>) betragen<sup>126</sup>.

### 6.2.3. Wärmepumpen

Das Bundesministerium für Umwelt, Natur und Reaktorsicherheit in Deutschland gibt in seiner Broschüre Wärmegestehungskosten von umgerechnet 0,7 bis 1,4 ATS/kWh<sub>th</sub> (194 bis 389 ATS/GJ<sub>th</sub>) für 1999 an. Eigenen Analysen zufolge ergeben sich in Österreich derzeit **Wärmegestehungskosten (inkl. MwSt) von 0,8 bis 2,5 ATS/kWh<sub>th</sub>**<sup>127</sup> (211 bis 685 ATS/GJ<sub>th</sub>). Diese hängen jedoch wesentlich vom Preis des Stromes ab, den die elektrische Wärmepumpe bezieht (spezielle Wärmepumpentarife existieren in manchen Bundesländern Österreichs). Aus diesem Grund ist es schwer abzuschätzen, ob zukünftig eine Verbilligung dieser Technologie bezüglich der Gestehungskosten möglich ist. Die Investitionskosten pro installierter Heizleistung haben jedenfalls seit 1980 keine wesentliche Änderung erfahren. Derzeit betragen sie zwischen 8.040 und 29.400 ATS/kW<sub>heiz</sub> (inkl. MwSt) und werden voraussichtlich in den nächsten Jahren real weiterhin konstant bleiben.

Der große Spielraum bei den Kosten erklärt sich durch unterschiedliche WP-Technologien. Während die Luft - Wärmepumpe im Wesentlichen keiner zusätzlichen Installationen bedarf, sind die Kosten für die Verlegung der Erdkollektoren von Erdwärmepumpen sehr hoch. Genauso verhält es sich mit der Grundwasser - Wärmepumpe, für die zwei Brunnenbohrungen nötig sind.

Die Jahresarbeitszahlen (JAZ) von Wärmepumpen liegen je nach Anwendung derzeit zwischen 2,2 und 3,5 (vgl. Tabelle 6-3). Bis 2005 kann man davon ausgehen, dass besonders im Bereich der Wärmerückgewinnung Werte von über 4 erreicht werden.

### Tabelle 6-3: Jahresarbeitszahlen von Wärmepumpen

Quelle: Faninger 1999b

Jahr	Warmwasser*	Heizung	Wärmerückgewinnung
1999	2,2 – 2,5	2,5 – 3,5	3,0 – 3,5
2005	2,5 -	3 – 4 <sup>+</sup>	> 4

\* Wärmepumpen - Kompaktsysteme ("Brauchwasser-Wärmepumpe" und Luft als Wärmequelle)

<sup>+</sup> Bivalente Luft/Wasser-Wärmepumpe (untere Werte) und monovalente Erdreich-Wärmepumpe (obere Werte)

## 6.3. Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen

### 6.3.1. Feste Biomasse

Eine zeitliche Entwicklung der Kosten von Biomasse-Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen ist für Österreich nicht angegeben, da nur wenige Anlagen existieren. Es besteht eine große Vielfalt von Technologien (Dampfturbine, Dampfkolbenmotor, Dampfschraubenmotor, ORC, Stirlingmotor,

<sup>125</sup> Systemkosten: 7.000 bzw. 10.000 ATS/m<sup>2</sup>, Volllaststunden 450 bzw. 350, 5% 20a bzw. 7% 15a, Betriebskosten 121 bzw. 130 ATS/(m<sup>2</sup>\*a);

<sup>126</sup> persönliche Auskunft G. Faninger, 4/2001;

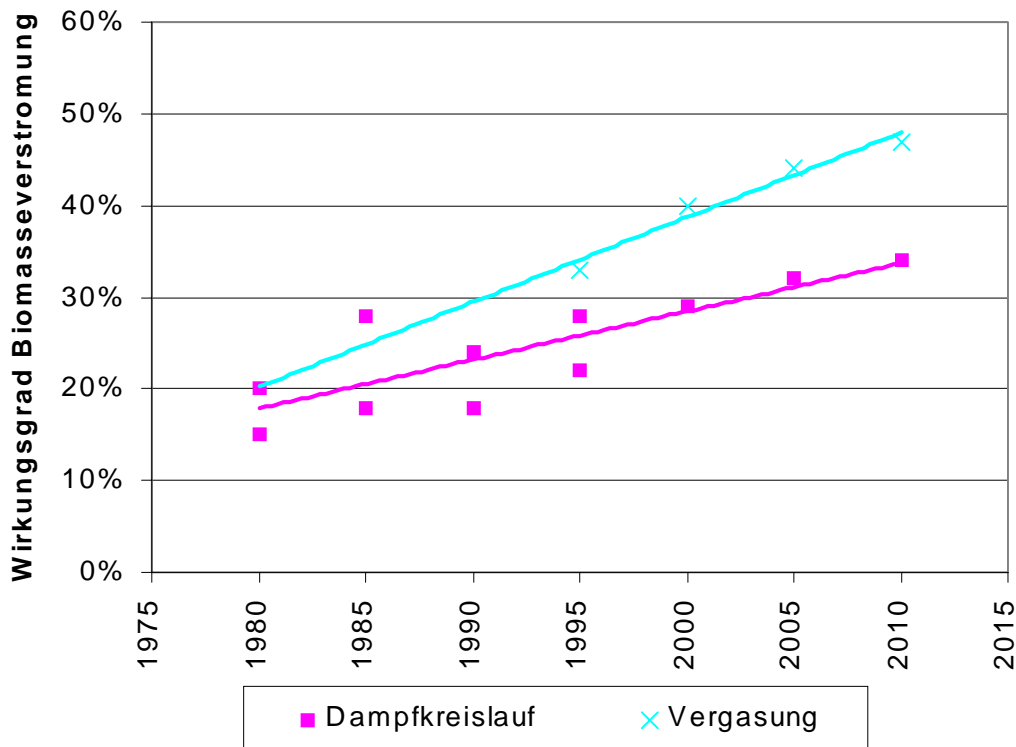
<sup>127</sup> Investitionskosten 8.040 bzw. 29.040 ATS/kW<sub>th</sub>, Volllaststunden 1.800, 5% 20a bzw. 7% 15a, Wartungskosten zusätzlich 1,5% der IK pro Jahr, Strompreis 0,8 bzw. 1,5 ATS/kWh<sub>el</sub>, Jahresarbeitszahl 2,4 bzw. 3,5;

direkte Gasturbine, indirekte Gasturbine, Festbettvergasung mit Gasmotor und Wirbelschichtvergasung mit Gasturbine) mit unterschiedlicher Reife und Kosten.

Mit den in Kapitel 6.2.1.1 angeführten Biomassepreisen ergeben sich nach eigenen Analysen für **Kleinanlagen** bis 10 MW<sub>el</sub> **Stromgestehungskosten (inkl. MwSt)** zwischen rund **1,5 und 3,5 ATS/kWh<sub>el</sub>**<sup>128</sup>. [Oberberger, Hammerschmid 1999a] geben das kurzfristige Kostensenkungspotential in Abhängigkeit von der Technologie als gering bis mittel an. Nur für den ORC-Prozess wird eine mögliche Senkung von 20-50% angegeben.

Im Bereich der Großanlagen ist die KWK von fester Biomasse in den skandinavischen Ländern bereits im Bereich der Wettbewerbsfähigkeit. Es wird in [Rakos 2000] von einer schwedischen Anlage mit weit über 10 MW berichtet, deren Investitionskosten etwa 6.150 ATS/kW (exkl. MwSt) betragen.

Abbildung 6-21 zeigt die zeitliche Entwicklung des elektrischen Anlagenwirkungsgrades von zwei verschiedenen Prozessen (Dampf- und Vergasungsprozess). Besonders für den derzeit noch im Pilotstadium befindlichen Vergasungsprozess werden in Zukunft (2010) relative hohe Verstromungswirkungsgrade (bis 47%) erwartet.



**Abbildung 6-21: Zeitliche Entwicklung des Wirkungsgrades zur Stromproduktion mit fester Biomasse**

Quelle: ATLAS 1997

<sup>128</sup> Annahme: für Stromerzeugung zusätzlich erforderliche Investitionskosten (siehe Methode [Oberberger, Hammerschmid 1999a]) 22.000 ATS/kW<sub>el</sub> (mit Dampfturbine) bzw. 33.000 ATS/kW<sub>el</sub> (mit Stirlingmaschine), Volllaststunden 7.000 bzw. 3.500, 5% 20a bzw. 7% 15a, Betriebskosten 4,8% der IK pro Jahr, Brennstoffkosten 0,19 (Rinde oder Sägennebenprodukte) bzw. 0,38 (Hackschnitzel) ATS/kWh, Wirkungsgrad 17% bzw. 22%;

### 6.3.2. Gasförmige Biomasse

#### 6.3.2.1. Biogas

Bei den Investitionskosten von landwirtschaftlichen Biogasanlagen in Österreich waren - anders als im europäischen Ausland - in den letzten Jahren kaum Kostensenkungen zu verzeichnen.<sup>129</sup> Dieser Umstand könnte möglicherweise teilweise auf die Fördermodalitäten zurückzuführen sein (Investitionsförderung von 30% bis 50%), durch die es in der Vergangenheit zu Überdimensionierungen kam (siehe auch Hemmnisse bzw. Maßnahmenpakete). Die Gesamtinvestitionskosten liegen heute in Österreich bei etwa 160.000 ATS/kW<sub>el</sub> (inkl. MwSt).

Der Großteil der Investitionskosten von landwirtschaftlichen Biogasanlagen fällt nicht für das Blockheizkraftwerk (BHKW) an, sondern vor allem im Bereich der Gaserzeugung (Fermenter, Vorkammer, Endlager, etc.) (vgl. Tabelle 6-4, Kapitel 6.3.2.4). Der Bereich der Kosten für „Planung, Netzanbindung und Genehmigung“ macht etwa 3 – 6% der Gesamtinvestitionskosten aus. Hier läßt sich im Vergleich zu Anlagen aus dem Jahr 1997 vor allem aufgrund einer zunehmenden Konkurrenz zwischen den EVU eine sinkende Tendenz feststellen<sup>130</sup>.

Nach eigenen Analysen liegen die derzeitigen **Stromgestehungskosten (inkl. MwSt)** in Österreich, bei Berücksichtigung aller notwendigen Installationen (siehe auch Tabelle 6-4), bei **1,9 bis 4,1 ATS/kWh<sub>el</sub>**, während die **Wärmegestehungskosten (inkl. MwSt)** **0,9 bis 2,0 ATS/kWh<sub>th</sub>**<sup>131</sup> (260 bis 571 ATS/GJ<sub>th</sub>) betragen.

Bezüglich der zeitlichen Entwicklung des Verstromungswirkungsgrades von Biogasanlagen werden in nächster Zukunft keine wesentlichen Verbesserungen erwartet [ATLAS 1997]: 1990 erreichte man im Durchschnitt ca. 25%, 1995 waren es 27%. Für 2010 geht man von einem Verstromungswirkungsgrad von 30% aus.

#### 6.3.2.2. Deponiegas

Eine zeitliche Entwicklung der Kosten von Deponiegasanlagen in Österreich kann nicht angegeben werden, weil deren Anzahl in Österreich nur sehr gering ist (Mitte 2000: 14 Anlagen).

Zur Berechnung der Gestehungskosten ist anzumerken, dass die Investitionskosten sehr stark von der Tatsache abhängen, ob ein (verwendbares) Gaserfassungssystem bereits existiert oder nicht. Da laut Deponieverordnung [BGBl.Nr. 164/1996] bei Massenabfalldeponien die Einrichtung eines Gaserfassungssystems inkl. „Behandlung“ (Details siehe Kapitel 5.8) vorgesehen ist, wird bei der Berechnung der Kosten von deren Existenz ausgegangen. Dementsprechend geringer fallen die Gesamtinvestitionskosten im Vergleich zu Biogasanlagen aus, d.h. der Anteil des BHKW fällt viel stärker ins Gewicht (vgl. Tabelle 6-4). Die Investitionskosten liegen je nach vorhandener Infrastruktur bzw. Installationen im Bereich von 20.000 [Kienesberger et al. 1999] bis 30.000 ATS/kW<sub>el</sub> (inkl. MwSt).

Bezüglich der Nutzung der Wärme ist festzustellen, dass diese in den meisten Fällen nur für den Eigenbedarf verwendet wird (im Allgemeinen nicht sehr groß). Die nachfolgend angeführten Wärmegestehungskosten sind in diesem Sinne zu verstehen.

<sup>129</sup> E. Greiler (Öcompany) und Fr. S. Binder (Kommunalkredit Austria) kommen unabhängig voneinander zu dieser Aussage.

<sup>130</sup> persönliche Auskunft: E. Greiler (Öcompany);

<sup>131</sup> eigene Analysen: Investitionskosten ("IK") 200.000 ATS/kW<sub>el</sub>, 6.000 bzw. 3.500 Volllaststunden, 7% 15a bzw. 5% 20a, Betriebskosten 2,5% der IK, Brennstoffkosten 0 ATS, Kosten pro kWh aufgeteilt im Verhältnis 2/3 Strom und 1/3 Wärme;

Die **Stromgestehungskosten (inkl. MwSt)** liegen nach eigenen Analysen heute zwischen **0,2 bis 0,4 ATS/kWh<sub>el</sub>**<sup>132</sup> während die **Wärmegestehungskosten** sich auf **0,1 bis 0,2 ATS/kWh<sub>th</sub>** (23 bis 48 ATS/GJ<sub>th</sub>) belaufen.

Es wird nicht erwartet, dass sich bis 2010 real nennenswerte Veränderungen ergeben, da die spezifischen Investitionskosten voraussichtlich nicht sinken werden.<sup>133</sup>

Die historische Entwicklung der Effizienz zeigt – ähnlich wie bei Biogas - keine großen Verbesserungen: Lag der durchschnittliche Verstromungswirkungsgrad 1980 bei 30%, so erreichte er 1985 33%. Im Jahr 1990 erzielte man 35% und es sind in nächster Zukunft (bis 2010) keine wesentlichen Veränderungen mehr zu erwarten [ATLAS 1997]. Im Gegensatz dazu wird der Grad der Gaserfassung von derzeit 40% in Zukunft auf möglicherweise bis zu 90% ansteigen<sup>134</sup>.

### 6.3.2.3. Klärgas

Aufgrund mangelnder Daten kann bei Klärgasanlagen ebenfalls keine zeitliche Entwicklung der Kosten angegeben werden.

Sinngemäß gilt für Klärgas Ähnliches wie für Deponiegas: die Investitionskosten hängen von den bestehenden Installationen ab. Zu den 12.000 bis 15.600 ATS/kW<sub>el</sub> (inkl. MwSt, siehe Deponiegas, BHKW) ist aber laut [Kienesberger et al. 1999] noch ein Vielfaches an zusätzlichen Kosten zu berücksichtigen, das aufgrund der zusätzlich notwendigen Einrichtungen anfällt. Die Gesamtinvestitionskosten liegen im Bereich von 160.000 ATS/kW<sub>el</sub> (inkl. MwSt). Die Aufteilung der Kosten wird von den Autoren der vorliegenden Studie ähnlich eingeschätzt, wie die von landwirtschaftlichen Biogasanlagen (vgl. Tabelle 6-4).

Bei Klärgasanlagen wird etwa 50% der erzeugten Wärme für den Betrieb des Fermenters abgezweigt. Der Rest erfährt derzeit kaum eine weitere Nutzung.

Die **Gestehungskosten**<sup>135</sup> (inkl. MwSt) liegen bei **1,3 bis 2,3 ATS/kWh<sub>el</sub>** (357 und 645 ATS/GJ<sub>el</sub>) bzw. bei ungefähr **0,6 bis 1,2 ATS/kWh<sub>th</sub>** (178 und 323 ATS/GJ<sub>th</sub>).

Bezüglich der zukünftigen Entwicklung ist - wie bei Deponiegas - festzustellen, dass es real bis 2010 zu keinen erheblichen Verbilligungen kommen wird.

### 6.3.2.4. Zusammenfassung KWK-Anlagen mit gasförmiger Biomasse

Während bei Installation von KWK-Anlagen zur Verstromung von Deponiegas aufgrund der vorgeschriebenen Gaserfassungssysteme ein großer Teil der Kosten wegfällt, betragen diese bei Bio- und Klärgasanlagen bis zu 60% der Gesamtinvestitionskosten (vgl. Tabelle 6-4). Die Kosten für „Planung / Netzanbindung / Genehmigung“ liegen bei Bio- / Klärgasanlagen im Bereich von 3-6% - die Tendenz ist – historisch gesehen - fallend.

Die Investitionskosten der KWK-Anlagen mit gasförmiger Biomasse haben in Österreich in der Vergangenheit keine wesentlichen Kostensenkungen erfahren. Während bei Biogasanlagen in Zukunft vor allem in Hinblick auf die Entwicklungen in Deutschland Verbilligungen für möglich ge-

<sup>132</sup> eigene Analysen: Investitionskosten 20.000 ATS/kW<sub>el</sub> ([Kienesberger et al. 1999] für Deponie Rautenweg) bzw. 30.000 ATS/kW<sub>el</sub>, Volllaststunden 8.000 bzw. 7.500, 5% 20a bzw. 7% 15a, Betriebskosten 2% der Investitionskosten, Brennstoffkosten 0 ATS, Kosten pro kWh aufgeteilt im Verhältnis 2/3 Strom und 1/3 Wärme;

<sup>133</sup> laut telefonischer Auskunft von JENBACHER ENERGIESYSTEME AG, 9/11/00; derzeitige Kosten für Blockheizkraftwerk (inkl. MwSt): 12.000 bis 15.600 ATS/kW<sub>el</sub>;

<sup>134</sup> siehe auch [Mairitsch, Wukovits 1997];

<sup>135</sup> eigene Analysen: Investitionskosten 160.000 ATS/kW<sub>el</sub>, Volllaststunden 7.500 bzw. 5.500, 5% 20a bzw. 7% 15a, Betriebskosten 1% der Investitionskosten, Brennstoffkosten 0 ATS, Kosten pro kWh aufgeteilt im Verhältnis 2/3 Strom und 1/3 Wärme; Kostenersparnisse durch die Vermeidung von anderweitiger Behandlung von Klärschlamm bei Einsatz der Vergärungstechnologie werden bei dieser Berechnung nicht berücksichtigt.

halten werden, ist besonders bei Deponiegasanlagen nicht mehr mit großen Kostenschnitten zu rechnen.

**Tabelle 6-4: Abschätzung der prozentuellen Aufteilung der Investitionskosten von KWK-Anlagen mit gasförmiger Biomasse**

Quelle: eigene Analysen

Kostengruppe	Bio- / Klärgas	Deponiegas
Kraft-Wärme-Kopplung <sup>136</sup>	7-14	20-40
Aufstellungsraum KWK - Anlage	2-8	6-15
Gaserzeugung (inkl. Endlager des Substrats)	35-45	-
Gaserfassung/-transport/-speicher	3-10	-
Elektroinstallationen	5	12-25
Wärmeverteilung	7-14	16-26
Planung / Netzanbindung / Genehmigung	3-6	10-20
GESAMT	100%	100%

### 6.3.3. Geothermie

Eine zeitliche Entwicklung der Investitions- und Erzeugungskosten von **Geothermieranlagen zur Stromproduktion** ist für Österreich nicht anzugeben, weil die erste Anlage mit Januar 2001 in Betrieb ging (Altheim, Oberösterreich). Ihre spezifischen Investitionskosten betragen rund 76.000 ATS/kW<sub>el</sub> (inkl. MwSt) [Öhlinger 2001]. Eine Studie über Kosten von kleinen Geothermieranlagen ( $\leq 1$  MW<sub>el</sub>) in den USA [Gawlik, Kutscher 2000] ergibt eine Bandbreite von umgerechnet 42.000 bis 78.000 ATS/kW<sub>el</sub><sup>137</sup>.

Der ATLAS – Studie [ATLAS 1997] entnimmt man, dass die Kapitalkosten von 55.000 bis 68.000 ATS/kW<sub>el</sub> im Jahr 1980 auf etwa 32.000 bis 38.000 ATS/kW<sub>el</sub> im Jahr 2000 gefallen sind. Das entspricht einer Degression auf ca. 60% des Wertes von 1980. Es wird nicht erwartet, dass bis 2010 noch weitere Senkungen der Kapitalkosten eintreten werden.

Derzeit liegen die **Stromerzeugungskosten** im europäischen Schnitt zwischen 0,9 und 1,4 ATS/kWh<sub>el</sub><sup>138</sup> (inkl. MwSt, eigene Analysen in Anlehnung an [ATLAS 1997]). Geht man jedoch von Investitionskosten von 42.000 bis 78.000 ATS/kW<sub>el</sub><sup>139</sup> aus, dann ergeben sich die Gesteigungskosten **für kleinere Anlagen** zu **1 bzw. 2,2 ATS/kWh<sub>el</sub>** (inkl. MwSt).

Aufgrund der geringen Zahl von **Geothermieranlagen zur reinen Wärmeproduktion** in Österreich (derzeit 15 Stück) lässt sich keine Aussage bezüglich der historischen Entwicklung der Kosten treffen. Die spezifischen Investitionskosten von fünf der 15 österreichischen Anlagen (zwischen 1990 und 2000 gebaut) liegen im Bereich von 7.000 und 39.000 ATS/kW<sub>th</sub>. [ATLAS 1997] sind Kapitalkosten von 4.000 bis 11.000 ATS/kW<sub>th</sub> zu entnehmen.

In [Nitsch et al.] wird [Schneider et al. 1995] mit folgender Abschätzung der Investitionskosten für Deutschland zitiert: in Abhängigkeit der Tiefe und Temperatur der Thermalwasserschicht (zwischen 1.000 m / 38°C und 4.000 m / 129°C) bzw. der installierten thermischen Leistung (2 bis 12 MW) liegen die spezifischen Investitionskosten im Bereich von 15.500 bis 32.400 ATS/kW<sub>th</sub> (exkl. MwSt, nominal), wobei davon die Kosten für Tiefenbohrungen (Doublette) zwischen 54 und 76% ausmachen können.

<sup>136</sup> ist in der Regel ein sogenanntes Blockheizkraftwerk (BHKW) auf Basis eines Gasmotors;

<sup>137</sup> umgerechnet mit Dollarkurs vom 4/7/2001: 1 US\$ = 1,18412 EURO;

<sup>138</sup> eigene Analysen: Investitionskosten 32.000 bzw. 38.000 ATS/kW<sub>el</sub>, Volllaststunden 7.000 bzw. 5.700, 5% 20a bzw. 7% 15a, Betriebskosten ca. 3.800 ATS/kW/a, Brennstoffkosten 0 ATS;

<sup>139</sup> restliche Annahmen wie im vorherigen Fall;

[Nitsch et al.] führen auch Daten von [Kaltschmitt, Wiese 1997b] an: die Energiegestehungskosten für Geothermieanlagen mit tiefen Erdwärmesonden liegen demnach im Bereich von umgerechnet 0,60 bis 1,30 ATS/kWh (inkl. MwSt) (160 bis 350 ATS/GJ<sub>th</sub>). [Neubarth, Kaltschmitt 2000] geben Wärmekosten für geothermische Nahwärmanlagen (ohne Berücksichtigung der Spitzenlastkessel) von 1,64 bis 3,23 ATS/kWh<sub>th</sub> (455 bis 897 ATS/GJ<sub>th</sub>) an. Im Fall des Einbaus einer Spitzenlastanlage ergeben sich die Kosten zu 1,35 bis 3,12 ATS/kWh<sub>th</sub> (374 bis 867 ATS/GJ<sub>th</sub>). Für Österreich ergeben sich die **Wärmegestehungskosten** nach eigenen Analysen zu etwa **0,7 – 2,1 ATS/kWh<sub>th</sub> (inkl. MwSt)**<sup>140</sup> (190 bis 594 ATS/GJ<sub>th</sub>).

#### 6.4. Flüssige Biomasse

In Österreich wird derzeit nur Biodiesel - im Allgemeinen RME (siehe Kapitel 4.4) oder AME – produziert.

Bezüglich der Kosten für Biodiesel ist festzustellen, dass Mitte September 2000 erstmalig der fossile Diesel an der Tankstelle teurer war als Biodiesel. Zwecks korrekten Vergleichs müßte man allerdings die Preise der zwei Treibstoffe auf Basis der Energieinhalte betrachten, da Biodiesel einen geringeren Heizwert besitzt als fossiler Diesel (32,9 vs. 35,6 MJ/l). Anzumerken ist außerdem, dass Biodiesel bei „reinem Einsatz“ von der Mineralölsteuer (MÖSt) befreit ist, wobei sich in dieser ungleichen Behandlung von fossilem und biogenem Diesel die unterschiedlichen Umweltwirkungen dieser Produkte widerspiegeln.<sup>141</sup>

Aus [ATLAS 1997] entnimmt man geschätzte **Herstellungskosten** für Biodiesel von 0,3 ATS/MJ (9,91 ATS/l). In [Clement et al. 1998] werden Herstellungskosten für **RME von 0,18 bis 0,24 ATS/MJ** (5,9 bis 8 ATS/l) angegeben.<sup>142</sup>

Die Handelspreise von Biodiesel sind hingegen stark von den internationalen Rohstoffmärkten abhängig und unterliegen deswegen größeren Schwankungen.<sup>143</sup> Laut [Clement et al. 1998] liegen die Kosten pro Liter Rapsöl bei 5,6 – 6 ATS/l, für hochwertiges Rapsöl betragen sie 8 ATS/l. Zur Biodieselherstellung wird möglichst Energieraps verwendet, der auf Stilllegungsflächen (man erhält dafür Stilllegungsprämien von der EU<sup>144</sup>) kultiviert wird. Auf diesen Flächen ist der Anbau von Feldfrüchten gestattet, die nicht als Nahrungsmittel verwendet werden [Clement et al. 1998].

Wenn Biodiesel aus Altfetten (=AME) erzeugt wird, dann liegen die Herstellungskosten im Allgemeinen unter denen von RME. Das ist durch die mitunter negativen Rohstoffkosten erklärbar (einige Betriebe bezahlen für Entsorgung). Der Verkaufspreis von AME schwankt zwischen 0,18 bis 0,2 ATS/MJ (5,95-6,6 ATS/l).

Die Kapitalkosten von Biodieselanlagen liegen im europäischen Durchschnitt bei 1.700 ATS/t/a [ATLAS 1997].

Der Prozeß der Umesterung war in der Vergangenheit nur mit einem Wirkungsgrad von 85 – 95% möglich, heute kann man mit modernen Anlagen nahezu 100% erreichen [ÖBI 2000].

<sup>140</sup> eigene Analysen: Investitionskosten 15.000 bzw. 32.000 ATS/kW<sub>th</sub>, Volllaststunden 3.000 bzw. 2.000, 5% 20a bzw. 7% 15a, Betriebskosten ca. 760 ATS/kW/a, Brennstoffkosten 0 ATS;

<sup>141</sup> Beimischung von Biodiesel zu fossilem Diesel: bis zu einem Biodieselanteil von 2% wird die MÖSt für den Biodieselanteil rückerstattet. Für darüber hinausgehende Beimischung ist die MÖSt ohne Rückerstattung abzuführen (seit 1/1/2001).

<sup>142</sup> In diesen Kosten sind öffentliche Förderungen in Form von Flächenprämien enthalten (Details siehe später).

<sup>143</sup> laut telefonischer Auskunft des Österreichischen Biotreibstoff Institut (ÖBI) vom 12/9/00

<sup>144</sup> Die Abhängigkeit von der Agrarpolitik der EU wird als ein Hemmnis für die Verbreitung dieser Technologie angesehen, Details dazu im Kapitel "Hemmnisse".

### 6.5. Zusammenfassung der Kosten

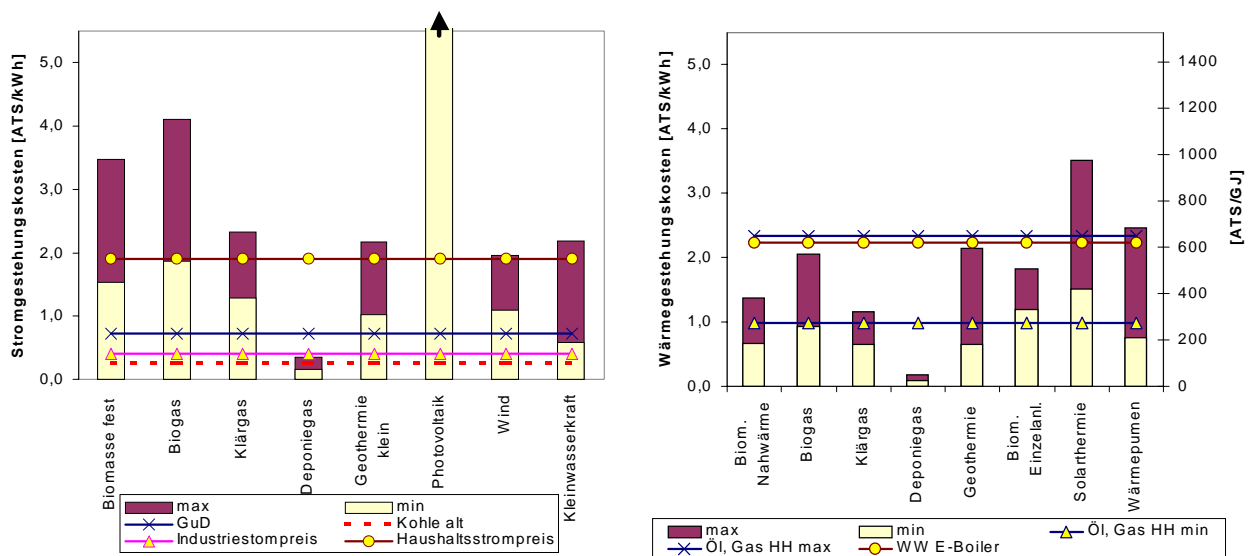
#### Übersicht

Abbildung 6-22 gibt einen Überblick betreffend die Gesteungskosten von Strom und Wärme aus erneuerbaren Energieträgern. Zum Vergleich dazu sind Kosten für konventionelle Systeme dargestellt.

Im Fall der Stromerzeugung erkennt man, dass mit Ausnahme der Kleinwasserkraft und der Stromerzeugung aus Deponiegas keine der erneuerbaren Energieträger mit GuD-Kraftwerken oder abgeschriebenen Kohlekraftwerken (z.B. in Deutschland) konkurrieren kann.

Betrachtet man die Wärmeerzeugung, dann sind Erneuerbare im Vergleich zu Öl- bzw. Gasheizungssystemen in Haushalten, aber auch zur Warmwasserbereitung mittels Elektroboiler, durchaus konkurrenzfähig. Wie im Fall der Stromerzeugung stellen Deponiegasanlagen die billigste Option dar (Details siehe Kapitel 6.3.2.2).

Tabelle 6-5 gibt einen Überblick über die spezifischen Investitionskosten, Brennstoffkosten und Gesteungskosten der erneuerbaren Technologien (Details siehe betreffende Kapitel).



**Abbildung 6-22: Gesteungskosten (inkl. MwSt) von Technologien zur Nutzung Erneuerbarer Energien im Vergleich**<sup>145</sup>

Quelle: eigene Analysen, Details siehe entsprechende Kapitel

Zum Vergleich dazu sind die Stromeinspeisetarife im Anhang zu finden. Die Voraussetzungen und Anforderungen in den Einspeise-Verordnungen sind von Bundesland zu Bundesland sehr unterschiedlich. Allgemein lässt sich sagen, dass im Sommer meist niedrigere Tarife angeboten werden als im Winter. Außerdem werden Anlagen mit größerer Leistung (in manchen Fällen wird ein Leistungspreis ausbezahlt) bzw. auch ältere Anlagen üblicherweise weniger bis gar nicht unterstützt. Manchmal wird auch unterschieden, ob der zusätzliche Strom zur Erreichung des 3 % - Ziels (bis 1.10.2005, lt. EIWOG Novelle) notwendig ist, oder nicht. Grundsätzlich werden Volleinspeiser mit höheren Tarifen belohnt.

<sup>145</sup> **GuD:** Investitionskosten 8.000 ATS/kW<sub>el</sub>, 5% 20a bzw. 7% 15a, spezifische Betriebskosten aufgrund der großen Variationen bei den Brennstoffkosten vernachlässigt, Brennstoffkosten 0,10 bzw. 0,24 ATS/kWh, Wirkungsgrad 58% bzw. 55%;

**Kohle:** nur variable Kosten eines alten Kohlekraftwerks in Deutschland;

**Tabelle 6-5: Kosten (inkl. MwSt) von Technologien zur Nutzung Erneuerbarer Energien im Vergleich**

Quelle: eigene Analysen, Details siehe entsprechende Kapitel

Technologie		Spezifische Investitions-kosten	Spezifische Investitions-kosten	Brennstoff-kosten	Gestehungs-kosten Strom	Gestehungs-kosten Wärme
		ATS/kW <sub>el</sub>	ATS/kW <sub>th</sub> ATS/m <sup>2</sup> <sup>146</sup>	ATS/kWh Heizwert	ATS/kWh <sub>el</sub>	ATS/kWh <sub>th</sub>
Photovoltaik	min	101.808		0	9,08	-
	max	110.160		0	15,12	-
Wind	min	14.760		0	1,08	-
	max	14.760		0	1,96	-
Kleinwasserkraft neu	min	36.000		0	0,58	-
	max	108.000		0	2,18	-
Biomasse Verstromung <sup>147</sup>	min	22.000		0,19 <sup>148</sup>	1,53	siehe Nahw
	max	33.000		0,38	3,48	siehe Nahw
Biogas	min	160.000		0	1,87	0,94
	max	160.000		0	4,11	2,05
Klär gas	min	160.000		0	1,28	0,64
	max	160.000		0	2,32	1,16
Deponie gas	min	20.000		0	0,17	0,08
	max	30.000		0	0,35	0,17
Geothermie Strom	min	42.000		0	1,03	siehe unten
	max	78.000		0	2,17	siehe unten
Geothermie Wärme	min		15.000	0	siehe oben	0,66
	max		32.000	0	siehe oben	2,14
Biomasse Nahwärme	min		11.000	0,19 <sup>149</sup>	-	0,66
	max		11.000	0,38	-	1,37
Biomasse Einzelanlagen	min		13.200	0,38 <sup>150</sup>	-	1,19
	max		13.200	0,48	-	1,83
Solarthermie	min		7.000	0	-	1,52
	max		10.000	0	-	3,51
Wärmepumpen	min		8.040	0,8	-	0,76
	max		29.400	1,5	-	2,47

Vergleich Pellets – Ölkessel

Pellets weisen in ihrer Handhabung ähnliche Eigenschaften auf wie Heizöl: die "Tanks" können vergleichbar einfach beschickt werden und die Verbrennung und Brennstoffzufuhr laufen automati-

<sup>146</sup> Solarthermie: Investitionskosten pro m<sup>2</sup> Kollektorfläche;

<sup>147</sup> Die spezifischen Investitionskosten enthalten nur die für die Stromerzeugung zusätzlich erforderlichen Investitionskosten.

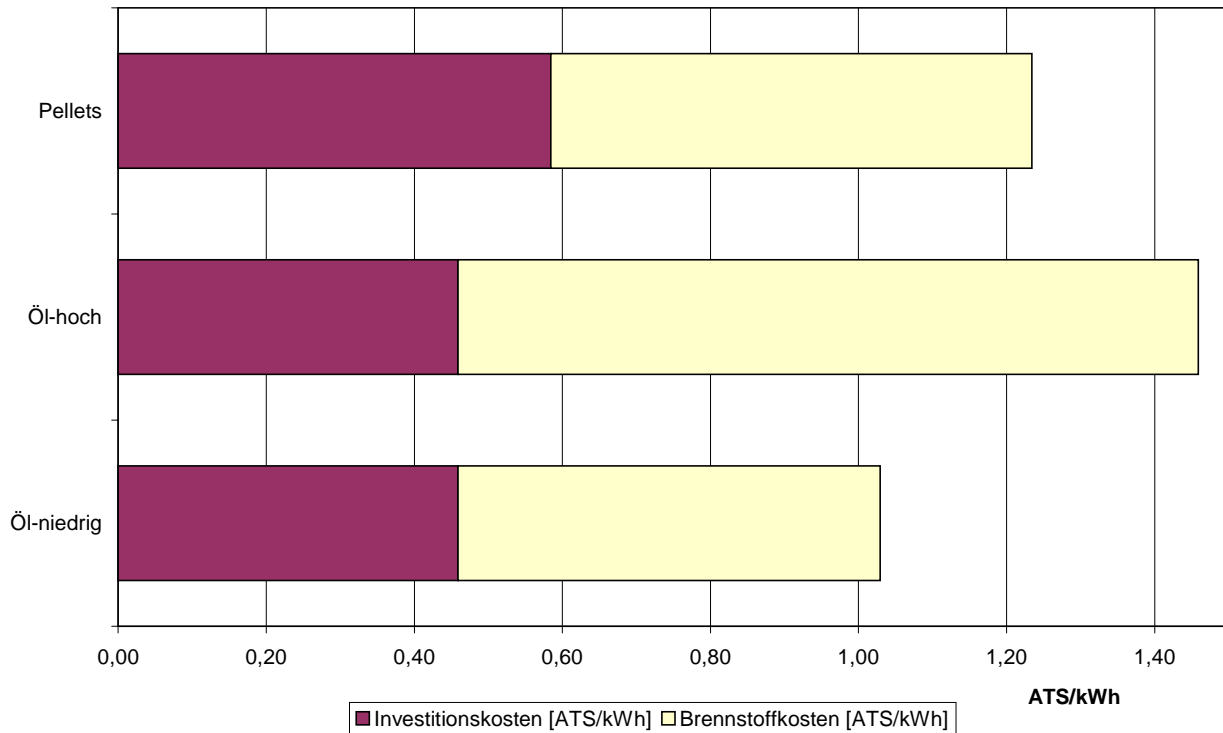
<sup>148</sup> Als Brennstoff wurden einmal Sägenebenprodukte (min), das andere Mal Waldhackgut (max) gewählt, da das Potential des billigeren Brennstoffes in naher Zukunft ausgeschöpft sein wird.

<sup>149</sup> Die Brennstoffe sind die selben wie bei der Biomasse-Verstromung.

<sup>150</sup> Als Brennstoff wurden einmal Waldhackgut, das andere Mal Pellets (teurer) gewählt. Der Preis für Stückholz liegt in diesem Bereich.

siert ab. Auch bezüglich der Wärmegestehungskosten können Pellets-Heizungen mit Ölöfen konkurrieren.

Zum Vergleich (vgl. Abbildung 6-23) werden der minimale und der maximale Ölpreis des Zeitraums 6.1.1998 und 11.9.2000 [OMV 2000] bzw. der durchschnittliche Preis für Pellets herangezogen. Die Investitionskosten sind auf die Lebensdauer der Anlagen (25a) umgelegt und auf die jährlich produzierte Wärmemenge bezogen.



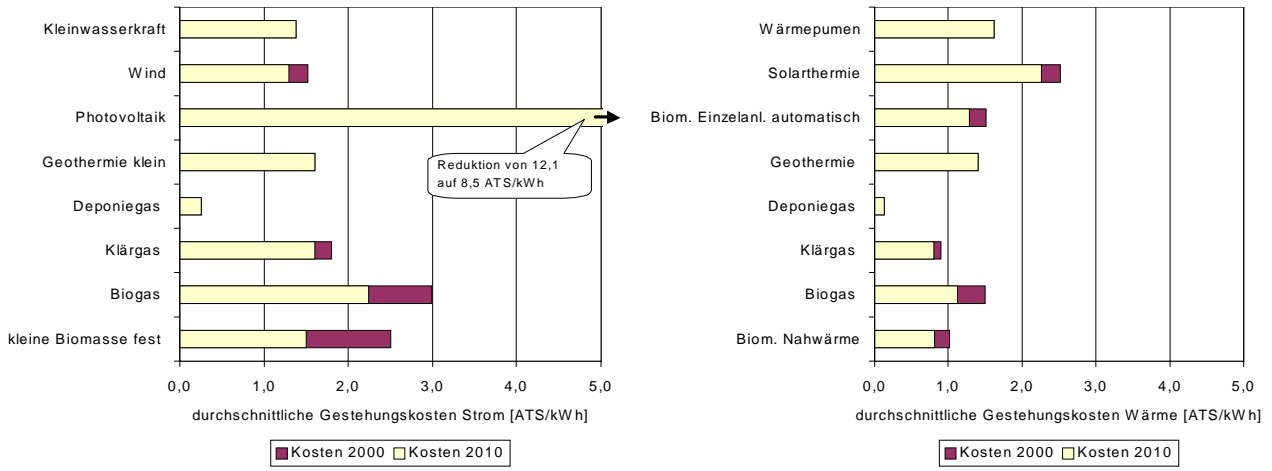
**Abbildung 6-23: Prinzipieller Vergleich der Wirtschaftlichkeit von Heizsystemen (Pellets vs. Öl)<sup>151</sup>**

#### Kostensenkungspotentiale der Technologien

In der folgenden Abbildung 6-24 werden die durchschnittlichen Gestehungskosten von erneuerbaren Energieträgern des Jahres 2000 den erwarteten Kosten im Jahr 2010 gegenübergestellt. Das weitaus größte Reduktionspotential besitzen Technologien zur Verstromung von fester Biomasse (Kleinanlagen -40%). Auch bei Photovoltaikanlagen rechnen die Autoren mit einer Senkung von 30% gegenüber dem Jahr 2000. Die Stromerzeugung und Wärmeerzeugung in Biogasanlagen wird sich voraussichtlich ebenfalls erheblich verbilligen (-25%), genauso wie die Wärmeproduktion in Nahwärmanlagen (-20%).

Keine Kostensenkungspotentiale gegenüber dem heutigen Stand werden hingegen bei Wärmepumpen, Kleinwasserkraftwerken, Geothermie- und Deponiegasanlagen gesehen.

<sup>151</sup> Annahmen: Investitionskosten: Ölkessel: 110.000 ATS, Pelletskessel 140.000 ATS; 5% 25 Jahre; Wärmemenge 17.000 kWh; Wirkungsgrad Öl: 70%, Pellets 62%; Kosten Energieträger: Öl 0,42 (15.12.1998) bzw. 0,78 ATS/kWh (11.9.2000) [OMV 2000], Pellets 0,4 ATS/kWh;



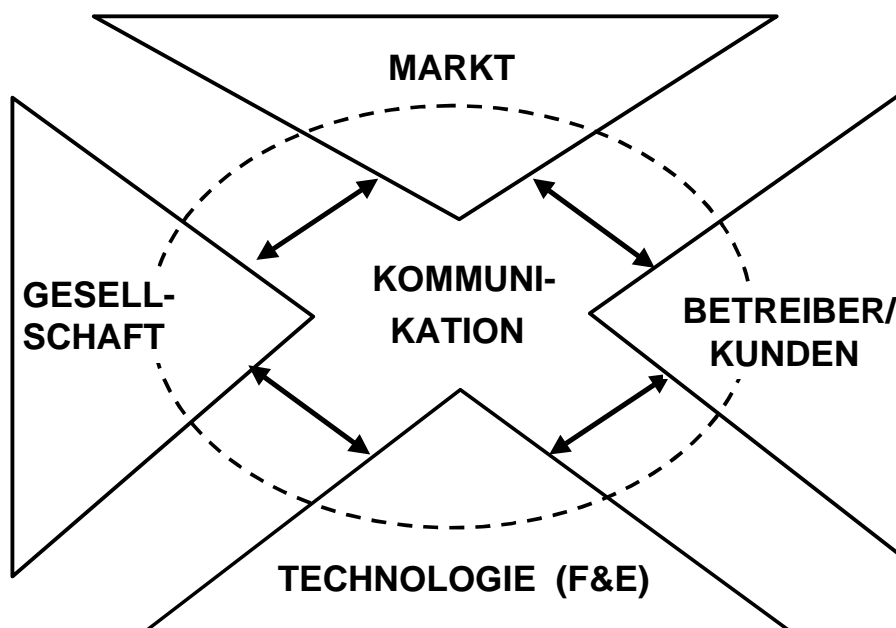
**Abbildung 6-24: Durchschnittliche Gesteherungskosten im Vergleich 2000 vs. 2010**

Quelle: eigene Analysen

## 7. Derzeitige Hemmnisse für eine stärkere Verbreitung von NEET

Derzeit existieren zahlreiche Barrieren, die eine stärkere Verbreitung von NEET "bremsen". Das Ziel dieses Kapitels ist es, die bestehenden Hemmnisse für eine stärkere Marktdurchdringung zu identifizieren und darauf aufbauend in Kapitel 10 geeignete Strategien und Maßnahmen zur Überwindung dieser Hemmnisse abzuleiten. Um die möglichen Hemmnisse systematisch zu erfassen, werden zunächst die zentralen Aktionsfelder ermittelt. Diese sind (vgl. Abbildung 7-1):

- Betreiber/Investor/ Nutzer: Wirtschaftlichkeit, Zahlungsbereitschaft, Informationsstand;
- Technologie: F&E, Systemoptimierung, Standardisierung;
- Gesellschaft: Politik, Verwaltung, Öffentlichkeit;
- Markt: Systemanbieter, Marketingaktivitäten, Produktinformation, Katalysatoren;



**Abbildung 7-1: Aktionsfelder für die Identifikation von Hemmnissen und darauf aufbauend die Ableitung von Maßnahmen**

Im Folgenden werden zuerst allgemein die möglichen Hemmnisse in den einzelnen Aktionsfeldern beschrieben. Anschließend werden für die einzelnen Technologien – aufgeschlüsselt nach den oben definierten Aktionsfeldern – die Hemmnisse näher analysiert. Eine Bewertung der Hemmnisse wird schließlich in der Zusammenfassung dieses Kapitels vorgenommen.

### 7.1. Allgemeine Übersicht

#### Betreiber/Investor/Nutzer:

In diesem Aktionsfeld werden sowohl die Probleme potentieller Betreiber als auch der Konsumenten von Nutzenergie bzw. Energiedienstleistungen analysiert. Die folgenden potentiellen Hemmnisse sind typisch für diese Kategorie:

- Hohe Investitionskosten / schlechte Wirtschaftlichkeit

Aus der Sicht der Konsumenten sind Technologien oft unwirtschaftlich und absolut betrachtet zu teuer und nicht erschwinglich.

- Informationsmangel  
Auch wenn eine tendenziell hohe Zahlungsbereitschaft für umweltfreundliche Technologien existiert, wird diese oft aufgrund mangelnder Information nicht ausgeschöpft.
- Unsicherheit über die technische Ausgereiftheit  
Viele Konsumenten mißtrauen Technologien basierend auf NEET in bezug auf ihre technischen Eigenschaften.

### **Technologie:**

Dieses Aktionsfeld umfaßt jene Hemmnisse die auf technische Aspekte zurückzuführen sind und die im Wesentlichen die Bereiche Forschung, Entwicklung, Standardisierung (Normung), technische Garantien und Gewährleistungen betreffen. Die wichtigsten möglichen Hemmnisse in diesem Aktionsfeld sind:

- Optimierung der Systeme unzureichend  
(z. B. Leistung der Umwälzpumpe bei solar-thermischen Kollektoren nicht optimal an die Kollektorleistung angepaßt);
- Keine standardisierten Kompaktsysteme  
(z. B. gibt es keine PV-Kompaktanlagen zu kaufen, die nach dem Motto „Plug and play“ funktionieren);
- Geringe Zuverlässigkeit  
Das System ist sehr fehleranfällig, fällt oft aus und muß häufig gewartet werden;
- Geringe Effizienz der Umwandlung  
Bezogen auf die verfügbare Primärenergie wird nur ein geringer Anteil in End- oder Nutzenergie umgewandelt;
- Sicherheitsprobleme  
z.B. bei der Verwendung von PV-Modulen als architektonisches Element;
- Technische Probleme der Netzeinspeisung  
Kein standardisiertes Interface vorhanden;

### **Gesellschaft:**

Diesem Aktionsfeld werden jene Hemmnisse zugeordnet, die die Öffentlichkeit, die öffentliche Verwaltung, Behörden und die Politik betreffen. Dazu zählen beispielsweise:

- Öffentliche Akzeptanz  
z. B. kann bei der Errichtung neuer Wind- oder Wasserkraftwerke (lokaler) Widerstand der Bevölkerung ein beträchtliches Hemmnis darstellen;
- Umweltnutzen nicht belohnt  
Es existieren Verzerrungen bei den Preisen da positive oder negative externe Kosten nicht reflektiert werden.
- Hohe Transaktionskosten durch langwierige Genehmigungsverfahren
- Umweltauflagen
- Hohe Transaktionskosten durch komplexe undurchsichtige Förderstrukturen
- Öffentliche Schulausbildung  
Verzerrungen in der Darstellung einzelner Technologien;

### **Markt:**

In diesem Aktionsfeld werden all jene Aspekte behandelt, die die Interaktionen auf Märkten betreffen.

Wichtige typische Hemmnisse sind:

- Hohe Transaktionskosten zur Produktinformationsbeschaffung

Es ist schwierig und mühsam eine repräsentative Zahl von Anbietern ausfindig zu machen und die gewünschten Produktinformationen zu bekommen;

- Geringe Transparenz des Marktes

Unterschiedliche Angebote sind schlecht vergleichbar;

- Keine Wettbewerbspreise

durch lokale Monopole führen zu Kosten einer Technologie, die beträchtlich über dem Wettbewerbspreis liegen können;

- ökonomische Ineffizienzen bei der Fertigung

- Marketingprobleme

Mangelhaftes Marketing führt zur Vernachlässigung einzelner Marktsegmente. So werden z.B. Mehrfamilienhäuser und öffentliche Gebäude von Sonnenkollektoranbietern bis jetzt weitgehend vernachlässigt;

- Kommunikationsprobleme innerhalb des Marktes

Vor allem zwischen Firmen, Wohnbaugesellschaften und Finanzierungsgesellschaften gibt es häufig Sprach- und Kontaktprobleme;

**Kommunikation:**

Letztendlich gibt es eine Reihe von die bisher beschriebenen Aktionsfelder übergreifenden Barrieren, typischerweise Kommunikationsprobleme. Dazu gehören beispielsweise:

- Technologie – Konsumenten

Die Technologieentwickler gehen nicht oder nur wenig auf tatsächliche Konsumentenwünsche ein;

- Markt – Konsumenten

Die Firmen bieten zuwenig Information, es kommt kein effizienter Info - austausch zustande;

- Markt – Technologie

Viele Firmen schaffen es nicht, ihre Probleme den Forschern, Entwicklern und Produzenten näherzubringen.

## **7.2. Reine Stromproduktion**

### **7.2.1. Photovoltaik**

#### Betreiber/Investor/Nutzer

- hohe Investitionskosten, die im Vergleich zu anderen Technologien zur Nutzung Erneuerbarer zu Stromgestehungskosten führen, die nicht konkurrenzfähig sind (mit Ausnahme der Inselanlagen);

#### Technologie

- ungenügende Standardisierung, Mangel an Kompaktanlagen;
- geringe Effizienz der Umwandlung bezogen auf die verfügbare Primärenergie ("Performance ratio");
- Sicherheitsprobleme bei der Verwendung von PV-Modulen als architektonisches Element;
- Speicherungsproblematik bei autarken Anlagen;

#### Gesellschaft

- hohe Transaktionskosten durch existierende Förderstrukturen: aufgrund der für Haushalte hohen Investitionskosten ist eine langfristige Garantie der Einspeisetarife eine wichtige Bedingung für den weiteren Ausbau; liegt in Kärnten der Tarif bei bis zu 10 ATS/kWh (siehe Anhang), so

blieb der Erfolg dieser zweifelsohne hohen Vergütung hinter den Erwartungen zurück, weil ihr langfristiges Bestehen von den potentiellen Betreibern angezweifelt wurde<sup>152</sup>.

### Markt

- geringe Transparenz des Marktes

### Kommunikation

- mangelndes Wissen der Akteure über die Möglichkeiten der "building integrated PV-systems" bzw. "PV-Module als Bauelemente";

## **7.2.2. Windenergie**

### Betreiber/Investor/Nutzer

- hohe Anschlußkosten: mitunter können die Anschlußkosten an das Netz an abgelegenen Standorten 6% der Investitionskosten ausmachen [Kaltschmitt, Wiese 1997b]. [Schwenk, Rehfeldt 1999] hingegen schätzen diesen Anteil auf rund 13,2%.<sup>153</sup> Bezüglich der Gesamtkosten steht die Windkraft im Vergleich mit anderen Technologien zur Nutzung Erneuerbarer allerdings verhältnismäßig gut da.

### Technologie

- Eis- oder Rauhreifbildung auf den Rotorflächen werden noch nicht hinreichend beherrscht. Auch das Auftreten von Interferenzen mit elektromagnetischen Kommunikationssystemen ist noch nicht genügend erforscht und könnte zu Problemen beim weiteren Ausbau führen.

### Gesellschaft

- mangelnde Akzeptanz der Bevölkerung nahe von Wohngebieten und in Tourismusregionen: Es wird unter anderem über auftretenden Lärm und Belästigung durch Lichteffekte geklagt. Weitere Argumente sind die Verunstaltung der Umgebung und der Tod von Vögeln, die in Reichweite der Rotoren geraten (letzteres hat sich in Deutschland bei Offshore-Anlagen nicht bestätigt.). Die öffentliche Akzeptanz stellt vor allem bei einer zukünftigen starken Forcierung dieser Technologie eine wichtiges potentielles Hemmnis dar.
- hohe Transaktionskosten bei der Förderung: Es gab es in der Vergangenheit zuweilen Probleme bei der Auszahlung des Investitionszuschusses durch die *Kommunalkredit Austria*. Die Förderstelle verlangt einen Nachweis über garantierte Einspeisetarife für einen bestimmten Zeitraum, den der zuständige Energieversorger zu geben hat. Die Garantien wurden allerdings zeitweise von der *Kommunalkredit Austria* nicht akzeptiert, da sie zum Teil mangelhaft waren. Das führte in der Folge zu Verzögerungen und Verunsicherung.
- hohe Transaktionskosten durch Genehmigungsverfahren: die Genehmigung von Anlagen ist von Bundesland zu Bundesland unterschiedlich und mitunter von den Ansichten der lokalen Behörden - innerhalb eines vorgegebenen Ermessensspielraums - abhängig. Es fehlt ein nationaler Flächenwidmungsplan, in dem potentielle Nutzungsflächen für Windanlagen ausgewiesen werden.

---

<sup>152</sup> persönliche Auskunft G. Faninger, August 2000;

<sup>153</sup> Wie in Kapitel 6.1.2 angeführt, sind die Ergebnisse dieser Studie auf Österreich übertragbar.

### 7.2.3. Kleinwasserkraft

#### Betreiber/Investor/Nutzer

- hohe Investitionskosten: eine bedeutende Barriere für den Neubau von Kleinwasserkraftwerken sind die hohen Investitionskosten.

#### Technologie

- Standardisierung nur schwer möglich: einzelne Kleinwasserkraftwerke zeichnen sich durch eine gewisse Individualität aus. Somit ist eine Standardisierung sämtlicher Komponenten, die die Investitionskosten verringern würde, schwer möglich.

#### Gesellschaft

- Verunsicherung über zukünftige Fördermodalitäten: es herrscht derzeit große Verunsicherung im Zusammenhang mit dem geplanten Zertifikatshandel im Rahmen des EIWOG 2000.
- Ungleichstellung gegenüber Ökostromanlagen: ein weiterer aktueller Kritikpunkt, der sich auf das EIWOG 2000 bezieht, ist, dass Kleinwasserkraftwerke bezüglich der Abnahmepflicht von produziertem Strom den Ökostromanlagen nicht gleichgestellt sind.
- mangelnde öffentliche Akzeptanz: in den 90er Jahren hat sich gezeigt, dass vor allem auch die mangelnde öffentliche Akzeptanz für neue Wasserkraftwerke eine weitere Entwicklung behindert. Aus Sicht der „Gegner“ bedeutet der Bau eines Kleinwasserkraftwerks einen massiven Eingriff in das bestehende Ökosystem. Bei Flüssen und Bächen, die zu gewissen Jahreszeiten nur sehr wenig Wasser führen, kann bei Ausleitungskraftwerken der Restabfluß in Entnahmestrecken zu gering sein und damit die Fauna und Flora beeinträchtigen. Weiters werden Fische in ihren Wanderungen gestört (Abhilfe durch Fischaufstiegshilfen) und der Transport von Geschiebe kann temporären Behinderungen unterworfen sein.
- zu komplexe Umweltauflagen aus Sicht der „Betreiber“ der Kleinwasserkraftwerke: es wird kritisiert, dass der Gesetzgeber zu komplexe Umweltauflagen bzw. wasser- und baurechtliche Genehmigungsverfahren vorsieht.
- hohe Transaktionskosten: Zum Teil unterschiedliche Behörden (Land, Bezirkshauptmannschaften, Bürgermeister) haben in der Vergangenheit oft zu inhaltlichen Abstimmungsdifferenzen, zeitlichen Verzögerungen und auch zu Rechtsunsicherheiten geführt.

Im Fall von Revitalisierungen stellen die Investitionskosten kein vergleichbar großes Hemmnis dar, wie bei Neubauten. Auch die öffentliche Akzeptanz ist in diesem Fall kein Problem. Hohe Transaktionskosten hingegen (siehe oben unter „Gesellschaft“), bedeuten ein wesentliches Hemmnis für diese Technologie.

Es bestehen neben den oben skizzierten Barrieren auch *natürliche Hemmnisse* der Nutzung von Kleinwasserkraft, die geographisch bedingt sind und sich im Verhältnis der Aufbringung Sommer versus Winter niederschlagen. Bei Kleinwasserkraftwerken im Gebirge, die vorwiegend durch die Hochdrucktechnologie mit geringeren spezifischen Kosten gekennzeichnet sind, liegt der beträchtlich größere Anteil der Aufbringung in den nachfrageärmeren Sommermonaten. Im Gegensatz dazu kann in flacheren Regionen, in denen Kleinwasserkraftwerke mit Niederdrucktechnologie mit höheren spezifischen Kosten zum Einsatz kommen, ein ausgeglicheneres Aufbringungsprofil über das Jahr erzielt werden, das ökonomisch „attraktiver“ vermarktet werden kann.

### 7.3. Reine Wärmeproduktion

#### 7.3.1. Feste Biomasse

Bevor die für Biomasse-Kleinanlagen und Biomasse-Nahwärmanlagen spezifischen Hemmnisse behandelt werden, sind im Folgenden die Barrieren dargestellt, die allen Biomasse-Technologien gemeinsam sind:

##### Technologie

- Neue Technologien zur ökologisch verträglichen und dennoch rationellen Bereitstellung großer Biomasse-Mengen finden zu wenig Einsatz.

##### Gesellschaft

- mangelnde Vorbildwirkung der öffentlichen Hand: in öffentlichen Gebäuden findet bislang Biomasse als Energieträger kaum Verwendung und damit wird auch keine Vorbildwirkung ausgeübt.

##### Markt

- geringe Transparenz des Marktes: der bestehende weitgehend informelle Markt für Biomassebrennstoffe trägt zur Verunsicherung der Kunden bei und erschwert nicht zuletzt deshalb die Verbreitung dieser Technologie. Eine Ausnahme stellen hier die Pellets dar, für die sich in den letzten Jahren ein funktionierender Markt gebildet hat (einerseits Angebote in Baumärkten etc. und andererseits Direktlieferung durch die Produzenten).
- mangelnde Brennstofflogistik: die logistischen Systeme zum Vertrieb der Biomassebrennstoffe bedürfen einer Weiterentwicklung und Verbesserung.

Im Folgenden wird zwischen Kleinanlagen und Nahwärmanlagen unterschieden:

##### 7.3.1.1. Biomasse-Kleinanlagen

##### Betreiber/Investor/Nutzer

- hohe Investitionskosten, speziell von automatischen Anlagen bzw. durch Überdimensionierungen (siehe später);

##### Technologie

- mangelnde Technologie: Fehlen von Anlagen mit kleineren Heizlasten (unter 10 kW) bzw. solcher, die ein einfaches Kombinieren mit einer Solaranlage ermöglichen;
- mangelnde Standardisierung: die Technologie wird in ihrer Ausbreitung durch starke Streubreiten bei der Qualität sowohl der Kessel als auch des Brennstoffes behindert.

##### Gesellschaft

- nicht zielführende Fördersysteme: die bestehenden Fördersysteme führten in der Vergangenheit zum Teil zu überdimensionierten Anlagen (vgl. [Haas, Kranzl 2000b]). Daneben sind finanzielle Anreize im Bereich der Wohnbauförderung als nicht ausreichend einzustufen, um die Wohnbauträger zum Einbau einer Biomasseanlage zu bewegen. Das Fehlen einer expliziten Förderung von Regelungseinrichtungen<sup>154</sup> bewirkt, dass eine zu geringe Zahl dieser Regelungen eingebaut wird.

---

<sup>154</sup> z.B. Lambda-Sonde, welche auch bei unzureichender Brennstoffqualität und Teillast ein gutes Emissionsverhalten sicherstellt;

### Markt

- Direktvertrieb der Anlagen durch kleine Kesselhersteller führt teilweise zu einer ablehnenden Haltung der Installateure gegenüber Biomasseanlagen;

### Kommunikation

- mangelnde Kooperation zwischen den bestehenden - in der Produktion der Anlagen angesiedelten - (Klein-)Unternehmen;
- mangelnde Kommunikation mit Installateuren: Installateure besitzen häufig zu wenig Erfahrung bei der Auslegung und Dimensionierung der Anlagen. Das führt in vielen Fällen zu Überdimensionierung und damit zu erhöhten Investitionskosten (vgl. [Haas, Kranzl 2000b]). Außerdem hat es teilweise eine ablehnende Haltung oder Unsicherheit bezüglich der neuen Technologien von seiten der Installateure zur Folge;
- mangelnde Kommunikation zwischen Unternehmen und Konsumenten: das Durchführen einer systematischen Marktforschung zur Entwicklung von Produkten, die besser an die Anforderungen der Kunden herankommen, findet kaum statt.

#### 7.3.1.2. Nahwärme

##### Betreiber/Investor/Nutzer

- schlechte Wirtschaftlichkeit: in der Vergangenheit sahen sich manche Anlagen mit Engpässen bei billigen Rohstoffen, d.h. Sägenebenprodukten, konfrontiert. Zusammen mit erhöhten Investitionskosten (aufgrund von Überdimensionierungen) führte dies zu hohen Wärmegestehungskosten.
- Informationsmangel: der Informationsstand potentieller Investoren (Gemeinden, bäuerliche Genossenschaften,..) über die Wirtschaftlichkeit, technologischen Möglichkeiten und die strukturellen Voraussetzungen (z.B. Wärmedichte des zu versorgenden Gebietes) ist als unzureichend anzusehen.

##### Gesellschaft

- nicht zielführende Fördersysteme: auch bei Nahwärmanlagen ist es in der Vergangenheit aufgrund der Förderpraxis zu Überdimensionierungen gekommen (vgl. [Haas, Kranzl 2000b]).
- geringere Akzeptanz durch Konkurrenz zu Gas: in zunehmendem Maße stellt der Ausbau des Gasnetzes ein Hemmnis für neue Nahwärmeversorgungssysteme dar. Da Gas als leitungsgebundener Energieträger den Kunden ein ähnliches Komfort-Niveau bietet, besteht im Allgemeinen eine geringere Akzeptanz von seiten der Bevölkerung und der Gemeindepolitik für Biomasse-Nahwärme.

### Markt

- Zu geringe Marketingaktivitäten und unprofessionelles Vorgehen führte in einigen Fällen zu Wärmepreisen, die unter den Gestehungskosten lagen, und machten damit den wirtschaftlichen Betrieb einer Anlage unmöglich.

#### 7.3.2. Solarthermie

##### Betreiber/Investor/Nutzer

- Informationsmangel bei Konsumenten: 3 von 10 kennen den Unterschied zwischen PV und Solarthermie nicht [Market 2000];
- mangelnde Wirtschaftlichkeit speziell bei Kleinanlagen für Raumheizung;

### Technologie

- teilweise mangelnde Standardisierung / Mangel an Komplettsystemen (z.B. überdimensionierte Pumpen);
- mangelnde Technologie für Mehrfamilienhäuser: es fehlen abgestimmte Systeme zur Einbindung in Fernwärmesysteme bzw. mögliche Anbindungen zur Kesselregelung, Speichermanagement etc.

### Gesellschaft

- Vorschriften im Rahmen der Raumplanung und -ordnung verhindern in manchen Fällen den optimalen Einsatz der Anlagen;
- mangelnde Vorbildwirkung der öffentlichen Hand: die Potentiale auf öffentlichen Gebäuden werden zu wenig genutzt. Dadurch wird eine mögliche Vorbildfunktion durch öffentliche Institutionen ungenügend wahrgenommen.

### Markt

- geringe Markttransparenz bei Solaranlagen zur Raumheizung;
- Marketingproblem: von seiten der Produzenten wird zu wenig in Richtung Erschließung neuer Marktsegmente getan (etwa Industrie und Gewerbe). Es existieren bezüglich neuer Segmente keine umfassenden Studien;

### Kommunikation

- Defizit bezüglich Weitergabe von Informationen seitens der Industrie<sup>155</sup>: die Möglichkeit der optimalen architektonischen Integration mit all ihren Vorteilen wird unter anderem zu wenig genutzt. Installateure raten den Kunden häufig wegen hoher Anschaffungskosten von Solaranlagen ab [Market 2000].
- mangelnde Kenntnisse für eine „*energie-ökonomische Planung*“, d.h. eine Planung, die das Maximum aus einem Kollektor herausholt und gleichzeitig einen möglichst hohen Solaranteil erreicht;

## **7.3.3. Wärmepumpen**

### Betreiber/Investor/Nutzer

- hohe Investitionskosten;

### Technologie

- teilweise mangelnde Standardisierung;

### Gesellschaft

- hohe Transaktionskosten für Erd- und Wasserwärmepumpen: es sind komplexe behördliche, insbesondere wasserrechtliche, Auflagen bei der Installation zu erfüllen;

### Markt

- geringe Transparenz bei den Wärmepumpentarifen bzw. den Konditionen für den Erhalt der verbilligten Stromtarife von seiten der EVU: häufig sind die „verbilligten“ Betriebsstunden vom Tageszeitpunkt abhängig bzw. die Summe der Stunden ist beschränkt;

---

<sup>155</sup> Nur ein Fünftel der befragten Dachdecker und Wohnbaugenossenschaften und nicht einmal ein Drittel der Architekten fühlen sich von der Industrie „sehr gut“ über Solarenergie informiert [Market 2000]. Laut dieser Studie wendet sich die Industrie eher an die „Häuslbauer“ als an die Professionisten.

- Informationsmangel / mangelnde Ausbildung bei Installateuren und Planungsunternehmen: es ist häufig nicht bekannt, dass es Standardwerke für energieeffiziente Wärmepumpenanlagen gibt.<sup>156</sup>

## 7.4. Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen

### 7.4.1. Feste Biomasse

Wie bereits einleitend in Kapitel 7.3.1 erläutert, gibt es unter anderem in der Biomasse-Brennstoff-Versorgung noch Probleme, die es zu bewältigen gilt. Die in Österreich mangelnde Verfügbarkeit billigen Brennstoffs in ausreichenden Mengen stellt v. a. für große Anlagen eine wesentliches Hemmnis dar.<sup>157</sup>

Im Folgenden wird auf für diese Technologie spezifische Barrieren eingegangen:

#### Betreiber/Investor/Nutzer

- teilweise hohe Investitionskosten: die Investitionskosten von Kleinanlagen sind - nicht zuletzt aufgrund der geringen Zahl der bis dato installierten Projekte – derzeit noch zu hoch, um konkurrenzfähig zu sein. Dies gilt nicht für Großanlagen, die - wie in Kapitel 6.3.1 angeführt – zum Teil bereits wettbewerbsfähig betrieben werden können.
- Mangel an Erfahrung v.a. im Bereich von kleineren Kompaktsystemen<sup>158</sup>;
- Informationsmangel der Akteure bezüglich Kosten, Technologien und Brennstoffverfügbarkeit;

#### Technologie

- zu geringe Wirkungsgrade bzw. Stromkennzahlen bei Biomasse-KWK Kleinanlagen
- verhältnismäßig große Rauchgasentwicklung (im Vergleich zu fossilen Kraftwerken)<sup>159</sup> und Probleme durch Korrosion;
- Die Entwicklung vielversprechender Technologien - wie der Vergasung - geht allgemein zu zögerlich voran.

#### Gesellschaft

- nicht zielführende Fördersysteme: die existierende Fördersituation führte häufig zu überdimensionierten und damit teuren Anlagen. Aus Sicht der **Betreiber** fehlt eine langfristige Förderstrategie
- mangelnde Akzeptanz der Öffentlichkeit v.a. bei Großanlagen;
- hohe Transaktionskosten durch - aus Sicht der **Betreiber** - zu komplexe Umweltauflagen;

### 7.4.2. Gasförmige Biomasse

#### 7.4.2.1. Biogas

##### Betreiber/Investor/Nutzer

- hohe Investitionskosten: die Anlagen werden derzeit noch einzeln konzipiert;<sup>160</sup>

<sup>156</sup> persönliche Auskunft G. Faninger, 4/2001;

<sup>157</sup> siehe Kapitel 5.4;

<sup>158</sup> Anlässlich des Expertenforums am 18/10/2000 (Wiener Stadtwerke) berichtete ein Vertreter von „Austrian Energy“, dass sein Unternehmen durchaus das Know-how besitzt, große Anlagen (z.B. 120 MW<sub>el</sub>) herzustellen. Diese werden allerdings nur im Ausland abgesetzt.

<sup>159</sup> in diesem Zusammenhang sind vor allem die hohen CO, NO<sub>x</sub> und Staubemissionen problematisch;

- Informationsmangel bei den Betreibern/Planern: bei der meistens nicht ausreichend detaillierten Planung von Biogasanlagen wird häufig die Problematik der Überschußwärme – v.a. im Sommer – zu wenig berücksichtigt. Das führt beim tatsächlichen Betrieb zu einer niedrigeren Rentabilität als erwartet und zu einer Verlängerung der Amortisationsdauer. Außerdem werden die empfohlenen Wartungsintervalle für Gasmotoren von den Betreibern nicht immer eingehalten. Dadurch ist nicht immer ein optimaler Betrieb nicht gewährleistet.

### Technologie

- mangelnde Standardisierung: die Anlagen werden derzeit noch einzeln konzipiert;

### Gesellschaft

- nicht zielführende Förderstrukturen:
  - Durch die praktizierte Förderpraxis bei den Investitionszuschüssen gab es in der Vergangenheit anscheinend wenig Anreize zur Kostensenkung. Außerdem kam es häufig zur Überdimensionierung der Anlagen.<sup>161</sup>
  - Die gewährten Einspeisetarife für Strom schränken die Ausbreitung dieser Technologie durch tageszeitabhängige Vergütungen, selten langfristig garantierter Dauer und teilweise unverständlichen Bedingungen ein<sup>162</sup>. Dazu kommt, dass diese von Bundesland zu Bundesland verschieden sind.
- hohe Transaktionskosten durch stark unterschiedliche und komplexe Umweltauflagen: vor allem bei der Co-Fermentation mittels organischer Abfälle sind verschiedenste Gesetze (Hygienevorschriften, Düngemittelgesetz, Wasserrechtsgesetz, Abfallwirtschaftsgesetz, etc.) einzuhalten, die ein Genehmigungsverfahren verkomplizieren und aus Sicht der Betreiber als unzweckmäßig erachtet werden. Dazu kommt, dass die Auflagen nicht bundeseinheitlich geregelt sind. Das betrifft auch das Gebiet der Sicherheitstechnik dieser Anlagen. Daneben läßt die Tatsache, dass Bauernhöfe auch beim Betrieb einer Biogasanlage nicht von der Anschlußpflicht an den öffentlichen Kanal ausgenommen werden, Kosten bei den Betreibern entstehen, die aus ihrer Sicht ungerechtfertigt erscheinen.
- strukturelle Hemmnisse: bezüglich der Struktur der österreichischen Landwirtschaft ist festzustellen, dass im EU-Vergleich die Tierhaltung kleiner strukturiert und die Weidehaltung relativ verbreitet ist (daher weniger Anfall von verwertbaren Exkrementen). In Landwirtschaftsbetrieben besteht vielerorts zusätzliche Konkurrenz für Biogaswärme durch Waldrestholz und Flurholz. Durch den in Österreich weit entwickelten Biolandbau bzw. Bodenschutz ergeben sich auch Einschränkungen hinsichtlich der Co-Fermentation.

### Markt

- geringe Transparenz des Marktes
- mangelnde Transparenz bei den von den EVU verrechneten Anschlußkosten;

---

<sup>160</sup> Während die deutschen Stromeinspeisetarife (etwa 1,5 ATS/kWh<sub>e1</sub>) für dortige Biogasanlagen kostendeckend sind, liegen österreichischen Anlagen aufgrund der hohen Investitionskosten relativ weit entfernt von diesen Gestehungskosten (Quelle: persönliche Auskunft E. Greiler).

<sup>161</sup> Standardfördersatz der Kommunalkredit Austria 30%; auch das Land Vorarlberg sieht einen Investitionskostenzuschuß von 35% bzw. 50% der Kosten für Vorstudien vor. In Oberösterreich werden 50% des - gegenüber den vorgesehenen Mindesteinspeisetarifen - erhöhten Vergütungssatzes für Biogas als Barwert ausgezahlt.

<sup>162</sup> Kärnten sieht z.B. eine Kürzung der Einspeisetarife um rund 60% vor, wenn die Volllaststunden die Zahl 5.000 überschreiten.

#### 7.4.2.2. Deponie- / Klärgas

Die Hemmnisse bei Deponie- und Klärgasanlagen sind sich teilweise sehr ähnlich und seien deshalb in einem Kapitel zusammengefaßt:

##### Betreiber/Investor/Nutzer

- hohe Investitionskosten: die Gesamtinvestitionskosten werden neben den Kosten für das BHKW wesentlich durch die Investitionen für Verrohrung, etc. determiniert (siehe Kapitel 6.3.2.2 und 6.3.2.3). Im Fall von Deponiegasanlagen hängen sie prinzipiell davon ab, ob die Deponie schon ein (verwendbares) Gasfassungssystem besitzt oder nicht.

##### Technologie

- fehlende Technologie zu einer sichereren Abschätzung des zukünftigen Gärgasanfalls einer Deponie;
- Die unterschiedliche Qualität und die Schwankungen beim Gasanfall stellen ein Risiko für den Investor dar.

##### Gesellschaft

- mangelnde Anreize zur sinnvollen Nutzung der Abwärme: läßt sich bei Klärgasanlagen noch 50% der Wärme im Betrieb der Anlage nutzen (Fermenter), so bleibt im Fall von Deponiegasanlagen häufig ein Großteil der Abwärme ungenutzt. Als Beispiel dafür sei die Deponie Rautenweg angeführt, die einen Teil der produzierte Wärme zur Abdeckung des Eigenbedarfs benützt, den anderen aber einfach an die Umgebung abgibt. Das ist besonders bei Existenz eines Fernwärmenetzes schwer verständlich.

##### Markt

- geringe Transparenz des Marktes;

#### 7.4.3. Geothermie

##### Betreiber/Investor/Nutzer

- hohe Investitionskosten bereits im Vorfeld der Projektrealisierung: bei der energetischen Nutzung von Geothermie fallen bereits im Vorfeld der Projektrealisierung hohe Investitionskosten an (Probebohrungen). Dies bedeutet für einen potentiellen Investor, dass er schon vorab Investitionen tätigen muß, die mit einem Kostenrisiko verbunden sind. Es mangelt zudem an Versicherungsmodellen zur „Verteilung“ der geologischen und bohrtechnischen Risiken.
- Informationsmangel: besonders bei der Stromproduktion in Geothermieranlagen gibt es in Österreich noch sehr wenig Know-how, aber auch bei rein thermischer Nutzung sind Korrosion und Ablagerungen ein noch nicht vollkommen beherrschtes Problem.

##### Technologie

- Unausgereiftheit der Technologie: es mangelt an technisch ausgereiften umweltverträglichen Wärmepumpen in entsprechenden Leistungsbereichen.

## 7.5. Flüssige Biomasse<sup>163</sup>

### Betreiber/Investor/Nutzer

- zu wenig Wissen über die Umweltauswirkungen: es fehlt eine Gesamtdarstellung der Umweltauswirkungen, die über die Aufzählung der Vor- und Nachteile hinausgeht [vgl. Prankl 1997]. [Wörgetter et al.1999] ziehen zwar ausgehend von einer Literaturstudie den Schluß einer insgesamt positiven Ökobilanz, mögliche auftretende Geruchsbelästigungen bei verstärkter Nutzung bzw. das Emittieren von klimarelevantem Lachgas durch die möglicherweise forcierte Kunstdüngung (Stickstoffdünger) in der Landwirtschaft bei Anbau von Raps sind jedoch beispielsweise noch nicht ausreichend untersucht.
- Unsicherheit über Ausgereiftheit der Biodieseltechnologie: Konsumenten besitzen zu wenig Wissen über bzw. Vertrauen in diese Technologie.
- fehlende ökonomische Attraktivität für den Landwirt: die geringe ökonomische Attraktivität auf stillgelegten Flächen Raps anzubauen, führt dazu, dass die langfristige Rohstoffversorgung zur Produktion von RME nicht garantiert ist (siehe später).
- mangelnde Wirtschaftlichkeit von Biodiesel - nicht zuletzt aufgrund der mangelnden Unterstützung von seiten der öffentlichen Hand;

### Technologie

- Unausgereiftheit der Technologie: Langzeitstabilität und Kälteverhalten (bis minus 10°C, besonders bei AME) von Biodiesel sind nicht zufriedenstellend.
- Fehlen von speziellen Motoren (z.B. in Motorsägen, Motorbooten, Pistengeräte, etc.), die eigens für Biodiesel konzipiert werden und dessen Vorteile nützen;

### Gesellschaft

- mangelnde gesetzliche Rahmenbedingungen auf EU-Ebene: eine einheitliche europäische Norm für Biodiesel ist erst im Entstehen, eine endgültige Fassung wird jedoch voraussichtlich bis 2002 vorliegen. Die Biodieselindustrie ist jedoch stark von der Agrarpolitik der EU und den internationalen Rohstoffmärkten abhängig (RME betreffend).<sup>164</sup> Ein Abnehmen der geförderten Stilllegungsflächen kann zu einem Engpaß in der Versorgung führen. Die derzeit unsicheren Rahmenbedingungen erschweren die Planbarkeit und reduzieren die Investitionsbereitschaft. Das wirkt sich besonders in Österreich aus, weil längerfristige wirtschaftliche Verträge zwischen der Landwirtschaft und der Industrie fehlen und damit eine langfristige Rohstoffversorgung nicht garantiert ist.
- hohe Transaktionskosten für den Landwirt durch komplexe administrative Regelungen bei Rapsanbau auf stillgelegten Flächen: eine Reihe komplexer administrativer Regelungen beim Rapsanbau auf stillgelegten Flächen führt dazu, dass nur ein kleiner Teil der stillgelegten Fläche mit nachwachsenden Rohstoffen („NAWAROS“) bebaut wird (siehe Tabelle 5-6). So muss beispielsweise der auf Stilllegungsflächen angebaute Raps getrennt vom übrigen erfaßt werden. Bereits vor dem Anbau muss der AMA („Agrarmarkt Austria“) ein Liefervertrag vorgelegt, Mindererträge müssen vor der Ernte gemeldet werden, etc. Daraus resultiert ein bürokratischer Aufwand, der den Rapsanbau offensichtlich für viele Landwirte nicht attraktiv erscheinen läßt.

### Markt

- Konkurrenz der Biodieselindustrie mit der Futtermittelindustrie im Ausland: letztere kauft ebenfalls Altfett, den Rohstoff für AME, auf;
- fehlende Marktstrategie: neben der ungenügenden Infrastruktur für Biodiesel (Tankstellen) fehlt auch eine langfristige Marktstrategie, die von allen am Verkauf von Biodiesel Beteiligten getragen wird.

<sup>163</sup> Die nachfolgend genannten Hemmnisse beziehen sich im Allgemeinen auf Biodiesel.

<sup>164</sup> Das Blair-House-Abkommen begrenzt die Menge von Ölsaaten auf Stilllegungsflächen innerhalb der EU.

- teilweise mangelnde Logistik zur Sammlung von Altfett für die Produktion von AME;
- ungenügende Markttransparenz für die Konsumenten;

Bei **Ethanol** unterliegen die Rohstoffpreise aufgrund von Marktordnungsregeln zwar geringeren Schwankungen als bei Rapsöl, sind aber im Allgemeinen zu hoch, um eine wirtschaftliche Nutzung zu ermöglichen. Daher kann Ethanol derzeit in Europa nicht mit fossilen Kraftstoffen konkurrieren.

### 7.6. Zusammenfassung der Hemmnisse

Tabelle 7-1 und Tabelle 7-2 geben einen Überblick über die wichtigsten Barrieren bei der Nutzung der einzelnen Technologien.

Es ist festzustellen, dass gewisse Hemmnisse häufig auftreten: Dazu zählen

- zu **hohe Investitionskosten**
- **mangelnde Reife und Standardisierung** der Technologien
- Höhe der **Transaktionskosten** bedingt durch:
  - *langwierige Genehmigungsverfahren*: häufig sind auch die unterschiedlichen Kompetenzen von Bund und Land für den potentiellen Investor hinderlich und führen zu Verzögerungen der Bewilligungsverfahren, die wiederum auch von Bundesland zu Bundesland unterschiedlich sein können.
  - *komplexe undurchsichtige Förderstrukturen*: häufig führt Unsicherheit über die zeitliche Dauer der Einspeisetarife für Strom und die Tatsache, dass Einspeisetarife Landessache sind und sich innerhalb Österreichs sehr stark unterscheiden (vgl. Abbildung 7-2, für eine Aufstellung über alle stromerzeugenden Technologien siehe Anhang), - bzw. aktuelle Förderstrategien im Allgemeinen - zu erhöhten Transaktionskosten für Betreiber.
- **imperfekter Markt bzw. zu geringe Markttransparenz**: dies gilt v.a. für die kleinen feste-Biomasse-KWK-Technologien, aber auch für Großanlagen mit KWK bzw. Deponie-, Klär- und Biogasanlagen, genauso wie für Solarthermie zur Raumheizung.
- **mangelnde öffentliche Akzeptanz**: zu den Technologien, für die dies eine Barriere darstellt, zählen etwa neue Kleinwasserkraftwerke und Windanlagen.

**Tabelle 7-1: Zusammenfassung der wichtigsten Hemmnisse im Strombereich**

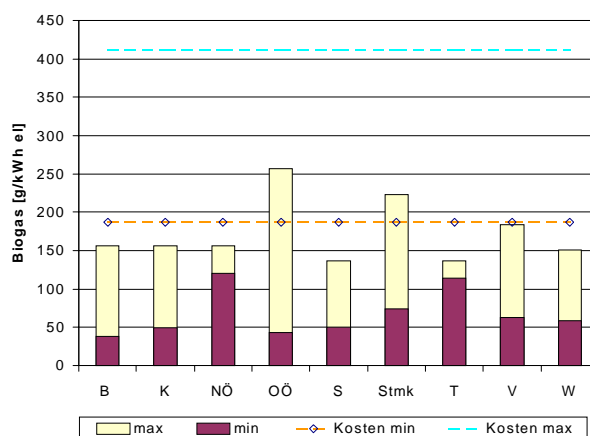
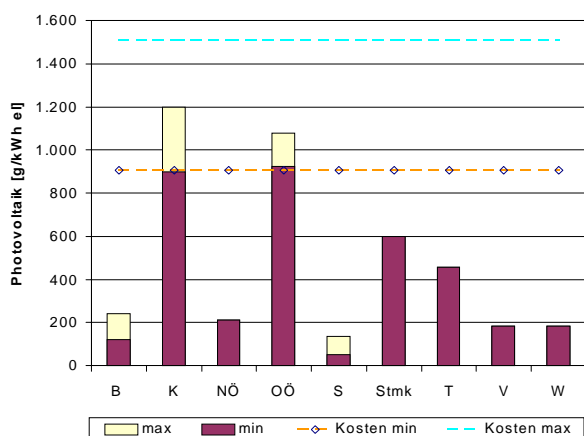
<b>Strom</b>	<b>PV</b>	<b>Wind</b>	<b>Kleinwas- serkraft</b>	<b>Kleinwas- serkraft</b>	<b>feste Bio- masse KWK</b>	<b>feste Biomasse KWK</b>	<b>Deponiegas / Klärgas</b>	<b>Geo- thermie</b>	<b>Biogas</b>
<b>Hemmnisse ↓</b>			<b>neu</b>	<b>Revitalis.</b>	<b>(&gt;10MWel)</b>	<b>klein</b>		<b>KWK</b>	
Hohe Invest.kosten, Wirt- schaftlichkeit	---	-	--	-	-	--	-	--	----
Informationsstand <sup>165</sup>	--				-	--	--	----	--
Technische Ausgereiftheit	--	-			-	--	-	--	--
Öffentliche Akzeptanz		--	--		--	-			
Imperfekter Markt / geringe Transparenz <sup>166</sup>	--				--	----	--	--	--
Hohe Transaktionskosten	--	-	--	--	----	--	--	--	----

<sup>165</sup> bezogen auf Betreiber, Nutzer

<sup>166</sup> bezogen auf potentielle Betreiber / Investoren bzw. Installateure und ähnliche Akteure

**Tabelle 7-2: Zusammenfassung der wichtigsten Hemmnisse im Wärme- / Treibstoffbereich**

Wärme / Treibstoffe	Biomasse-Einzelanlagen	Biomasse-Einzelanlagen	Solar-thermisch WW	Solarthermisch Heizen	Biomasse Nahwärme	Biomasse Nahwärme	Umweltwärme	Abwärme	Geothermie	Biotreibstoffe
Hemmnisse ↓	automatisch	manuell			Betreiber	Nutzer				
Hohe Invest.kosten, Wirtschaftlichkeit	--		-	--	--		--	--	-	--
Informationsstand <sup>3)</sup>	-	-	-	--	-	-	-	----	-	--
Komfort		--								
Technische Ausgereiftheit	-	-	--	--	-		-	--	-	--
Öffentliche Akzeptanz		-			-			-		
Imperfekter Markt / geringe Transparenz <sup>4)</sup>	-	-		--	--	-	-	--	--	-
Hohe Transaktionskosten	-	-		-	--			----		--



**Abbildung 7-2: Einspeisetarife für Strom aus Photovoltaik- bzw. Biogasanlagen in den Bundesländern und Kosten (inkl. MwSt)<sup>167</sup>**

Quelle: [Cervený, Veigl 2001]; eigene Analysen

<sup>167</sup> Die Einspeisetarife verstehen sich aus Gründen der Vergleichbarkeit inkl. MwSt. Die dargestellten Gestehungskosten entsprechen den in den jeweiligen Unterkapiteln von Kap. 6 behandelten Kosten.

## 8. Dokumentation und Evaluierung möglicher Instrumente zur Förderung erneuerbarer Energieträger

Tabelle 8-1 und Tabelle 8-2 geben einen Überblick über mögliche Instrumente zur Förderung erneuerbarer Energieträger. Allgemein ist zu sagen, dass es im Strombereich eine wesentlich größere Palette an Förderinstrumenten gibt als im Bereich der Wärme. Im Wesentlichen beschränken sich die Instrumente zur Förderung von Wärme aus Erneuerbaren auf Investitionszuschüsse und steuerliche Abschreibungen.

In den folgenden Unterkapiteln wird auf jede einzelne Maßnahme genauer eingegangen.

**Tabelle 8-1: Überblick über die regulativen Instrumente zur Förderung erneuerbarer Energieträger**

Regulativ	Direkt		Indirekt
	Preisgesteuert	Kapazitätsgesteuert	
Förderung der Investition	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Zuschußprogramme</li> <li>• Steueranreize</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Ausschreibung</li> <li>• nicht handelbare Quoten / handelbare Zertifikate</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Ökosteuern</li> </ul>
Förderung der erzeugten Strommenge	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Kostendeckende Vergütung</li> <li>• Einspeisetarife</li> </ul>		

**Tabelle 8-2: Überblick über die freiwilligen Instrumente zur Förderung erneuerbarer Energieträger**

Freiwillig	Direkt		Indirekt
	Preisgesteuert	Kapazitätsgesteuert	
Förderung der Investition	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Beteiligungsmodelle</li> <li>• Fondsmodelle / Spendenprojekte</li> </ul>		<ul style="list-style-type: none"> <li>• Freiwillige Vereinbarungen</li> </ul>
Förderung der erzeugten Strommenge	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Grüne Tarife</li> </ul>		

### 8.1. Instrumente basierend auf Freiwilligkeit

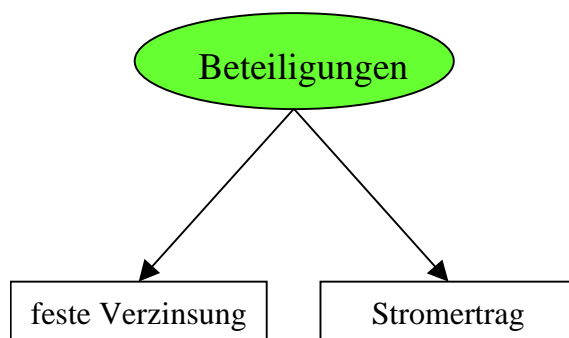
#### 8.1.1. Förderung der Investition

##### 8.1.1.1. Beteiligungsmodelle

Bei dieser Form der Förderung Erneuerbarer erwerben die Teilnehmer Anteile an Anlagen, die Strom aus erneuerbaren Energieträgern erzeugen. Die Zahlung kann einmalig oder über mehrere Perioden erfolgen. Nach Ende der Programmlaufzeit erhalten die Teilnehmer ihr eingesetztes Geld wieder, die Anlage fällt in den Besitz des Anbieters zurück.

Der Investitionscharakter dieses Modells wird durch den Geldrückfluß verdeutlicht, der auf zwei grundlegende Arten, wie in Abbildung 8-1 dargestellt, erfolgen kann:

- Das eingesetzte Kapital unterliegt einer festen Verzinsung.
- Die Erträge, die durch den Verkauf oder durch die Einspeisung ins öffentliche Versorgungsnetz erzielt werden, werden entsprechend dem eingesetzten Kapital anteilig auf die Teilnehmer ausgeschüttet.



**Abbildung 8-1: Die zwei Grundformen des Geldrückflusses beim Beteiligungsmodell**

Als eine Variante, die in der Abbildung nicht berücksichtigt wurde, kann die Kombination aus fester Verzinsung und anteiligen Stromerträgen gesehen werden, die von den Stadtwerken München angeboten wird.

Es wird beim Beteiligungsmodell z.B. eine Photovoltaik-Anlage in kleinen Anteilen (z.B. 100 W) an private Aktionäre „verkauft“. Beispiele für diesen Programmtyp sind das "Bürger für Solarstrom" – Modell der Bayernwerke und das Aktionärsmodell der Stadtwerke Konstanz (vgl. Tabelle 8-3).

**Tabelle 8-3: Wichtige Beteiligungsmodelle in Deutschland**

EVU	Technologien	Zeitraum	Status	Kosten (EURO /W)	Teilnehmerzahl	Teilnehmermerrate (%)	Installierte Kapazität (kW)	Geld pro Teilnehmer (EURO)
Bayernwerk	PV	1994-96	beendet	6,63	101	0,01	50	3.290
Konstanz	PV	1995-97	beendet	7,29	200	0,57	63	2.300

8.1.1.2. Fondsmodelle / Spendenprojekte

Bei diesem Modell zahlen die Programmteilnehmer einen festgelegten oder wählbaren Betrag in einen Fond ein. Mit den gesammelten Geldern wird typischerweise der Bau von Pilot- oder Demonstrationsanlagen unterstützt (z.B. PV-Anlagen auf Schuldächern). Die Teilnehmer erhalten weder eine Vergütung, noch erwerben sie Anteile an den errichteten Anlagen, d.h. dieses Modell basiert auf dem **Spendenprinzip**. Ein wichtiges Programm ist z.B. jenes der SCHLESWAG in Deutschland mit über 1.000 Teilnehmern.

Nachfolgend wird auf existierende amerikanische Programme näher eingegangen (vgl. Tabelle 8-4): Public Service Company of Colorado PSCO (Renewable Energy Trust – Programm)

Die Spende kann auf 4 verschiedene Arten eingebracht werden:

- Einmaliger Pauschalbetrag
- Monatliche Spende: Über die monatliche Stromrechnung kann ein Betrag von \$1, 2 oder einer anderen beliebigen Summe gespendet werden.
- „Aufrundoption“

Dabei wird der Betrag der Stromrechnung, z.B. \$49,65, auf den nächsten vollen Dollarbetrag, hier \$50, aufgerundet. Durchschnittlich beträgt die Spende \$0,49 pro Monat oder \$6 pro Jahr.

- Mix aus den obigen Varianten

Das gesammelte Geld wird in einen Fond eingebracht und hauptsächlich für den Bau von Photovoltaikanlagen, aber auch für Geothermie- und solarthermische Anlagen, eingesetzt.

Gestartet wurde das Programm im Jahr 1993, als eines der ersten in den USA. Insgesamt wurden 1995 \$113.000 Dollar gespendet, von denen \$110.000 (rund 97%) über die „Aufrundoption“ eingebracht wurden.

Mit dem Geld wurde im April 1994 die erste PV-Anlage mit 1,5 kW in Betrieb genommen. Bis August 2000 wurden 40 kW an zentralen PV-Anlagen und 52,8 kW auf Schuldächern (Demoanlagen) in Betrieb gesetzt.

Werbung für das Programm wurde durch Beilagen zur Stromrechnung, durch Postaussendungen, durch Zeitungsanzeigen und durch Radiospots gemacht. Insgesamt wurde ein sehr hoher Marketingaufwand betrieben, der im Jahr 1994 die Einnahmen des Spendenprogramms überstieg.

#### Wisconsin Public Service Company (WPSC)

Spenden sind im Umfang von \$1, 2 oder 4 möglich. Im Jahr 1998 wurde zusätzlich die „Aufrundoption“ (siehe Spendenprogramm PSCO) eingeführt, deren Erfolg sich bis heute mit 200 Teilnehmern jedoch in Grenzen hält. Die Spenden sind steuerlich absetzbar. Eine unentgeltlich arbeitende „WPS Community Foundation“ administriert den Fonds.

Vor Einführung des Programms im Jahr 1996 wurde eine Marktuntersuchung durchgeführt, um das Kundeninteresse abzuschätzen. Laut dieser Umfrage waren 9% der Haushaltskunden bereit, durchschnittlich \$1,85 pro Monat zu spenden. Bei einer anschließend durchgeführten Mailingaktion zeigten sich nur noch 5% der HHK bereit, durchschnittlich \$1,4 zu bezahlen.

#### Cedar Falls Utilities (CFU)

Eine 3 x 750 kW-Windkraftanlage wurde von einem Konsortium aus 7 Stadtwerken in Iowa gebaut und im November 1998 in Betrieb genommen. CFU gehören 2/3 der Windkraftanlage. Die Spenden werden verwendet, um den Betrieb der Anlage zu finanzieren.

### **Tabelle 8-4: Überblick über „erfolgreiche“ Spenden-Programme in den USA, Stand 9/2000**

Quelle: Green Pricing Newsletter 1994-1996; Green Power Newsletter 1997-1999; Holt 1997; Swezey, Bird 2000; Swezey, Bird 1999; Swezey, Houston 1998

Anbieter (Land)	PSCO	WPSC	CFU
Programmname	Renewable Energy Trust	Solar Wise for Schools	Wind Energy Electric Project
Technologie	PV	PV	Wind
Laufzeit	1993 –	1996 –	02/98 –
Status	Läuft	Läuft	Läuft
Durchschn. Beitrag / Teilnehmer [\$/Monat]	1,77	1,71	2,5
Anzahl der Teilnehmer	13.000	3.300	600
Teilnahmerate [%]	1,53	1,1	3,75
Installierte Leistung [kW]	92	48	1.500

## 8.1.2. Förderung der erzeugten Strommenge

### 8.1.2.1. Grüne Tarife

Bei diesem Programmtyp bietet das EVU an, Strom aus erneuerbaren Energieträgern zu produzieren, und zwar in dem Ausmaß in dem dieser von den Konsumenten über einen "grünen Tarif", ein Aufschlag ("*premium*") auf den normalen Tarif, nachgefragt wird. Diese Art von Finanzierungsprogramm hat vor allem in der Schweiz, den Niederlanden, in den USA und in Deutschland Bedeutung erlangt.

Als wichtigstes derartiges Programm in Europa ist das Programm der RWE in Deutschland mit über 15.000 Teilnehmern in den ersten beiden Jahren und einer Beteiligungsrate von ca. 0,5% zu sehen (vgl. Tabelle 8-5). Beim RWE-Programm wird ein fixer Mix aus erneuerbaren Energieträgern angeboten, der Aufpreis für "grünen Strom" beträgt ca. 1,40 ATS/kWh. Im Rahmen dieses Programms wurden bis jetzt jeweils ca. 1.000 kW Photovoltaik- und 1.600 Windkraftanlagen errichtet. Derzeit werden 8,05 GWh/Jahr aus erneuerbaren Energieträgern erzeugt.

**Tabelle 8-5: Beispiele für Grüne Tarife in den EU-Ländern**

EVU (Land)	Technologien	Zeitraum	Status	Prämie (EURO cents/kWh)	Teilnehmerzahl	Teilnehmerrate	Installierte elektrische Leistung (kW)	Gesamter erzeugter Strom (GWh)	Geld / Teilnehmer (EURO/a)	Gesamte Zahlungen der Teilnehmer (EURO/a)
RWE (D)	PV (30%), Wind (50%), Wasser (20%)	6/1996- 6/2000	laufend	10,22 (Mix)	15.800	0,5 %	1.050 (PV)  1.600 (Wind), 11 kW (Wasser)	8,05	10,96	164.460
ENBW (D)	PV, Wind, Biomasse, Wasser	7/1997 – 8/2000-	laufend	81,8 (PV) 4,1 (andere)	2.300	0,13 %	62 (PV), 2.250 (andere)	0,1 (PV) 5,7 (andere)	43,3	99.530

Wichtigster Aspekt bei der Vermarktung von "Grünstrom" ist das Potential an privater Zahlungsbereitschaft (WTP).

In einer Reihe von Umfragen wurde bisher versucht, die tatsächliche Zahlungsbereitschaft verschiedener Bevölkerungsschichten für "grünen" Strom (in unterschiedlichster Form) herauszufinden. Vier Studien sind umfassend dokumentiert und zwar:

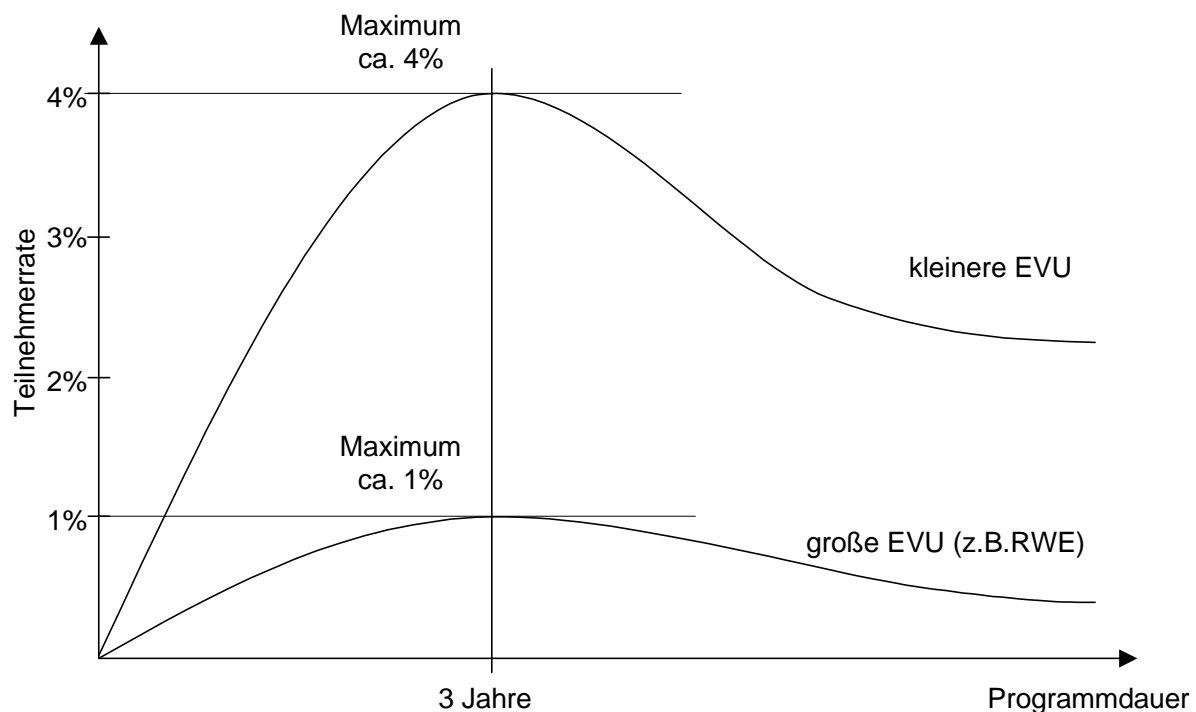
- USA (Barbara Farhar, Energy and the Environment, The Public view, 1996)
- Deutschland, Versorgungsgebiet der SCHLESWAG (Energienstiftung 1996)
- Österreich, Mitglieder der ARGE "Erneuerbare Energie" [Haas et al. 1997a]
- Großbritannien, [Fouquet 1998]

Im Großen und Ganzen kann man die Erkenntnisse dieser Studien in Hinblick auf die tatsächlich gesammelten Erfahrungen wie folgt zusammenfassen: Auf die Frage "Würden Sie in absehbarer Zeit grünen Strom kaufen?" antworten ca. 30 – 40% mit einem überzeugenden "Ja", bekunden also ihre Zahlungsbereitschaft. Tatsächlich akzeptiert werden angebotene Programme aber nur von durchschnittlich etwa 1 bis 2% (etwa zwei Jahre nach Einführung des Grünen Tarifs). Die besten Programme erreichten Teilnehmerraten von 3 bis 4%.

Zu den grünen Tarifen ist - basierend vor allem auf den Arbeiten von [Weller 1998], [Makart 1998] und [Haas et. al. 1999] - weiters folgendes festzustellen:

- Die Angebote erreichen bei kleineren EVU wesentlich höhere Beteiligungsraten als bei großen;
- Die spezifischen Beiträge je Teilnehmer werden mit zunehmender Teilnahmerate geringer;
- Erfolgreich sind nur solche grünen Tarifangebote, die **glaubwürdig** sind und zur Gesamtstrategie des Versorgers passen. Nur wenn Unternehmensleitung und alle Mitarbeiter hinter dem Projekt stehen, kann eine erfolgreiche Breitenwirkung erzielt werden;
- Das Konzept - der angebotene Tarif - muß einfach und langfristig angelegt sein. Es muß transparent und nachvollziehbar sein, wofür die Beiträge der Teilnehmer verwendet werden;
- Grüne Tarife scheinen nach den gegenwärtigen Erfahrungen die höchste Akzeptanz aller Formen *Grüner Angebote*<sup>168</sup> zu besitzen. Einerseits überzeugt Kunden der konkrete Bezug zum eigenen Stromverbrauch offensichtlich mehr als eine Spende für ein Projekt, zu dem sie keine persönliche Verbindung haben. Andererseits erscheinen die monatlich geringen Aufschläge der Grünen Tarife finanziell weniger belastend als Einmalzahlungen, die meist für Fonds-Modelle erforderlich sind [Weller 1998].
- Die meisten *Grünen Angebote* sind bewußt auf Haushaltskunden abgestimmt. Dementsprechend beteiligen sich Gewerbe- und Industrie-Kunden bisher nur in geringem Umfang. Es wächst allerdings die Einsicht, dass dies weniger grundsätzlich bedingt ist, sondern mehr an der richtigen Konzeption und der richtigen Vermarktung liegt. So hat etwa die amerikanische Portland General Electric 1996 einen eigenen Grünen Tarif für Großkunden geschaffen, über den allerdings noch keine aussagekräftigen Erfahrungen vorliegen.

Wie sich die Teilnehmerraten in Grünen-Tarif-Programmen über die Zeit entwickeln, wird für große und kleine EVU in Abbildung 8-2 gezeigt.



**Abbildung 8-2: Zeitliche Entwicklung der Teilnehmerraten bei großen und kleinen EVU**

<sup>168</sup> im Englischen „Green Pricing“: Beteiligungsmodelle, Fondsmodelle / Spendenprojekte, Grüne Tarife, Grünstrombörse, Contracting;

### 8.1.2.2. Grünstrombörse

Die bis jetzt am weitesten fortgeschrittene Idee, private Zahlungsbereitschaft und privaten Investitions- und Innovationsgeist zu kombinieren, ist die Idee der Grünstrombörse. Das Prinzip ist folgendes: Das EVU beschränkt sich in den meisten Fällen auf eine koordinierende Rolle zwischen privaten Anbietern von Grünstrom und - ebenso - privaten Nachfragern. Außerdem stellt es das Netz oft kostenlos zur Verfügung. Am erfolgreichsten wurde dieses Prinzip bis jetzt in Zürich umgesetzt. Für die Nachfrager sind private Investoren offensichtlich vertrauens- und glaubwürdiger, denn ansonsten wären sie sicher nicht bereit, bis zum Zehnfachen des normalen Strompreises zu bezahlen. Interessant ist, dass dieses Prinzip bis jetzt praktisch ausschließlich für die Vermarktung der Photovoltaik eingesetzt wurde. Als Begründung kann allerdings leicht festgestellt werden, dass es für EVU mit wesentlich geringerem Risiko verbunden ist, Strom aus Windkraft- oder Biomasseverstromungsanlagen zu erzeugen und über einen grünen Tarif zu vermarkten, als den um zumindest den Faktor 5 teureren Photovoltaik-Strom.

Beispielhaft soll nachfolgend auf die **Solarstrombörse des Elektrizitätswerkes Zürich** („EWZ“) eingegangen werden, da sie eines der erfolgreichsten Programme dieser Art darstellt.

Das EWZ arbeitet dabei unentgeltlich als Vermittler, d.h. der von den Kunden bezahlte kWh-Preis wird direkt an die Lieferanten weitergegeben. Ist Bedarf vorhanden, organisiert EWZ Ausschreibungsrunden zur Projektvergabe. Bis jetzt (Stand 2000) wurden 3 Runden abgeschlossen. Derzeit findet die vierte statt (Einreichfrist 13. Okt. 2000; bis 8. Dez werden die „Sieger“ benachrichtigt). Um bei der Ausschreibung überhaupt in die Ausscheidungsphase zu kommen, müssen zumindest folgende Bedingungen erfüllt werden:<sup>169</sup>

#### Quantitative Bedingung:

- Die Anlage muß zwischen 3 und 100 kW Spitzenleistung aufweisen (dieses Kriterium wurde eingeführt, um eine optimale Anpassung an die Nachfrage erzielen zu können).

#### Qualitative Bedingungen:

- Einhaltung der Zertifizierungsbedingungen für „*naturmade star*“ (Diese Bedingung ist für das EWZ von Bedeutung, da geplant wird, die Anlagen der Solarstrombörse nach den Kriterien von „*naturemade star*“ zu zertifizieren [Solarstromnews 2000].);
- Anlagen dürfen nur in der Stadt Zürich und einigen Gemeinden in Graubünden errichtet werden;
- Anlagen dürfen nur auf bestehenden bebauten Flächen errichtet werden, um einen zusätzlichen „Landverbrauch“ zu vermeiden;

In den Ausschreibungsunterlagen werden dem Anbieter technische Empfehlungen gegeben, um ein einwandfreies Funktionieren der Anlage zu gewähren. Unter den Anlagen, die sowohl die quantitativen als auch die qualitativen Bedingungen erfüllen, erfolgt die Vergabe anhand folgender Kriterien:

- günstigster Preis
- baldigst möglicher Liefertermin (Inbetriebnahme)

Die teuerste bewilligte Anlage bestimmt dann den Einspeisetarif für alle Betreiber. Deren Vertragsdauer beträgt im Allgemeinen 20 Jahre.

EWZ bietet den Kunden PV-Strom zu einem Mischpreis an, der sich aus den unterschiedlichen Einspeisetarifen, die bei den Ausschreibungsrunden erzielt wurden, ergibt. Der Preis pro kWh konnte im Verlauf des Programms von 1,2 auf 0,95 sFr/kWh (rund 10,6 bzw. 8,4 ATS/kWh) gesenkt wer-

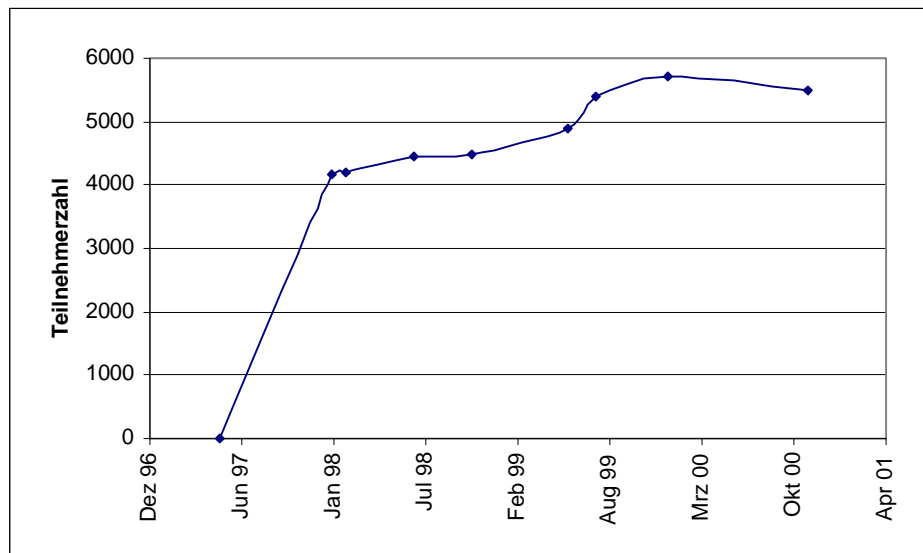
---

<sup>169</sup> Diese Auflistung ist nicht vollständig.

den. Die Vertragsdauer für Kunden beträgt ein Jahr. Die Mindestbestellmengen sind folgendermaßen vorgesehen: 30 / 100 / 200 kWh (nach oben hin beliebig) [Solarstromnews 2000].

Schon seit 1991 fördert das EWZ den Bau von PV-Anlagen durch Investitionskostenzuschüsse von 5.000 sFr/kW (rund 44.000 ATS/kW) über den sogenannten „Stromsparfond“. Bis 1995 konnten allerdings nur 51 kW installiert werden. Im Juli 1995 wurde eine Streuumfrage unter 3.500 EWZ-Kunden durchgeführt mit dem Ergebnis, dass ca. 230 Kunden (rund 7%) Interesse hätten, etwa 74 kWh PV-Strom zu beziehen. Das führte dazu, dass im Mai 1997 die Börse schließlich gestartet werden konnte.

Der zeitliche Verlauf der Teilnehmerzahlen ist in Abbildung 8-3 dargestellt.

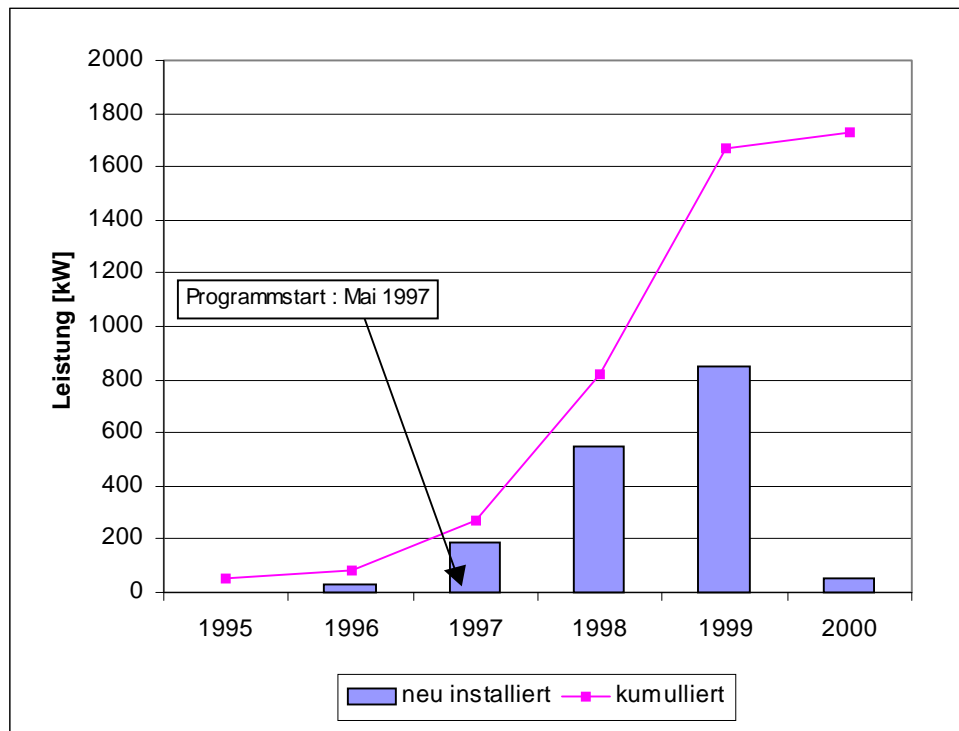


**Abbildung 8-3: Anzahl der Teilnehmer an der EWZ-Solarstrombörse über die Programmlaufzeit**

Quelle: [EWZ], [Ruoss 2000], [Solarstromnews 2000]

Es zeigt sich, dass anfänglich eine große Nachfrage nach dem Programm bestand, allerdings in letzter Zeit die Teilnehmerzahl leicht im Abnehmen begriffen war. Das ist unter anderem mit der Zurücknahme der Neukundenwerbung zu begründen. Mit einer Teilnehmerquote von 3,24% ist dieses Konzept bis jetzt jedoch weltweit das erfolgreichste, das einer breiten Öffentlichkeit bekannt ist.

Der Trend der vorherigen Darstellung spiegelt sich auch im zeitlichen Verlauf der neu-installierten Leistung wieder (vgl. Abbildung 8-4):



**Abbildung 8-4: Im Rahmen der EWZ Solarstrombörse neu installierte Leistung**

Quelle: [EWZ], [Ruoss 2000], [Solarstromnews 2000]

Ende 1999 wurde im Rahmen dieses Programms 1,021 GWh Strom bei einer installierten Leistung von 1,6 MW produziert. Pro Teilnehmer wurden 120 sFr (rund 1.060 ATS), d.h. bei damals 4.480 (Quote 3,8%) Teilnehmern insgesamt etwa 537.600 sFr (rund 4,7 Mio ATS) eingenommen. Anfang 2000 haben sich das EWZ und andere große Stadtwerke (16 Stück) zusammengeschlossen, um unter der Marke „Swiss Citypower“ Strom aus PV, Wasser, Wind und Bioenergie zu vermarkten [Solarstromnews 2000].

Zusammenfassend kann zum Prinzip der Grünstrombörse festgestellt werden, dass dieses das derzeit mit Abstand erfolversprechendste Konzept zur Vermarktung von grünem Strom darstellt. Der wesentliche Grund des Erfolgs ist dabei sicher, dass es wesentlich glaubwürdiger ist, wenn private "grüne" Investoren in erneuerbare Energieträger investieren, als wenn dies die traditionellen EVU tun.

## 8.2. Regulative preisgesteuerte Instrumente

### 8.2.1. Förderung der Investition

#### 8.2.1.1. Zuschußprogramme

Weltweit hat es bis jetzt nur einige wenige große nationale Zuschußprogramme gegeben (bzw. gibt es):

- Das deutsche „1000-Dächer-Programm“ (1990-1995)  
In diesem Programm wurden etwa 2.250 deutsche Dächer mit Photovoltaik-Anlagen einer elektrischen Leistung von insgesamt 6 MW ausgestattet (die durchschnittlich installierte Leistung

betrug 2,6 kW<sub>p</sub>). Die mittleren Kosten lagen bei etwa 230.000 ATS/kW<sub>p</sub>, wobei durchschnittliche Förderungen von 70% gewährt wurden.

Es wurden im Rahmen dieses Programms umfassende Untersuchungen zu dessen soziologischen und technologischen Aspekten angestellt. Die wichtigsten Ergebnisse sind, dass PV-Systeme einen hohen Grad an technischer Zuverlässigkeit erreicht haben, dass die Systemkosten über die Programmlaufzeit fielen und dass die Akzeptanz dieser Technologie stark zunahm.

- Der österreichische „200-kW-PV-Breitentest“ (1992-1994)  
Im Jahr 1991 startete das Bundesministerium für wirtschaftliche Angelegenheiten (BMWA) ein Programm für kleine dezentral installierte PV-Systeme – den „200-kW-PV-Breitentest“. Er wurde 1992 implementiert und förderte mit Hilfe von Beiträgen der EVU und der öffentlichen Hand ungefähr 100 kleine Haushalts-Anlagen mit Netzanschluß. Insgesamt wurden 203,6 kW<sub>p</sub> installiert. Die mittleren Kosten lagen bei 245.000 ATS/kW<sub>p</sub>, wobei die durchschnittliche Förderquote bei 58% der Investitionskosten lag.
- Das Japanische PV-Förderprogramm für Haushalte  
Es wurde im Jahr 1994 gestartet, bis Ende 1998 wurden insgesamt ca. 20.000 Anlagen mit einer durchschnittlichen Größe von ca. 3,6 kW<sub>p</sub> installiert.  
Die Förderungen betragen ca. 40% der gesamten Investitionskosten und wurden über die Zeit gesenkt.
- Das zukünftig wahrscheinlich größte Programm mit dem Ziel, 100.000 Dächer mit PV-Anlagen auszustatten, wurde Anfang 1999 in Deutschland lanciert.

Neben diesen bereits abgeschlossenen bzw. laufenden Programmen haben auch einige andere Länder ähnliche Initiativen angekündigt: Italien ein 10.000-Dächer-Programm, das dieses Jahr gestartet werden soll, und die USA "*The President's million roof program*" (1 Million Gebäudedächer bis 2010).

Im Bereich der Windenergie sind Investitionsförderungen von über 30% in Schweden und Dänemark erwähnenswert, die bis in die Mitte der 90er Jahre wirksam waren.

In Österreich vergibt die *Kommunalkredit Austria* in der Funktion als Treuhänder für das BMLFUW<sup>170</sup> Investitionszuschüsse für Anlagen zur Wärme bzw. Stromerzeugung aus Erneuerbaren. Der Standardfördersatz beträgt 30% der förderbaren Investitionssumme, d.h. bei jeder Technologie sind bestimmte Anlagenteile definiert, die in den Genuß der 30%igen Förderung kommen können.

Im Bereich Windenergie wurden z.B. seit 1998 Förderungen in der Höhe von rund 144,5 Mio. ATS vergeben (Stand Februar 2001). Das entspricht bei 44 beantragten Projekten und rund 96 MW elektrischer Leistung einer durchschnittlichen Förderquote<sup>171</sup> von 13,3%.<sup>172</sup> Lag der durchschnittliche Fördersatz im Jahr 1998 noch bei 27,9%, so fiel er seit Einführung des Ausschreibungsverfahrens (1999) auf 6,7% im Jahr 2000 ab.

Für Biomasse-Nahwärmeanlagen schüttete die Kommunalkredit Austria seit 1998 etwa 64 Mio. ATS (Stand März 2000) aus. Damit wurden 14 Projekte mit durchschnittlich je 4,6 Mio. ATS gefördert. In dem selben Zeitraum wurden 189 neue Biomasse-Kleinanlagen mit insgesamt 16,3 Mio. ATS unterstützt. Das entspricht etwa 86.700 ATS pro Anlage.

Substantielle Förderungen wurden auch für Geothermieanlagen vergeben: von 1995 bis März 2001 wurden mit etwa 85 Mio. ATS 7 Anlagen gefördert. Das entspricht einer durchschnittlichen Förderquote von rund 21,2%.

<sup>170</sup> Bundesministerium für Land- und Forstwirtschaft, Umwelt und Wasserwirtschaft

<sup>171</sup> durchschnittliche Förderquote: zuerkannte Förderung / beantragtes Investitionsvolumen

<sup>172</sup> Die angeführten Projekte sind teilweise noch nicht errichtet, d.h. es handelt sich um Förderzusagen seitens der Kommunalkredit Austria.

Abgesehen von den oben erwähnten Programmen gab bzw. gibt es in verschiedenen deutschen und österreichischen Bundesländern noch immer Zuschüsse in der Größenordnung von bis zu 50%. Allerdings sind von diesen Aktivitäten viel weniger Informationen verfügbar als von den oben erwähnten nationalen Programmen.

Insgesamt ist festzustellen, dass Investitionszuschüsse durchaus ein wirksames Instrument sind, um die Verbreitung von Technologien zur Nutzung erneuerbarer Energieträger zu fördern. Wichtig ist eine begleitende kompetente Projektbegleitung bzw. Monitoring.

#### 8.2.1.2. Steueranreize

Es werden verschiedene Arten von Steueranreizen eingesetzt, um die Erzeugung von elektrischem Strom/Wärme oder Biotreibstoffen aus Erneuerbaren zu fördern:

- niedrigere MwSt für Systeme zur Nutzung Erneuerbarer;
- Investitionen in Erneuerbare können bei der Einkommenssteuer als Absetzbeträge (teilweise) geltend gemacht werden;

Beide Möglichkeiten haben ähnliche Auswirkungen. Tabelle 8-6 gibt einen Überblick über bestehende Steueranreiz-Systeme in EU-Ländern.

**Tabelle 8-6: Beispiele von Steueranreizen für Erneuerbare in verschiedenen EU-Ländern**

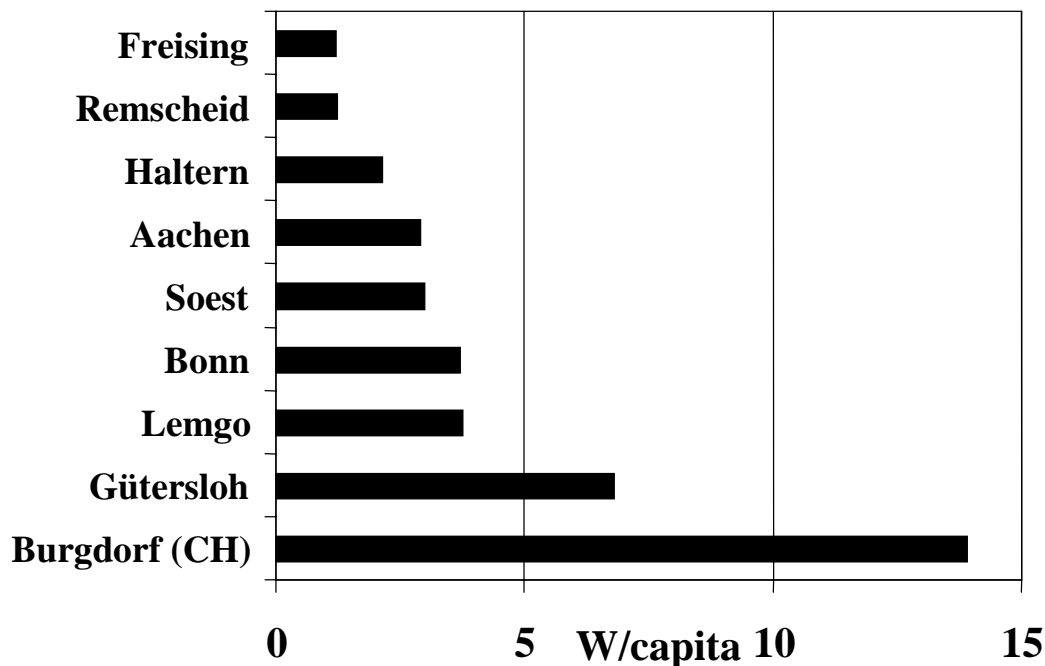
Land	Beschreibung
Österreich	Private Investoren bekommen Steuergutschriften für Investitionen in erneuerbare Energien (auf Einkommenssteuer)
Belgien	13,5 – 14% der getätigten Investitionen in Erneuerbare sind von den Unternehmensgewinnen absetzbar, regressive Abschreibung der Investitionen
Griechenland	bis zu 75% der Investitionen in Erneuerbare können steuerlich abgesetzt werden
Irland	Steuererleichterungen für bestimmte Investitionen in Erneuerbare
Italien	bis zu 50% der Investitionen in Erneuerbare können über zwei Jahre steuerlich abgesetzt werden
Luxemburg	Investitionen in Erneuerbare können steuerlich abgesetzt werden
Niederlande	<i>VAMIL Schema:</i> Investoren, die bestimmte auf der VAMIL-Liste angeführte Investitionen tätigen, dürfen diese Investitionen beschleunigt abschreiben. Das führt in der Abschreibungsperiode zu niedrigeren Unternehmensgewinnen (vor Steuern) und deshalb zu geringeren Steuerzahlungen. <i>EIA Schema:</i> Investoren, die bestimmte auf der EIA-Liste angeführte Investitionen tätigen, sind berechtigt, zu besteuerte Gewinne mit 40 bis 52,5% der Investitionskosten gegenzurechnen.

#### 8.2.2. Förderung der erzeugten Strommenge

Im Gegensatz zu Zuschüssen für Investitionen steht die Förderung jeder einzelnen erzeugten kWh durch einen regulierten Tarif. Die wichtigsten Strategien in diesem Kontext sind:

### 8.2.2.1. Kostendeckende Vergütung

In den frühen 90er-Jahren wurde praktisch zur selben Zeit in der Schweiz und in Deutschland die Idee der "Kostendeckenden Vergütung" geboren. Dabei werden den Einspeisern von Photovoltaik-Strom die vollen auf die kWh umgerechneten Kosten rückvergütet. Diese Idee hat sich vor allem im Bereich von Kommunen durchgesetzt, wo die Gemeinde politisch einen starken Einfluß auf die lokalen Stadtwerke hat. Derzeit bewegen sich diese Vergütungen zwischen 7 und 11 ATS/kWh. Abbildung 2-5 zeigt die installierte Photovoltaik-Kapazität je Einwohner in verschiedenen Städten mit kostendeckender Vergütung.



**Abbildung 8-5: Installierte PV-Kapazität pro Einwohner in deutschen Städten mit kostendeckender Vergütung**

### 8.2.2.2. Einspeisetarife

Eine andere Form der Förderung der erzeugten Strommenge sind regulierte Einspeisetarife. Dieses Förderinstrument erfreute und erfreut sich großer Beliebtheit. Die Mehrzahl der EU-Mitgliedsstaaten implementierte diese Maßnahme zur Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern. Man kann also von einem wahren „Breitentest“ sprechen.

Die Regelungen in den einzelnen Ländern waren aber durchwegs verschieden. Die Einspeiseregulungen unterschieden sich bei einer ersten Betrachtung hinsichtlich:

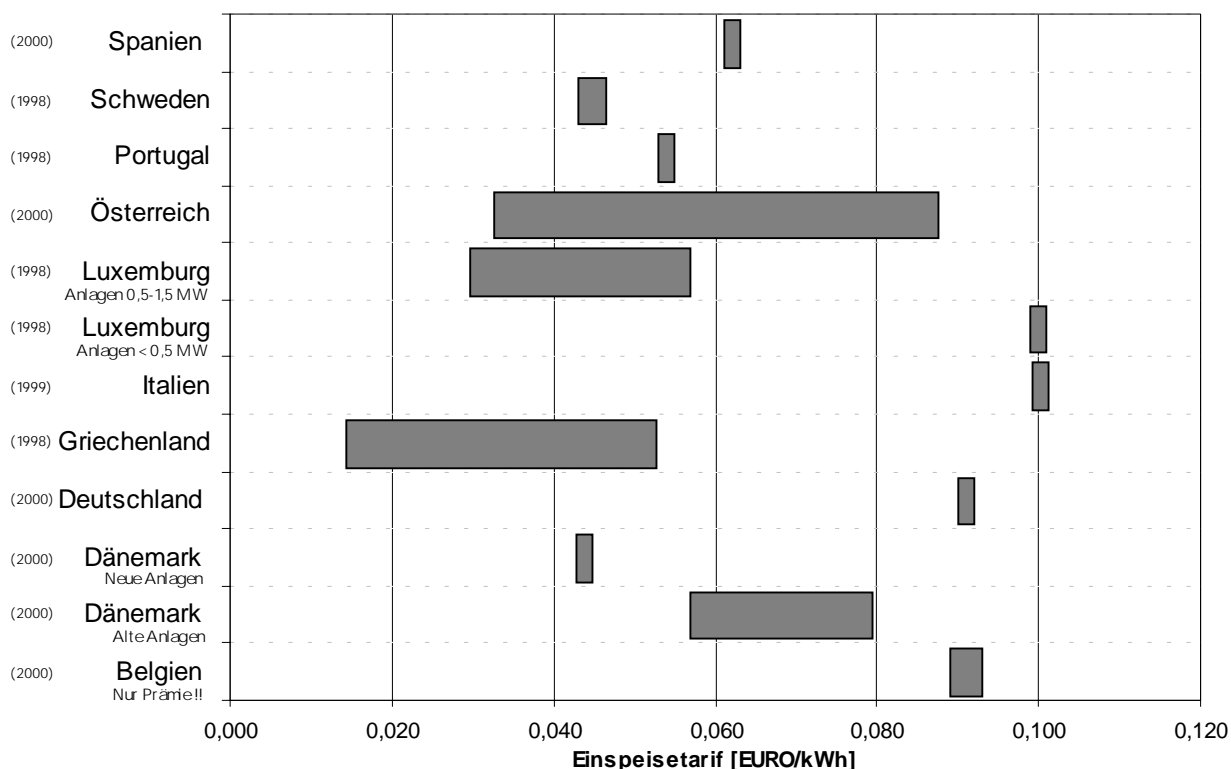
- der Höhe der Vergütungen
- der Dauer der gewährten Inanspruchnahme der Förderung

Oftmals war aber zwischen diesen beiden Merkmalen eine Korrelation festzustellen: Wurde die Vergütung nur für eine kurze Zeit gewährt (z.B. 5 Jahre), so waren die Vergütungssätze zumeist höher. So gesehen war die insgesamt pro Projekt gewährte Förderung manchmal nicht so unterschiedlich wie anfangs vermutet.

Der systematische Ansatz war durchwegs von Land zu Land ein anderer. Unterschiede, aber auch teilweise Gemeinsamkeiten gab es in folgenden Punkten:

- Saisonale bzw. tageszeitliche Differenzierung der Tarife versus Tarife ohne Differenzierung;
- Energieträgerspezifische Tariffdifferenzierungen (fast alle Länder) versus keine Differenzierung;
- Voll- und Überschusseinspeiser versus keine Differenzierung in die zwei Kategorien;
- Begrenzung der Pflicht zur Bezahlung der Mindestpreise bis zu einer maximalen kumulierten Anlagenleistung in einem Land bzw. Versorgungsgebiet versus unbegrenzte Zahlungspflicht;
- Bonuszahlung (+ Marktpreis) versus fixer Tarif;

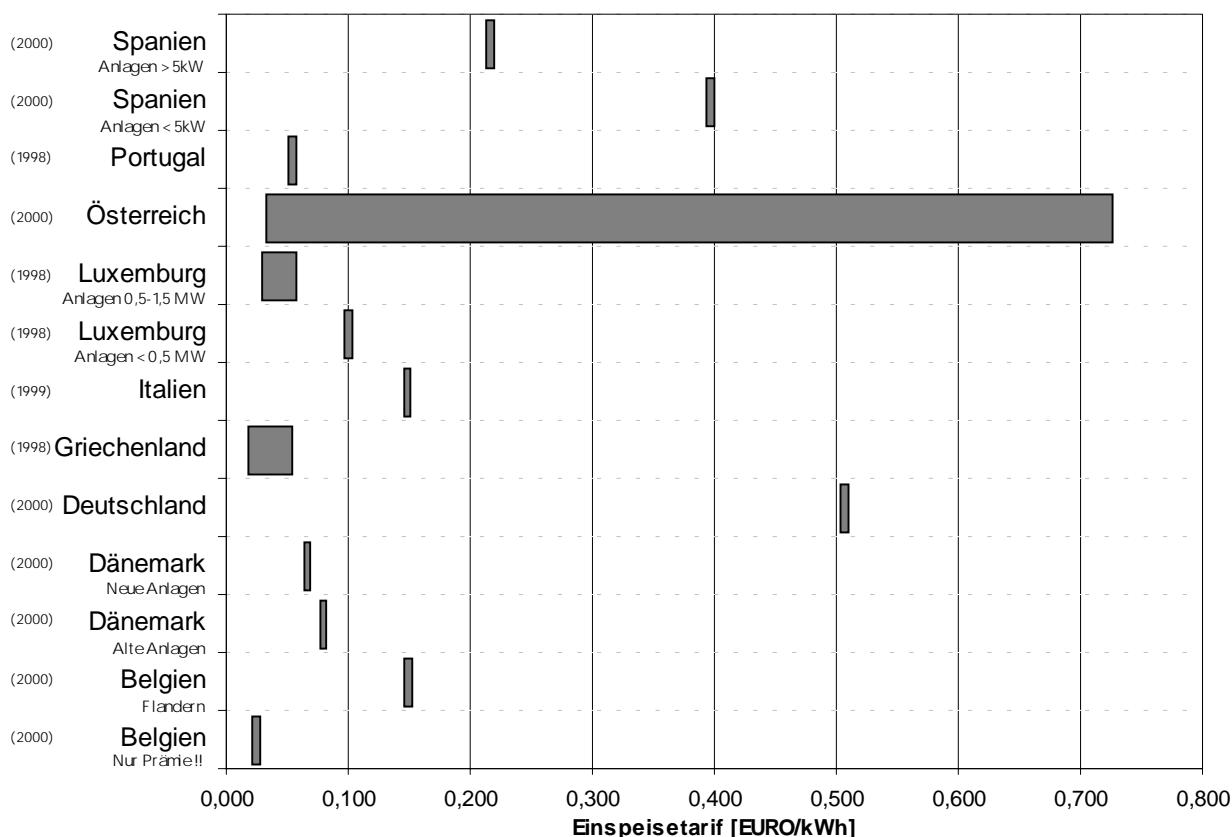
Abbildung 8-6 gibt einen Überblick über die derzeitigen Einspeisetarife (Stand Ende 2000) der verschiedenen EU-Mitgliedsländer für Strom aus Windkraftanlagen während in Abbildung 8-7 die unterschiedlichen Tarife für PV-Anlagen dargestellt sind.



**Abbildung 8-6: Einspeisetarife für Strom aus Windkraftanlagen in den EU-Mitgliedsstaaten**

Anmerkung: () ... Jahr der Gültigkeit

Quelle: Eigene Analysen



**Abbildung 8-7: Einspeisetarife für Strom aus PV-Anlagen in den EU-Mitgliedsstaaten**

Anmerkung: () ... Jahr der Gültigkeit

Quelle: Eigene Analysen

Im Bereich der Windenergie sind die höchsten Einspeisetarife derzeit in Luxemburg und Italien, gefolgt von Belgien und Deutschland erhältlich. Bei der Photovoltaik ist wohl Deutschland derzeit federführend, regional werden aber auch in Belgien (Flandern) und Österreich (Kärnten) hohe Einspeisevergütungen angeboten.

Ein hoher Einspeisetarif allein ist jedoch noch kein Garant für eine tatsächlich positive Anlagenentwicklung, wie die eher dürftige Entwicklung der Windenergie in Italien oder jene der Photovoltaik in Kärnten zeigt. Ein wichtiger Einflußfaktor ist - abgesehen von den vorhandenen Potentialen der Energieträger - vor allem die Kontinuität in der Förderpolitik. Eine langfristige vertragliche Zusage der Einspeisevergütung ist hierbei von entscheidender Bedeutung.

### 8.3. Regulative kapazitätsgesteuerte Instrumente

#### 8.3.1. Ausschreibungsverfahren

Ausschreibungsverfahren für Photovoltaik gibt es ausschließlich über sogenannte Solarbörsen. Die folgende Beschreibung bezieht sich daher auf Windenergie und andere, in der Wirtschaftlichkeit - bezogen auf die Photovoltaik - schon weiter fortgeschrittene Technologien, die auch in Österreich Anwendung finden könnten, wie z.B. die Biomasseverstromung.

Ausschreibungsmodelle für erneuerbare Energie existieren derzeit in Großbritannien, Irland sowie Frankreich. Die vom Volumen (mit Abstand) größte Mengenregelung besitzt Großbritannien. Die sogenannte "Non Fossil Fuel Obligation (NFFO)" wurde 1989 eingeführt und verpflichtet die Re-

gionalversorger, eine bestimmte Menge an Strom aus erneuerbaren Energien aufzunehmen und zu festgelegten Preisen zu vergüten.

In unregelmäßigen Abständen werden für bestimmte alternative Energietechnologien, wie Wind, Wasserkraft, Biomasse oder Deponiegas, Ausschreibungen über eine genau festgelegte Kapazität (= Mengenregelung) durchgeführt. Zwischen 1990 und 1998 gab es insgesamt 5 Ausschreibungsrunden<sup>173</sup>. In einem Bieterwettbewerb erhalten nur diejenigen Projekte mit den günstigsten Angeboten einen Einspeisevertrag. Ein garantierter Preis pro kWh (siehe Tabelle 8-7) wird dann für eine begrenzte Laufzeit mengenmäßig an den vertraglich verpflichteten Erzeuger ausbezahlt. Die Differenz zwischen dieser Einspeisevergütung und dem durchschnittlichem Poolpreis, d.h. dem Preis, zu dem "konventioneller" Strom auf dem Markt angeboten wird, bekommt das regionale Energieversorgungsunternehmen via der "*Fossil Fuel Levy (FFL)*" zurückerstattet. Die "*Fossil Fuel Levy*" ist eine Art Stromsteuer und wird von allen Stromkunden als prozentuelle Abgabe bezahlt.

Bei den bisherigen Ausschreibungsverfahren gab es zwischen den einzelnen Technologien erhebliche Unterschiede, wie Tabelle 8-8 dokumentiert. Im zeitlichen Verlauf konnten zum Teil große Reduktionen des Angebotspreises festgestellt werden. So verringerte sich der kapazitätsmäßig gewichtete Durchschnittspreis für Strom aus Windkraft von 9,97 p/kWh im Jahr 1991 auf 3,56 p/kWh im Jahr 1997.

**Tabelle 8-7: Kenndaten zum britischen Ausschreibungsverfahren im Rahmen der NFFO 1-5 (Preise nominal)**

Quelle: Drillisch-Riechmann 1997; Department of Trade and Industry, UK 1998

	NFFO1	NFFO2	NFFO3	NFFO4	NFFO5
Involvierte Technologien	Wind, Wasserkraft, Deponiegas, Müllverbrennung u. a. Verbrennung, Klärgas	Wind, Wasserkraft, Deponiegas, Müllverbrennung u. a. Verbrennung, Klärgas	Wind, Wasserkraft, Deponiegas, Müllverbrennung, Biomasse/Energiepfl.	Wind, Wasserkraft, Deponiegas, Müllverbrennung, Biomasse/Energiepfl., Müll-KWK	Wind, Wasserkraft, Deponiegas, Müllverbrennung, Müll-KWK
Jahr der Ausschreibung	1990	1991	1994	1997	1998
Laufzeit des garantierten Kontraktpreises	max. 8a (bis 1998)	max. 7a (bis 1998)	15a	15a	15a
Ermittlung des Kontraktpreises	kostenorientierter Preis	Grenzpreis der jeweiligen Technologie	individueller Angebotspreis	individueller Angebotspreis	individueller Angebotspreis
Anzahl der kontrahierten Projekte	75	122	141	195	261
Ausgeschriebene Kapazität [MW-DNC] <sup>(1)</sup>	152,1	472,2	626,9	843,1	1177
Anzahl der installierten Projekte (bis 31.3.2000)	61	82	73	51	16
Installierte Leistung	144,5	173,7	250,8	113,1	23,3
Durchschnittlicher Preis <sup>(2)</sup> [p/kWh]	6,5	6,61	4,35	3,46	2,71
Poolpreis [p/kWh]	1,71	2,17	2,39	2,51	2,67

(1) DNC (Declared Net Capacity) stellt einen Auslastungsfaktor dar. Für Windenergie beträgt er z.B. 0,43, d.h. eine Windkraftanlage mit 1 MW installierter Leistung wird mit 0,43 MW-DNC bewertet.

(2) errechnet sich aus den, mit den jeweiligen Kapazitäten, gewichteten Mittelwert der einzelnen Technologien

<sup>173</sup> Die NFFO5 soll auch vorerst die letzte Runde des Ausschreibungswettbewerbs für erneuerbare Erzeugungstechnologien sein.

**Tabelle 8-8: Angebote der kontrahierten Anlagen im Rahmen der NFFO 1-4 (nominal)**

Quelle: Drillisch, Riechmann 1997

Technologie	NFFO1-1990		NFFO2-1991		NFFO3-1994		NFFO4-1997	
	Angebots- preise	gew. Mittel	Angebots- preise	gew. Mittel	Angebots- preise	gew. Mittel	Angebots- preise	gew. Mittel
	[p/kWh]	[p/kWh]	[p/kWh]	[p/kWh]	[p/kWh]	[p/kWh]	[p/kWh]	[p/kWh]
Wind	5.75 - 10.00		6.39 - 11.00	9.97	3.98 - 5.99	4.43	3.11 - 4.95 3.56	
Wasser	3.85 - 7.50		3.40 - 6.00	5.06	4.25 - 4.85	4.46	2.66 - 3.40 2.98	
Deponiegas	3.60 - 6.40		3.96 - 5.70	4.75	3.29 - 4.00	3.76	2.80 - 3.20 3.01	
Müllver- brennung	5.06 - 6.00		5.50 - 6.55	6.2	3.48 - 4.00	3.89	2.66 - 2.80 2.75	
andere Verbrennung	4.43 - 6.00		4.00 - 5.90	5.42				
Klär- gas	4.40 - 6.00		4.80 - 5.90	5.16				
Biomasse					4.90 - 8.75	5.62	5.10 - 5.79 5.48	
Durchschnitt	3.6 - 10.00	6.61	3.40 - 11.00	6.61	3.29 - 8.75	4.35	2.66 - 5.79 3.46	

Ausschreibungsverfahren, die auf individuellen Gebotspreisen basieren, sind aufgrund ihres wirtschaftlich effizienten Einsatzes von Fördermitteln, als Instrumente zur Förderung erneuerbarer Erzeugungstechnologien geeignet. Der Hauptkritikpunkt an diesem Verfahren ist, dass jede Ausschreibungsrunde mengenmäßig nach oben hin beschränkt ist, d.h. nicht mehr als die vereinbarte Quote umgesetzt wird. Ein weiterer Nachteil ist die im Vergleich zu Fördermaßnahmen mit Einspeiseregulierung geringe Umsetzung bzw. Anlagenrealisierung der bisher durchgeführten Ausschreibungsverfahren, wie Tabelle 8-9 sehr deutlich zeigt.<sup>174</sup>

<sup>174</sup> Eine höhere Quote, die insgesamt zu einer größeren installierten Anlagenleistungen führen würde, macht das Verfahren ineffizient, da strategische Angebotspreise offeriert werden könnten, die (wesentlich) höhere durchschnittliche Fördermitteln nach sich ziehen.

**Tabelle 8-9: Vergleich von Preis- mit Mengenregelung anhand von Windenergie**

Quelle: Windpower Monthly

Gruppe	Länder	installierte Leistung Ende 1997 [MW]	zugebaute Leistung 1997 [MW]
Länder mit Preisregelung (Einspeisegesetz)	Deutschland	2082	537
	Dänemark	1116	259
	Spanien	512	263
Länder mit Mengenregelung (Ausschreibung)	Großbritannien	320	50
	Irland	51	40
	Frankreich	10	0

### 8.3.2. Nicht-handelbare Quoten

Die Energieversorgungs- bzw. Verteilunternehmen werden in diesem System verpflichtet, eine bestimmte Menge an elektrischem Strom mit erneuerbaren Energien zu erzeugen.

Aufgrund der Tatsache, dass die Quoten nicht gehandelt werden können, kann das System einerseits zu einer Marktverzerrung unter den EVU (abhängig von den geographischen Gegebenheiten) führen. Andererseits können die Administrationskosten im Vergleich zu einem Zertifikatshandelssystem (siehe Kapitel 8.3.3) viel niedriger sein, vor allem wenn die zu erreichende Quote nicht sehr hoch ist.

Das System der nicht-handelbaren Quoten wird derzeit in Österreich eingesetzt, mit dem Ziel bis 2007 4% des elektrischen Stromes durch "neue" Erneuerbare zu erzeugen. International wird dieses System nur noch in den Niederlanden und in USA angewendet. Es gibt allerdings noch nicht ausreichend Erfahrung, um dieses Instrument genauer bewerten zu können.

### 8.3.3. Handelbare Zertifikate

Eine weitere Möglichkeit, eine bestimmte Menge (Quote) an Strom oder Wärme aus erneuerbarer Erzeugungstechnologie zu erreichen, stellt der Handel mit Zertifikaten dar.

#### 8.3.3.1. Strom

Dieses System wird derzeit in einigen Bundesstaaten der USA sowie in den Niederlanden verwirklicht<sup>175</sup> und ist auch in der Novelle des ElWOG für Kleinwasserkraft (< 10 MW) in Österreich verankert.

Das Grundprinzip ist einfach: Die Quotenregelung verpflichtet die an der Quote beteiligten Gruppen, eine festgelegte Menge an Strom aus erneuerbaren Energien innerhalb einer gewissen Periode zu erzeugen, aufzunehmen, zu verkaufen oder zu kaufen. Die Erfüllung der Mengenverpflichtung ist durch den Besitz von Zertifikaten an einem bestimmten Stichtag durch Vorlage nachzuweisen. Jede geförderte Menge an Strom aus regenerativen Quellen wird zertifiziert, wobei für eine gewisse Menge, z.B. 10 MWh, ein Zertifikat ausgegeben wird. Die Verpflichteten können Zertifikate auf unterschiedliche Art erwerben:<sup>176</sup>

<sup>175</sup> In Dänemark und Australien wird derzeit die Einführung eines Zertifikationshandels überlegt.

<sup>176</sup> Eine detaillierte Abhandlung über die Quotenregelung in den Niederlanden findet sich z.B. in [Drillisch 1998].

- durch eigene Stromerzeugung auf regenerativer Basis, die zertifiziert wird;
- durch Verträge über Bezug von regenerativ erzeugtem Strom, wobei gleichzeitig mit dem "grünen" Strom auch die entsprechenden Zertifikate erworben werden;
- durch Kauf von Zertifikaten am Markt, der entweder bilateral, d.h. über Verträge zwischen zwei Partnern, oder multilateral, z.B. über eine Börse, erfolgen kann.

Durch die Quote verpflichtete Parteien, denen die Erzeugung einer Einheit regenerativen Stroms (inkl. anderen Förderungen) – verbunden mit dem Erhalt eines Zertifikates für diese Einheit - teurer kommt, als dieses Zertifikat am Markt (z.B. an der Börse) zu erwerben, wird letzteres tun. Verpflichtete Parteien, die günstiger Strom (inkl. anderen Förderungen) aus erneuerbaren Quellen erzeugen können, werden zusätzliche Zertifikate am Markt anbieten. Im Gleichgewicht stellt sich ein einheitlicher Preis für die Zertifikate ein, bei dem sowohl die Käufer als auch die Verkäufer profitieren. Durch den Handel mit Zertifikaten kommt es zu einer Kostenreduktion und damit zu einer leichteren Erreichbarkeit der vorgegebenen Quote.

Wichtigste Anforderungen an ein effizientes Quoten/Zertifikatssystem sind, vgl. [Huber et al. 2001]:

- Zentrale Voraussetzung ist, dass das System mit hoher politischer Garantie für einen bestimmten Zeitraum eingeführt wird. Am schlimmsten für ein Quoten-/Zertifikatssystem ist es, wenn es nach einem bestimmten Zeitraum abgebrochen wird.
- Quoten für existierende bzw. neue Kapazitäten sollen nicht vermischt werden, weil sonst hohe „Windfall profits“ für existierende Kapazitäten und extrem hohe gesellschaftliche Kosten entstehen. Prinzipiell macht ein Quoten-/Zertifikatssystem nur für neu zu installierende Kapazitäten Sinn.
- Es sind hohe Strafzahlungen (penalties) vorzusehen, die höher als der ungünstigste Fall der Stromerzeugungskosten liegen.
- *Banking* (Aufsparen von Zertifikaten) sollte zwar erlaubt sein, allerdings nur für einen begrenzten Zeitraum.
- *Borrowing* (Ausleihen von Zertifikaten) sollte äußerst restriktiv gehandhabt werden und nur in Verbindung mit hohen Deposit-Zahlungen erlaubt werden.
- Da es praktisch vollkommen unmöglich ist, eine korrekte Quote festzusetzen, könnte eine Lösung darin bestehen, eine dynamische Quote vorzusehen.
- Eine Zertifikatsbörse könnte die Markttransparenz wesentlich erhöhen. Weiters könnte der einheitliche (Spot)Marktpreis als Referenzpreis für bilaterale Verträge herangezogen werden. Zur Risikoabsicherung wäre weiters ein Future-Markt für Zertifikate vorstellbar.
- Ein System mit handelbaren Zertifikaten, bei dem aus Gebieten ohne eigene Quote importiert werden kann, ist vollkommen wirkungslos – siehe das im Jahr 2001 praktizierte System in Holland – und daher rigoros abzulehnen.

Im Prinzip stellt das handelbare Zertifikatssystem - in idealer Form eingeführt - eine marktgerechte Lösung zur Durchdringung regenerativer Stromerzeugungstechnologien dar. Grundsätzlich ist dabei festzustellen, dass ein Quoten/Zertifikatssystem um so effizienter ist, je größer der geographische und technologische Rahmen gespannt wird.

#### 8.3.3.2. Wärme

In [Nitsch et al. 1999] wird ein Modell von handelbaren Zertifikaten für den Wärmebereich beschrieben. Im Wesentlichen geht es darum, Endverbrauchern, Energieversorgern oder dem Brennstoffhandel eine gewisse Quote an NEET aufzuerlegen.

Wird z.B. eine Quotenverpflichtung der Energieversorger herangezogen, so haben diese von den Betreibern von Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien Zertifikate zu kaufen, die die Betreiber jährlich erhalten.

Die Ausstellung der Zertifikate kann durch eine Behörde erfolgen. Der zusätzliche Verwaltungsaufwand ist dann allerdings groß. Geringere Transaktionskosten sind zu erwarten, wenn statt dessen der Energieversorger, der Schornsteinfeger oder eine andere Institution, die ohnehin Kontakt zu den Haushalten und Unternehmen hat, diese Aufgabe übernimmt. Wird bei Kleinanlagen, z.B. Biomasse-Einzelöfen, der Aufwand für die Ertragsmessung zu hoch, so kann deren Ertrag pauschal abgeschätzt werden.

Prinzipiell ist es einem Anlagenbetreiber freigestellt, sich zu verpflichten, auch seine Zertifikate für kommende Jahre schon im Voraus zu einem festgelegten Preis zu verkaufen. Der Verkauf der Zertifikate wirkt dann wie ein Investitionskostenzuschuß.

[Nitsch et al. 1999] empfehlen dieses Modell in Deutschland für Großanlagen zur Nutzung von EET, für Kleinanlagen hingegen sollen weiter staatliche Zuschußförderungen (vorübergehend) beibehalten werden. Es wird bei diesem System den Erzeugern, Importeuren und Großhändlern von Brennstoffen für Heizzwecke eine Quote auferlegt. Die Kontrolle der Quotenerfüllung übernimmt die öffentliche Hand. Außerdem soll sie einen maximalen Zertifikatspreis (Pönale) bei unvollständiger Erfüllung der Quote festlegen.

Vorteile dieses Systems wären, dass gezielt der Brennstoffverbrauch belastet wird und sich zusätzlich eine steuernde Wirkung zugunsten eines sparsameren Brennstoffverbrauchs ergibt. Außerdem werden öffentliche Haushalte entlastet bzw. werden die staatlichen Eingriffe verringert. Nachteile des Modells sind die unerwünschte Unsicherheit der zukünftigen Erträge und damit der Wirtschaftlichkeit einer Anlage. Daneben ist auch die zukünftige Entwicklung des Zertifikatspreises unsicher und damit die Wirtschaftlichkeitsberechnungen eines Anlagenbauers einem erhöhten Risiko ausgesetzt. Die Erfüllung der Quotenverpflichtung muß außerdem kontrolliert und eine vor Mißbrauch geschützte Ausstellung der Zertifikate organisiert werden.

Abschließend ist zu sagen, dass es für das vorgestellte Modell noch keine Erfahrungen gibt und deswegen auch keine Bewertung vorgenommen werden kann. Aus der Sicht der Autoren ist die Einführung eines solchen Modells derzeit nicht zu empfehlen.

#### **8.4. Indirekte Instrumente**

Abgesehen von den Strategien, die direkt eine oder mehrere bestimmte Technologien zur Nutzung Erneuerbarer fördern, gibt es andere, die eine indirekte Auswirkung auf die Verbreitung von Erneuerbaren haben. Die wichtigsten davon sind:

- Ökosteuer auf Technologien, die nicht erneuerbare Energieträger nutzen;
- Steuern auf CO<sub>2</sub> – Emissionen oder Lizenzen zur Produktion von CO<sub>2</sub>;
- Reduzierung der Förderung von fossilen oder nuklearen Technologien;

Um erneuerbare Energien mittels Energie- oder Umweltsteuern zu fördern, gibt es zwei Möglichkeiten:

- Technologien zur Nutzung erneuerbarer Energien können von den Steuern (Energiesteuern, Schwefelsteuer, etc.) befreit werden (In Österreich ist beispielsweise Biodiesel bei reiner Verwendung vollkommen von der Mineralölsteuer befreit.) oder
- für Technologien wird die Steuer teilweise bzw. ganz refundiert.

Beide Maßnahmen führen zu einer erhöhten Wettbewerbsfähigkeit der Erneuerbaren. Tabelle 8-10 gibt einen Überblick über existierende Energiesteuern in EU-Ländern.

**Tabelle 8-10: Beispiele für Energiesteuern mit Ausnahmen für erneuerbare Energien in verschiedenen EU-Ländern**

Länder	Beschreibung
<b>Dänemark</b>	Kohlenstoff-basierte und Schwefel-basierte Steuer bzw. Energiesteuer: bestehende Kraftwerke mit Nutzung Erneuerbarer (Wind, feste Biomasse, Biogas) sind von der CO <sub>2</sub> -Besteuerung (0,013 EURO/kWh) ausgenommen
<b>Finnland</b>	Kohlenstoff-basierte Umweltsteuer seit 1990 in Kraft: sie wird Betreibern von Anlagen, die auf Holz basierende Brennstoffe nutzen, Betreibern von Windanlagen und von Kleinwasserkraftwerken erstattet
<b>Deutschland</b>	1999, Ökosteuerreform: Energiesteuer (0,01 EURO/kWh, ansteigend) – die Einnahmen der Steuer werden für spezielle Programme zur Unterstützung von Erneuerbaren genützt ("200 Mill. DM Förderprogramm").
<b>Schweden</b>	Kohlenstoff-basierte und Schwefel-basierte Steuer bzw. Energiesteuer: Stromproduktion aus Erneuerbaren in kleinen Anlagen wird durch niedrigere Steuern bzw. Befreiung von der Steuer bevorzugt. Für Biomasse (inkl. Müll) wird keine CO <sub>2</sub> -Steuer eingehoben. Biotreibstoffe werden von der Schwefel-Steuer ausgenommen.
<b>Niederlande</b>	Verbraucher von Grünstrom sind von der Energiesteuer ausgenommen (0,037 EURO/kWh im Jahr 2000; 0,056 EURO/kWh 2001) Erzeuger von Grünstrom erhalten Zahlungen, die mittels Energiesteuer finanziert werden (0,016 EURO/kWh im Jahr 2000; 0,019 EURO/kWh 2001– ähnliche Werte für Erzeuger von Biogas und für Wärme aus Biomasse-KWK-Anlagen)
<b>Großbritannien</b>	"Climate Change Levy" (CCL): die neue Steuer wird ab April 2001 von Geschäftskunden eingehoben. Die neueste "pre-budget" – Ankündigung (Nov. 1999) legte fest, dass die Erzeugung aus Erneuerbaren davon ausgenommen sein wird.

### 8.5. Evaluierung und Überblick

In Europa sind derzeit Einspeisetarife das meist eingesetzte Instrument, gefolgt von Steueranreizen, Investitionszuschüssen, Ausschreibungen und Grünen Tarifen.

#### Instrumente basierend auf Freiwilligkeit:

- leben von der hohen Zahlungsbereitschaft für Grünstrom und hängen deshalb auch stark von der Glaubwürdigkeit der Organisation ab, die Grünstrom anbietet;
- benötigen sehr viel Öffentlichkeitsarbeit, z.B. ein "green label";
- Ab einem gewissen Zeitpunkt ist eine Abnahme der Teilnehmerraten mit weiter zunehmender Programmdauer feststellbar.

#### Zuschußprogramme (Investitionszuschüsse):

- effizientes Werkzeug um die Marktdurchdringung von Erneuerbaren in der Markteinführungsphase zu verbessern;
- möglicherweise suboptimaler Betrieb der Anlagen über die Lebensdauer, da mangelnder Anreiz zu optimaler Betriebsführung vorhanden ist → Programme müssen deshalb gut überwacht werden;
- allgemein: Marktverzerrungen durch Zuschüsse;

#### Steueranreize bzw. indirekte Instrumente:

- wichtiges Instrument zur Unterstützung und Komplettierung von Investitionszuschüssen;

Erhöhte Einspeisetarife:

- lösen substantielle Investitionen in Installationen zur Nutzung Erneuerbarer aus;
- garantieren einen effizienten Betrieb der Anlagen;
- Transaktions- und Administrationskosten sind niedrig;
- garantieren nicht, dass die ökonomisch effizientesten Anlagen installiert werden;
- kein Wettbewerb zwischen den Erzeugern;
- ein technologie- und länderspezifisch gestufter Einspeisetarif führt allerdings zu einer volkswirtschaftlich äußerst effizienten Lösung;

Ausschreibungen:

- hohe ökonomische Effizienz;
- keine Marktverzerrung durch Zuschüsse;
- Transaktions- und Administrationskosten sind hoch;
- als Verbreitungsstrategie nur bedingt geeignet;
- Kapazitätsrestriktionen;
- nur ein Teil der Projekte wird (zum Teil erheblich zeitverzögert) tatsächlich realisiert;

handelbare Zertifikate:

- hohe ökonomische Effizienz;
- ein Markt für die „Nutzung von Umwelt“ wird geschaffen;
- keine Marktverzerrung durch fixe Zuschüsse → der Markt bestimmt den Zertifikatspreis und somit die kosteneffiziente Höhe der Zuschüsse;
- Transaktions- und Administrationskosten sind hoch (Schutz vor Mißbrauch, Ausgabe der Zertifikate);
- volatile Erträge bedeuten Planungsunsicherheiten für Investoren;
- sorgfältige und korrekte Ausgestaltung des Programms (z.B. sehr hohe Strafzahlungen bei Nichterfüllung, äußerst restriktives „Borrowing“, definitive politische Garantie für das Einhalten eines bestimmten Zeitraums für die Quote) muß absolute Priorität haben;

## 9. Szenarien für Erneuerbare Energieträger in Österreich bis 2010

Wie im Kapitel 2 (Methodische Vorgangsweise) erläutert, werden für die Anwendungen

- Heizen und Warmwasser<sup>177</sup>
- stromspezifische Anwendungen und
- Mobilität

jeweils die folgenden drei Szenarien erstellt:

- BAU-Szenario mit aktueller Forcierungsstrategie EIWOG 2000:  
In diesem Szenario wird eine Entwicklung angenommen, die dem Trend, also den durchschnittlichen Wachstumsraten der letzten Jahre entspricht. Energiepolitische Maßnahmen werden nur insofern berücksichtigt, als sie derzeit der Gesetzeslage entsprechen (z.B. nach EIWOG-Novelle: bis 2007 sind 4% Ökostrom zu erreichen und 8% Kleinwasserkraft fortzuschreiben). Dieses Szenario ist auch identisch mit dem "erneuerbaren Teil" des BAU-Szenarios im WIFO-Projekt.
- Moderates Forcierungsszenario:  
Dieses Szenario geht davon aus, dass bei gleichbleibenden finanziellen Anreizen alle in Kapitel 10 beschriebenen Maßnahmen in den nächsten zehn Jahren realisiert werden. Anzumerken ist, dass bei Ökostrom und Strom aus Kleinwasserkraft das moderate Szenario dem BAU-Szenario entspricht, weil mit der EIWOG-Novelle bereits anspruchsvolle Ziele verankert wurden.
- Ambitioniertes Forcierungsszenario:  
In diesem Szenario wird zusätzlich zu den im moderaten Szenario vorausgesetzten Maßnahmen volle Wettbewerbsfähigkeit der NEET durch entsprechende finanzielle Fördermechanismen vorausgesetzt. Die Wachstumsraten entsprechen den höchsten bisher realisierten bzw. gehen nach Expertenschätzungen für die einzelnen Technologien sogar darüber hinaus.

Eine wichtige Annahme bei der Erstellung der Szenarien ist, dass die in KWK-Anlagen anfallende Wärme genutzt wird, anstatt an die Umgebung abgegeben zu werden.

Die Zahlen für den Istzustand der Energieversorgung Österreichs und speziell jene, die die Nutzung erneuerbarer Energieträger betreffen, sowie das BAU-Szenario sind mit den entsprechenden Werten des parallel vom WIFO bearbeiteten Projekt „Energieprognose und -szenarien Österreich bis 2020“ (vgl. [Kratena, Schleicher 2001]) abgestimmt.

Es werden folgende alternative oder parallele Möglichkeiten, den zukünftigen Energieverbrauch zu beeinflussen, in diesem Projekt **nicht berücksichtigt**:

- Effizienzsteigerungen bei der Bereitstellung von Energiedienstleistungen (z.B. Wärmedämmung);
- (neue) Speichermedien (z.B. Wasserstoff) und Speichersysteme;
- neue und zukünftig mögliche Umwandlungstechnologien, z.B. Brennstoffzellen;
- Energieeinsparungen durch solar passive Bauweise;

Die folgenden Tabellen (Tabelle 9-1 - Tabelle 9-3) fassen die wichtigsten Ergebnisse zusammen. Ausführliche Erläuterungen zu den Potentialen finden sich in Kapitel 5.

Anmerkung zu den Tabellen: Die Summe der Spalten (3) und (4) ergibt Spalte (1) oder (2). Künstliche Genauigkeiten, z.B. ein Abziehen der Isterzeugung der PV vom EE-Potential (Potential ausgedrückt in Endenergie – siehe Kapitel 5) werden vermieden. Es wird auf brauchbare Kommastellen

<sup>177</sup> Im Bereich „Heizen und Warmwasser“ wird bei den Szenarien zwischen den drei Sektoren Haushalte, Service und Industrie unterschieden.

gerundet. Die Spalten (5) bis (7) beinhalten zusätzliche Potentiale, also ohne die Isterzeugung in Spalte (3)!

**Tabelle 9-1: Derzeitige Nutzung, maximale technische Potentiale und Szenarien bis 2010 von NEET zur Stromerzeugung in Österreich**

<b>STROM [TWh]:</b>	<b>Maximales technisches PE-Potential<sup>178</sup> (1)</b>	<b>Maximales technisches EE-Potential<sup>179</sup> (2)</b>	<b>Ist (EE) (3)</b>	<b>Maximales zusätzl. Potential (4)</b>	<b>BAU bis 2010 zusätzlich (5)</b>	<b>Zusätzl. Potential 2010 moderat (6)</b>	<b>Zusätzl. Potential 2010 ambitioniert (7)</b>
Wind	-	>5,2	0,12	>5,1	1,6	1,6	2,7
PV	-	31	0,003	31	0,003	0,003	0,053
<b>Strom aus KWK [TWh]:</b>							
Biomasseverstromung <sup>180</sup>	- <sup>181</sup>	5,6	0,05	5,5	0,7 (PE 1,2 TWh)	0,7 (PE 1,2 TWh)	1,6 (PE 2,9 TWh)
Biogas	4,4	1,2	0,02	1,2	0,09	0,09	0,6
Deponie-/Klär gas	1,5	0,5	0,14	0,3	0,09	0,09	0,18
Geothermie	2,1	0,05	0,004	0,05	0,004	0,004	0,03
<b>GESAMT ÖKO-STROM [TWh]:</b>	-	<b>&gt;43,5</b>	<b>0,3</b>	<b>43,2</b>	<b>2,5</b>	<b>2,5</b>	<b>5,2</b>
Kleinwasserkraft (inkl. Potential von Revitalisierung)	-	11,3	4,15	7,2	1,4	1,4	1,6
<b>GESAMT STROM AUS NEET [TWh]:</b>	-	<b>&gt;54,8</b>	<b>4,5</b>	<b>50,4</b>	<b>3,9</b>	<b>3,9</b>	<b>6,8</b>

<sup>178</sup> Primärenergiepotential;

<sup>179</sup> Endenergiepotential;

<sup>180</sup> Die nutzbare Abwärme der Biomasse KWK tritt in Tabelle 9-2 in den Bereichen „Biomasse Nahwärme“ und „Hack-schnitzel & Rinde (Gewerbe und Mehrfamilienhäuser)“ wieder auf.

<sup>181</sup> Beschränkung durch das zusätzliche Primärpotential fester Biomasse von 100 PJ/a;

**Tabelle 9-2: Derzeitige Nutzung, maximale technische Potentiale und Szenarien bis 2010 von NEET zur Wärmeerzeugung in Österreich**

Heizen und WW [PJ]:	Maximales technisches PE-Potential	Maximales technisches EE-Potential	Ist (EE)	Maximales zusätzl. Potential	BAU bis 2010 zusätzlich	Zusätzl. Potential 2010 moderat	Zusätzl. Potential 2010 ambitioniert
Biomasse-Einzelanlagen (Ein- und Zweifamilienhäusern)	203	-	69,4	- <sup>182</sup>	<u>Abnahme</u> um 8,1	2,0	18,0
Hackschnitzel & Rinde (Gewerbe und Mehrfamilienhäuser)		-	29,0		11,1	14,0	25,2
Biomassenahwärme		-	3,1		4,6 (PE 6,1 PJ)	6,0 (PE 8 PJ)	10,80 (PE 14,4 PJ)
Solartherm. WW (Haushalt)	-	72	2,7	69,3	1,8	2,6	6,1
Solartherm. Heizen (Haushalt)					0,3	0,6	1,5
Solarthermie (sonstige Kleinverbr. und Gewerbe)					0,05	0,08	0,2
Umweltwärme <sup>183</sup>	-	-	3,7 <sup>184</sup>	-	2,9	3,3	4,3
Geothermie (ohne Abwärme aus KWK)	7,7	-	0,4	7,2	1,1	1,6	3,6
Stromerzeugung-Abwärme aus KWK <sup>185</sup>	-	-	0,06		0,3	0,3	1,9
<b>GESAMT HEIZEN UND WARMWASSER [PJ]:</b>	-	-	<b>108,3</b>	-	<b>14,0</b>	<b>30,5</b>	<b>71,6</b>
<b>GESAMT PRIMÄRENERGIE FESTE BIOMASSE<sup>186</sup></b>		<b>203</b>	<b>103</b>	<b>100</b>	<b>13,7</b>	<b>29,2</b>	<b>70,2</b>

<sup>182</sup> Beschränkung durch das zusätzliche Primärpotential fester Biomasse von 100 PJ/a;

<sup>183</sup> Die Angabe eines maximalen Potentials ist nicht zweckmäßig, da dieses praktisch dem gesamten Haushaltsendenergieverbrauch für Heizen und Warmwasser (1998: 226 PJ) entspricht.

<sup>184</sup> Wert 1998;

<sup>185</sup> Abwärme aus folgenden KWK-Anlagen: Bio-, Deponie-, Klärgas und Geothermieanlagen

<sup>186</sup> Summe der Biomasse-Primärenergie (NEET) aus Biomasse-KWK-Anlagen, Einzelanlagen, Hackschnitzel & Rinde und Biomassenahwärme.

**Tabelle 9-3: Derzeitige Nutzung, maximale technische Potentiale und Szenarien bis 2010 von NEET für Treibstoffe in Österreich**

Treibstoffe [PJ]:	Maximales technisches PE-Potential	Maximales technisches EE-Potential	Ist (PE)	Maximales zusätzl. Potential	BAU bis 2010 zusätzlich	Zusätzl. Potential 2010 moderat	Zusätzl. Potential 2010 ambitioniert
Biodiesel - Produktion	5,5	-	1 <sup>187</sup>	4,5	0,7	1,2	3
Ethanol			0				
<b>GESAMT TREIBSTOFFE [PJ]:</b>	<b>5,5</b>	<b>-</b>	<b>1</b>	<b>4,5</b>	<b>0,7</b>	<b>1,2</b>	<b>3</b>

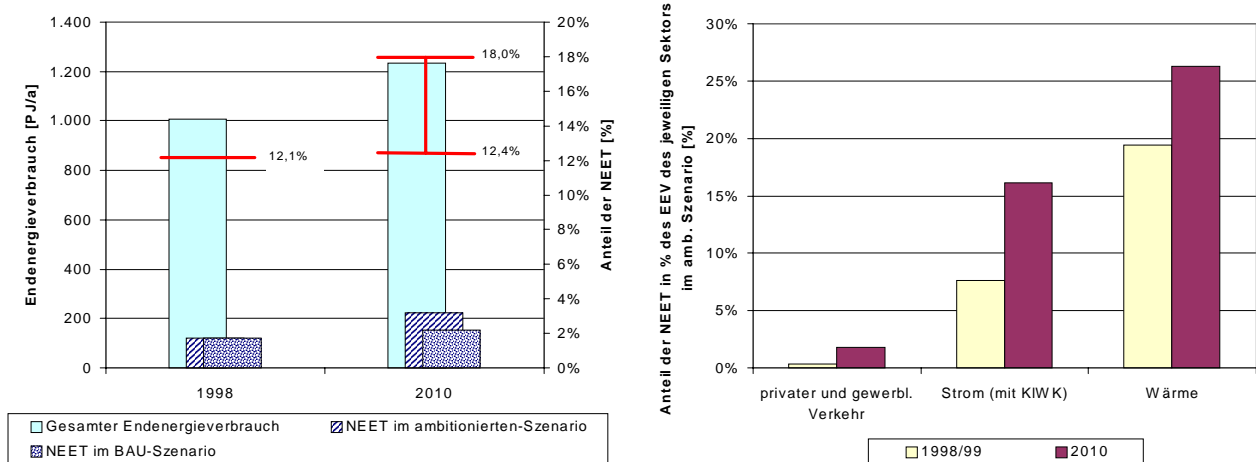
Die wichtigsten Ergebnisse der Szenarien sind (vgl. auch Abbildung 9-1):

Ausgehend von 122 PJ (12%)<sup>188</sup>, die im Jahr 1998 aus NEET insgesamt aufgebracht wurden, ergibt sich im BAU-Szenario ein Wert von 153 PJ (12%). In einem ambitionierten Ausbauszenario kann dieser Wert auf ca. 222 PJ (18%) gesteigert werden. Eine moderate Forcierung erreicht zumindest 169 PJ (rund 14%). Nach Anwendungen aufgeschlüsselt zeigen sich allerdings deutliche Unterschiede:

- So kann im Bereich der Raumwärme und Warmwasserbereitung die Energieaufbringung aus NEET von derzeit 108 PJ (19%) im moderaten Szenario auf 136 PJ (20%) und im ambitionierten Szenario sogar auf 177 PJ (26%) gesteigert werden;
- Im Bereich der Stromerzeugung kann der derzeitige Wert von 4,5 TWh ( $\approx 15$  PJ bzw. 7,6%) aus NEET (Summe aus Kleinwasserkraft und Ökostrom) in einem moderaten Szenario bis 2010 auf ca. 8,4 TWh ( $\approx 30$  PJ bzw. 12%) fast verdoppelt werden. Ein ambitioniertes Szenario könnte 11,3 TWh ( $\approx 40$  PJ bzw. 16%) Stromerzeugung aus NEET erzielen. Anzumerken ist, dass in bezug auf den Ausbau der Kleinwasserkraft ein Beibehalten der Quote von 8% in Zusammenhang mit dem Zertifikatshandel ein Hindernis für die Realisierung von mehr als 8% darstellt.
- Am ungünstigsten sind die Perspektiven für NEET im Bereich Mobilität: Der derzeitige inländische Verbrauch von ca. 0,5 PJ (österreichische Produktion beträgt ca. 1 PJ), d.h. 0,4% des gesamten Dieserverbrauchs, kann moderat lediglich auf 1,7 PJ (0,9%) bzw. ambitioniert auf 3,5 PJ (1,8%) erhöht werden.

<sup>187</sup> Im Jahr 1998 wurden etwa 42% exportiert, d.h. der österreichische Biodiesel-Verbrauch betrug rund 0,5 PJ.

<sup>188</sup> Summiert man die in den Tabellen Tabelle 9-1 bis Tabelle 9-3 angeführten Werte auf, dann ergeben sich 126 PJ NEET, da diese die aktuellsten verfügbaren Werte darstellen (Jahre 1998, 1999, 2000).



**Abbildung 9-1: Wichtigste Ergebnisse der Szenarien**

Quelle: eigene Analysen; Kratena, Schleicher 2001;

### 9.1. Strom

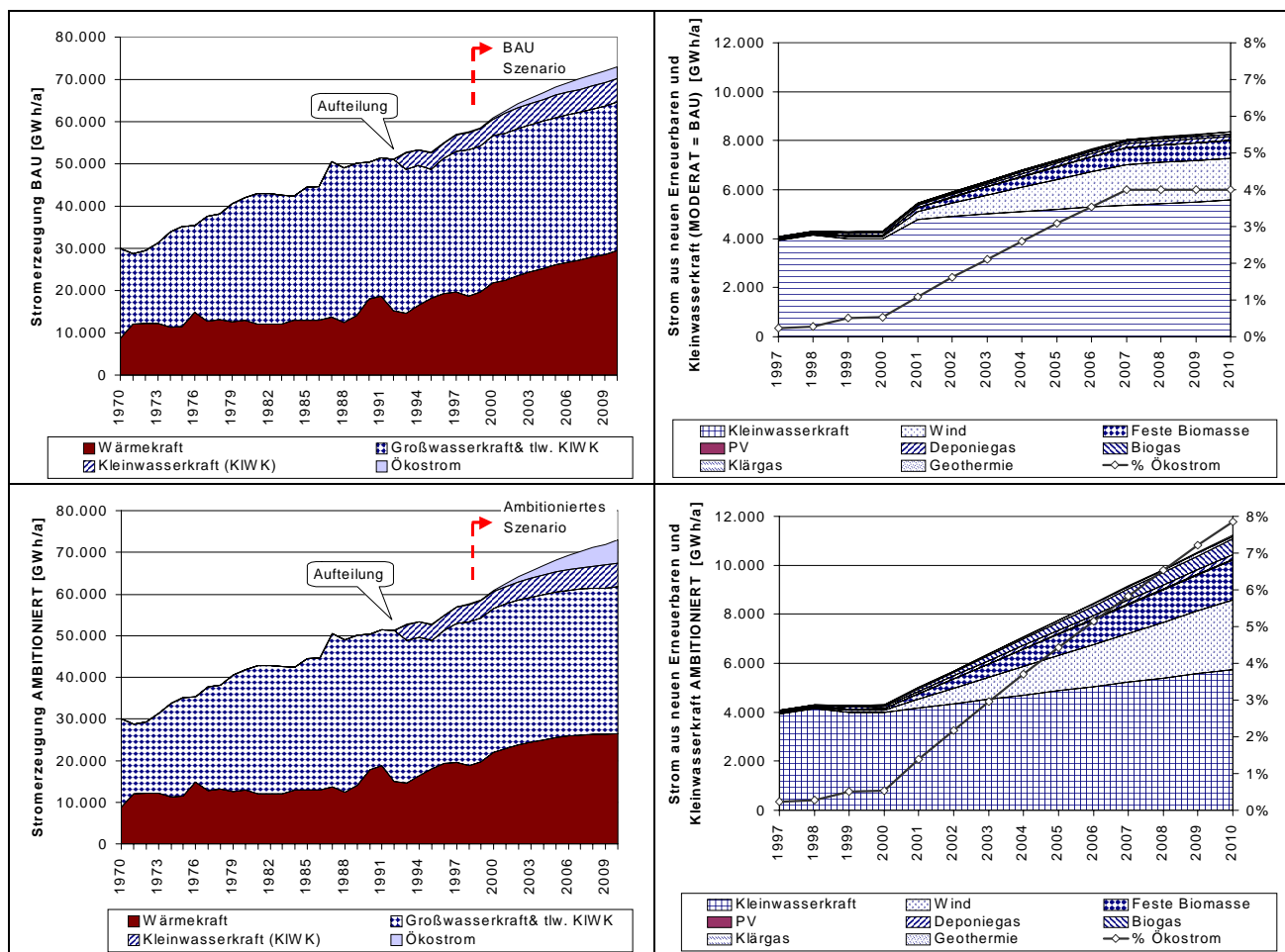
Anders als bei den Szenarien in den Bereichen Wärme und Verkehr wurden in diesem Fall nur zwei Szenarien erstellt (vgl. Abbildung 9-2), da das BAU-Szenario den Anforderungen der Novelle des „EiWOG 2000“ bis 2007 gerecht wird und damit dem moderaten Szenario gleichzusetzen ist.

Der derzeitige Wert von 4,5 TWh ( $\approx 15$  PJ bzw. 7,6%) aus NEET (Summe aus Kleinwasserkraft und Ökostrom) kann in einem moderaten Szenario bis 2010 auf ca. 8,4 TWh ( $\approx 30$  PJ bzw. 12%)<sup>189</sup> fast verdoppelt werden. Ein ambitioniertes Szenario könnte 11,3 TWh ( $\approx 40$  PJ bzw. 16%) Stromerzeugung aus NEET erzielen<sup>190</sup>.

Die Menge Ökostrom von derzeit rund 0,3 TWh wird in einem moderaten Szenario auf rund 2,8 TWh und könnte in einem ambitionierten auf etwa 5,5 TWh gesteigert werden. Den größten Beitrag zur Erreichung dieser Anteile liefert die Windenergie (zusätzlich 1,6 bzw. 2,7 TWh im Jahr 2010), gefolgt von der Verstromung fester Biomasse in KWK (zus. 0,7 bzw. 1,6 TWh 2010). Aus der Verstromung von Biogas könnten etwa 0,1 bzw. 0,6 TWh zusätzlich erzeugt werden. Der Beitrag von Geothermie in KWK bzw. Photovoltaikanlagen wird voraussichtlich auch im Jahr 2010 sehr gering bleiben.

<sup>189</sup> Im moderaten Szenario wurde davon ausgegangen, dass die 8%-Quote im Jahr 2001 erreicht und bis 2010 genau dieser Anteil aus Kleinwasserkraft produziert wird, d.h. aus Kleinwasserkraft kämen bis 2010 zusätzlich 1,4 TWh.

<sup>190</sup> Aus Kleinwasserkraft kämen zusätzlich 1,6 TWh.



**Abbildung 9-2: Szenarien (oben: BAU=MODERAT, unten: AMBITIONIERT) für die Stromerzeugung aus NEET bis 2010**

Quelle: eigene Analysen; Kratena, Schleicher 2001;

## 9.2. Wärme

Im Bereich der Raumwärme und Warmwasserbereitung kann die Energieaufbringung aus NEET von derzeit 108 PJ (19%) im moderaten Szenario auf 136 PJ (20%) und im ambitionierten Szenario sogar auf 177 PJ (26%) gesteigert werden (vgl. Abbildung 9-3).

Den größten Beitrag zu den NEET liefert die feste Biomasse: während die erzeugte Wärme im Bereich der Biomasse-Einzelanlagen in einem BAU-Szenario um 8,1 PJ abnimmt, könnte sie in einem moderaten um 2 PJ, und in einem ambitionierten Szenario um 18 PJ zunehmen. Der Beitrag von fester Biomasse im Bereich des Gewerbes und der Mehrfamilienhäuser könnte im Jahr 2010 zusätzlich 25,2 PJ ausmachen, in einem BAU-Szenario hingegen nur +11,1 PJ. Rund 10,8 PJ (vs. 4,6 PJ in einem BAU-Szenario) zusätzliche Wärme könnte 2010 in Biomasse-Nahwärme-Anlagen erzeugt werden.

Nach der festen Biomasse kann auch die Nutzung von Sonnenenergie mit zusätzlich rund 9,9 PJ im Jahr 2010 in einem ambitionierten Szenario einen wesentlichen Beitrag leisten. Der größte Teil (rund 6,1 PJ) kommt dabei aus der Warmwasserbereitung in den Haushalten. Ungefähr 4,3 PJ zusätzliche (vs. 2,9 PJ in einem BAU-Szenario) Umweltwärme könnte mittels Wärmepumpen<sup>191</sup> ge-

<sup>191</sup> bezogen auf 1998;

---

wonnen werden, während in Geothermieranlagen etwa 3,6 PJ zusätzlich (vs. 2,9 PJ) erzeugt werden könnten.

Der Anteil der NEET in den einzelnen Sektoren (Haushalt, Service, Industrie) ist im Jahr 1998 sehr unterschiedlich. Während im Haushaltssektor bereits 36% der Wärme aus NEET kommt, sind es in der Industrie etwa 10,6% und im Servicesektor nur rund 8,1%. In einem ambitionierten Szenario könnte der Anteil der NEET in den Haushalten auf rund 53,9%, in der Industrie auf 18,5% und im Servicesektor auf 11,6% gesteigert werden. In allen drei Sektoren ist (und bleibt) feste Biomasse der wichtigste erneuerbare Energieträger, relativ betrachtet nimmt ihr Anteil allerdings leicht zugunsten von Solarthermie und teilweise Umweltwärme bzw. Geothermie ab (vgl. Grafiken im Anhang). Absolut gesehen wird die feste Biomasse in einem ambitionierten Szenario jedoch wesentlich stärker wachsen, als alle anderen NEET (vgl. z.B. Tabelle 9-2).

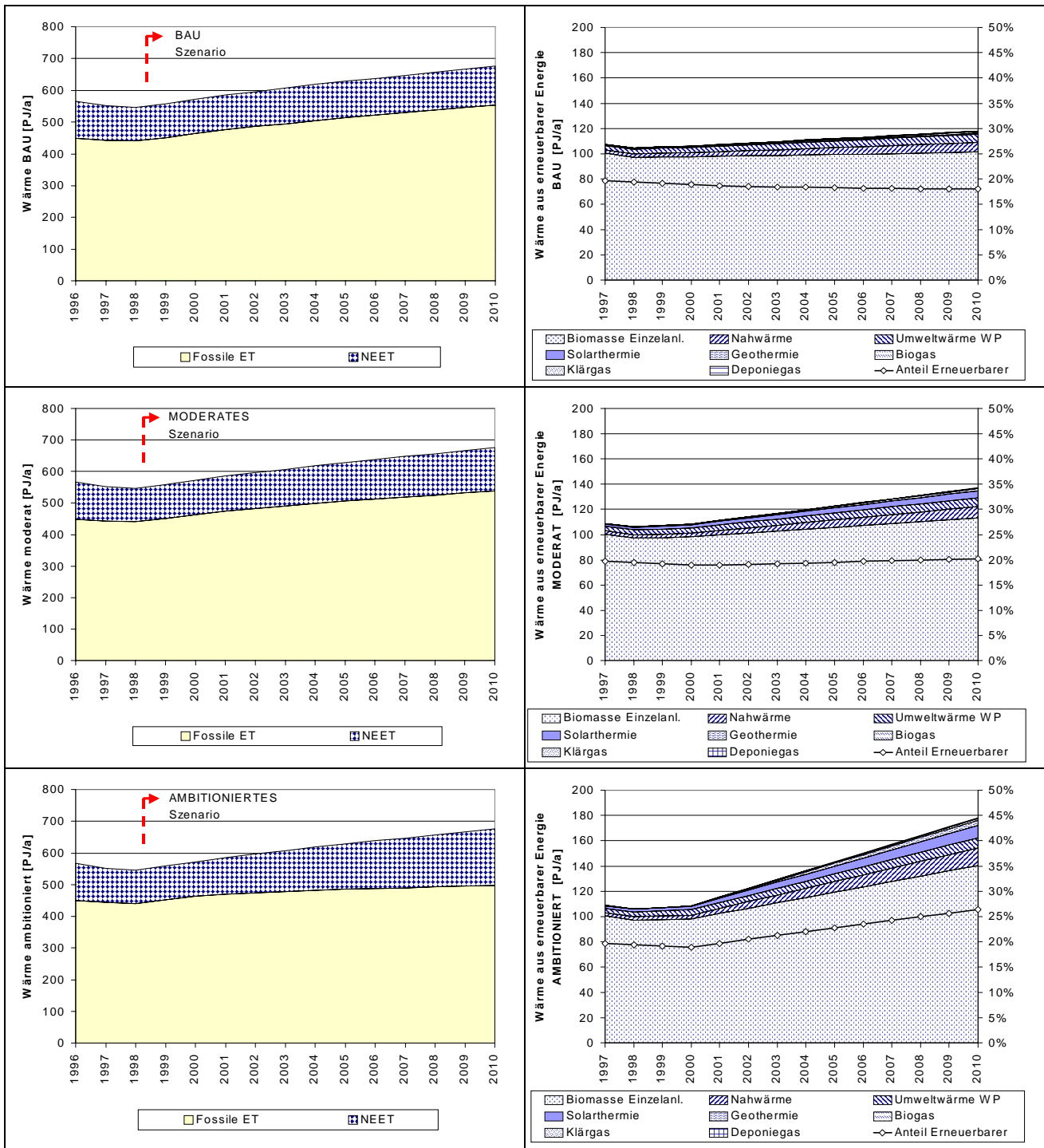


Abbildung 9-3: Szenarien (oben: BAU, Mitte: MODERAT, unten: AMBITIONIERT) für die Wärmeerzeugung aus NEET bis 2010

Quelle: eigene Analysen; Kratena, Schleicher 2001;

### 9.3. Verkehr

Am ungünstigsten sind die Perspektiven für NEET im Bereich Mobilität. Der derzeitige (1998) Wert von ca. 0,5 PJ (0,4% des gesamten Dieserverbrauchs)<sup>192</sup> kann moderat lediglich auf 1,7 PJ (0,9%) bzw. ambitioniert auf 3,5 PJ (1,8%)<sup>193</sup> erhöht werden (vgl. Abbildung 9-4). Wie in Kapitel 5.4 erläutert, empfiehlt sich für Biotreibstoffe eine Nischenstrategie, d.h. eine Nutzung in ökologisch sensiblen Bereichen wie im Waldverkehr, im Schiffsverkehr auf touristisch bedeutsamen Seen, für Pistenplaniergeräte bzw. auch zur stationären Elektrizitätserzeugung in hochalpinen Regionen etc.

---

<sup>192</sup> Die Produktion von Biodiesel betrug im Jahr 1998 rund 0,9 PJ und wird für das Jahr 2000 auf rund 1 PJ geschätzt (vgl. Kapitel 4.4). Davon wurden 1998 etwa 42% exportiert [Clement et al. 1998], d.h. es blieben nur etwa 0,5 PJ in Österreich.

<sup>193</sup> Entspricht etwa 95.000 t Biodiesel;

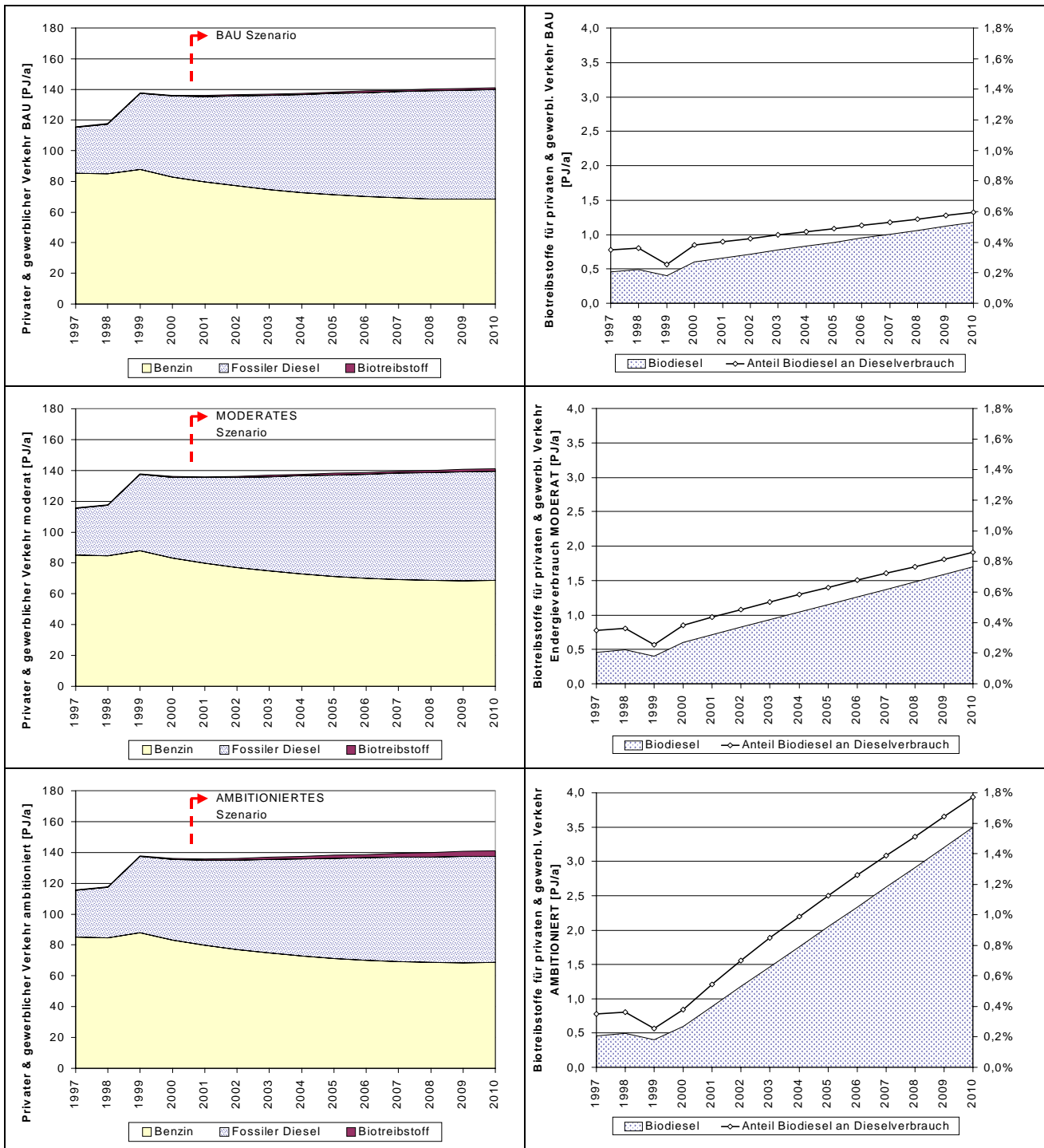


Abbildung 9-4: Szenarien (oben: BAU, Mitte: MODERAT, unten: AMBITIONIERT) für den privaten und gewerblichen Verkehr bis 2010<sup>194</sup>

Quelle: eigene Analysen; Kratena, Schleicher 2001;

<sup>194</sup> Der in den linken Grafiken erkennbare Sprung zwischen 1998 und 1999 ist auf unterschiedliche Datenlagen zurückzuführen.

### 9.4. Beurteilung

Die vorherigen Kapitel gaben einen Überblick über die Szenarien für NEET in Österreich bis 2010. In Tabelle 9-4 erfolgt eine abschließende Beurteilung der Gesamtpriorität jeder NEET für Österreich. Diese ergibt sich aus ihrer quantitativen Relevanz und der Stärke Österreichs im Bereich dieser Technologie.

Im Strombereich haben sowohl Wind, Verstromung fester Biomasse in KWK und Kleinwasserkraft eine hohe quantitative Relevanz. Obwohl Österreichs Stärke bei diesen Technologien auf „mittel“, eingeschätzt wird, ist ihre Priorität insgesamt als hoch einzustufen.

Im Bereich Raumwärme und Warmwasserbereitung zählen alle Biomasse-Technologien, Solarthermie und die Nutzung von Umweltwärme zu Österreichs Stärken. Hohe quantitative Relevanz hat jedoch nur die Biomasse. Insgesamt prioritär sind alle Biomasse-Technologien und Solarthermie zur Warmwasserbereitung in Haushalten einzustufen.

Bei Biotreibstoffen hat Österreich sowohl bezüglich Biodiesel als auch bezüglich Ethanol hervorragendes Know-how. Ihre quantitative Relevanz ist jedoch als mittel bis niedrig und deswegen ihre Gesamtpriorität als eher niedrig einzustufen.

**Tabelle 9-4: Bewertung der Erneuerbaren Technologien**

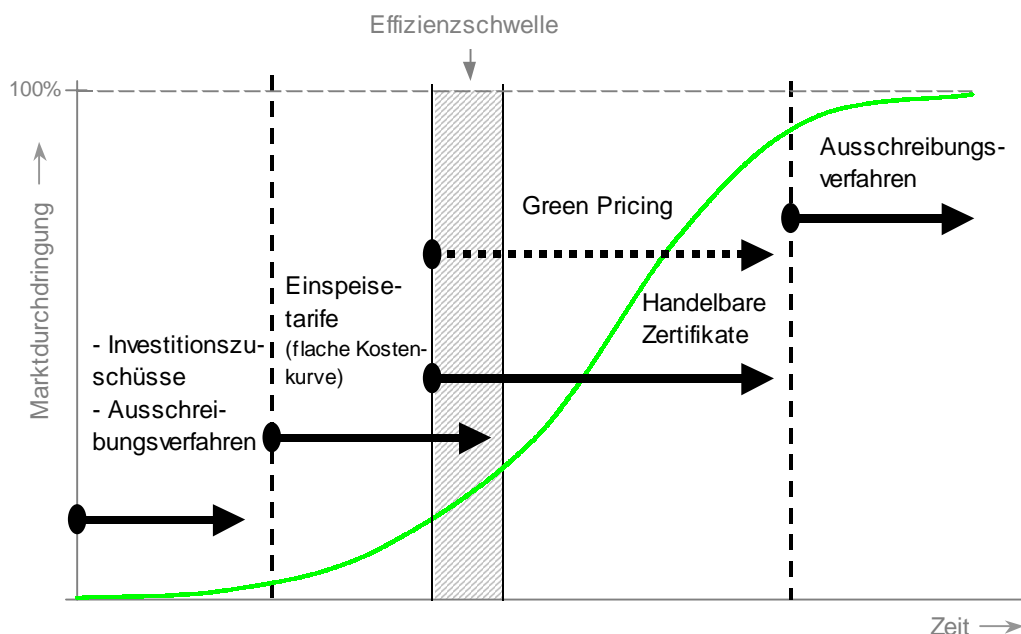
Quelle: eigene Analysen

Bewertung der Technologien	Gesamtpriorität	Relevanz Quantitativ	Österr. Stärke
<b>Strom</b>			
Wind	Hoch	Hoch	Mittel
PV	Niedrig	Niedrig	Mittel
Verstromung fester Biomasse	Hoch	Hoch	Mittel
Biogas KWK	Mittel	Mittel	Mittel
Deponie-/Klärgas KWK	Mittel	Mittel	Mittel
Geothermie KWK	Niedrig	Mittel	Niedrig
Kleinwasserkraft (inkl. Revitalisierung)	Hoch	Hoch	Mittel
<b>Heizen und WW</b>			
Biomasse-Einzelanlagen (Ein- und Zweifamilienhäusern)	Hoch	Hoch	Hoch
Hackschnitzel & Rinde (Gewerbe und Mehrfamilienhäuser)	Hoch	Hoch	Hoch
Biomassenahwärme	Hoch	Hoch	Hoch
Solarthermie WW (Haushalt)	Hoch	Mittel	Hoch
Solarthermie Heizen (Haushalt)	Mittel	Niedrig	Hoch
Solarthermie (sonstige Kleinverbraucher und Gewerbe)	Mittel	Mittel	Hoch
Umweltwärme	Niedrig	Mittel	Hoch
Geothermie (ohne Abwärme aus KWK)	Niedrig	Mittel	Niedrig
<b>Treibstoffe</b>			
Biodiesel	Niedrig	Mittel/ Niedrig	Hoch
Ethanol	Niedrig	Niedrig	Hoch

## 10. Maßnahmenpakete zur Umsetzung

Um die moderaten und ambitionierten Forcierungsszenarien bis 2010 zu realisieren, sind die im Folgenden beschriebenen Maßnahmenpakete umzusetzen.<sup>195</sup> Prinzipiell ist dabei zwischen Maßnahmen für Technologien zur Produktion von Strom, von Wärme und Technologien für Mobilität zu unterscheiden. Die Maßnahmen sind nach den in Abbildung 7-1 definierten Aktionsfeldern geordnet.

Die jeweils optimalen finanziellen Förderstrategien für bestimmte Technologien sind im Allgemeinen abhängig vom Grad der bereits erreichten Marktdurchdringung, vgl. Abbildung 10-1. In frühen Phasen der Markteinführung sind Zuschuß- und Ausschreibungsverfahren die wichtigsten Instrumente. Nachdem die Technologie einigermaßen ausgereift ist, d.h. nachdem eine kritische Schwelle der Zuverlässigkeit  $\phi$  multipliziert mit der Effizienz  $\eta$  überschritten ist, wird es sinnvoll, die finanziellen Anreize an die produzierte Energiemenge zu koppeln, beispielhaft über Einspeisetarife. Wenn sich die Technologie dem Ende der Potentialausschöpfung nähert, können wiederum Ausschreibungsverfahren zielführend werden, wie z.B. derzeit bei der Kleinwasserkraft in Österreich. Diese Abhängigkeit der Förderungsart vom Grad der Marktdurchdringung ist speziell bei Strom relevant, gefolgt von leitungsgebundenen Energieträgern für die Wärmeversorgung. Am geringsten ist die Bedeutung bei dezentral bereit gestellter Wärme, da hier praktisch nur Investitionszuschüsse und Ausschreibungsverfahren begleitet von Verfahren zur Steigerung der Effizienz in Frage kommen



**Abbildung 10-1: Wahl der optimalen finanziellen Förderstrategie für die Stromerzeugung aus NEET in Abhängigkeit von der Marktdurchdringung einer bestimmten Technologie**

In bezug auf Einspeisetarife und Investitionszuschüsse sei angemerkt, dass sie Nettowerte darstellen und sie vom Niveau der aktuellen Marktpreise und einer möglichen höheren Besteuerung für Strom

<sup>195</sup> Wie in der Einleitung des Kapitels 9 erläutert, geht das moderate Szenario davon aus, dass bei gleichbleibenden finanziellen Anreizen alle in diesem Kapitel (10) formulierten Maßnahmen realisiert werden.

und fossile Energieträger abhängen. Die angeführten Zahlenwerte können daher nur größenordnungsmäßig als Richtwerte betrachtet werden.

Eine zusammenfassende Bewertung der Maßnahmen erfolgt am Ende dieses Kapitels.

### **10.1. Reine Stromproduktion**

Mögliche Strategien zur Forcierung der Stromproduktion aus NEET sind:

- Zuschußprogramme
- Einspeisetarife
- Ausschreibungen
- Handelbare Zertifikate – Quoten
- „Green-Pricing“-Instrumente basierend auf Freiwilligkeit: Förderung der Investition oder Förderung der erzeugten Strommenge
- Steuerliche Erleichterungen

Zur Forcierung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern ist der Fördermechanismus der Einspeisetarife prioritär einzusetzen, da diese einen ökonomisch und technisch effizienten Betrieb der Anlagen über ihre Lebensdauer garantieren.<sup>196</sup> Daneben kann mit diesem System eine Ausweitung des Einsatzes innovativer Technologien gezielt gefördert werden, wodurch es in der Regel relativ rasch zur Ausschöpfung von Kostensenkungspotentialen kommt. Wichtig ist allerdings, dass sich die Einspeisetarife am Wert des eingespeisten Stroms orientieren, dass also gesichert bzw. flexibel zu produzierender Strom – z.B. aus Biomasse oder Biogas – einen höheren Wert besitzt als volatil anfallender, z.B. aus Windenergie.

Weiters ist die dezentrale Nutzung, z.B. Eigenverbrauch von in PV-Anlagen erzeugtem Strom, durch Vergabe von Investitionszuschüssen zu fördern (Details siehe entsprechende Kapitel).

Darüber hinaus sind folgende Maßnahmen in bezug auf Erzeugung und freiwilligen Kauf von Ökostrom prioritär zu realisieren:

- In bezug auf die Erzeugung sind der Netzzugang und die Einspeisebedingungen wesentlich zu vereinfachen und vor allem von Zusatzkosten zu befreien; Ein rigoroses Unbundling ist dafür eine zentrale Voraussetzung;
- Für potentielle Ökostromkonsumenten sind alle möglichen Hindernisse seitens des Verteilnetzbetreibers (z.B. Wechselgebühren, Lastgangmessungen bei Haushaltskunden) durch die Regulierungsbehörde rigoros zu unterbinden;

#### **10.1.1. Photovoltaik**

Aufgrund des derzeit laufenden PV-Programms in Deutschland ist der Markt für PV-Anlagen in Mitteleuropa momentan etwas überhitzt. Dies ist bei der Ausgestaltung von Fördermodellen in Österreich zu berücksichtigen. Zentrales Element sollte dabei sein, aus den Erfahrungen mit dem derzeitigen deutschen Fördermodell zu lernen.

---

<sup>196</sup> Als Alternative zu den Einspeisetarifen kann (für alle Energieträger zur Stromerzeugung) auf ein Quotensystem mit handelbaren Zertifikaten übergegangen werden. Aufgrund der Wettbewerbssituation sollte sich laut Theorie ebenfalls eine effiziente Wahl des Standortes und der Technologie ergeben. Um stabile Rahmenbedingungen für die Betreiber zu schaffen, ist es wichtig, zu gewährleisten, dass dieses System über eine längere Zeitspanne (15 Jahre) bestehen bleibt und eine entsprechend hohe Strafzahlung festgelegt wird (siehe Kapitel 8.3.3.1). Da wir der Meinung sind, dass ein solches System effizienter ist, wenn es international, z.B. EU-weit, eingeführt wird, empfehlen wir diesbezüglich keinen österreichischen Alleingang.

Eine Kombination aus Investitionszuschüssen, erhöhten Einspeisetarifen, sowie eines zunehmenden Angebots optimierter standardisierter netzgekoppelter Systeme auf dem Markt ist für eine forcierte Verbreitung bis 2010 notwendig.<sup>197</sup> Im Einzelnen könnte ein **Maßnahmenbündel** aus den folgenden Elementen bestehen:

#### Betreiber/Investor/Nutzer

- Einspeisevergütung von 5 bis 7 ATS/kWh garantiert auf 15 Jahre; Sie wird für neue Anlagen bis 2010 schrittweise auf ca. 3 ATS/kWh (nominal) abgesenkt;
- Investitionszuschuß von 40.000 bis 50.000 ATS/kWh, der bis 2010 auf ca. 10.000 ATS/kWh abgesenkt wird;
- umfassende Information der Akteure über z.B. Möglichkeiten der „building integrated PV-systems“

#### Technologie

- Forschungscluster, z.B. im Rahmen vom Programm AT:SD, zur Entwicklung von effizienteren und kostengünstigeren Technologien

#### Markt

- Schaffen von Markttransparenz z.B. durch Erstellen einer Homepage: es ist unter anderem Marktinformation für gebäudeintegrierte Anlagen und Kompaktsysteme („Plug and Play“) bereit zu stellen;
- Garantierte technische Mindeststandards in bezug auf die Qualität der Anlage von den Herstellern; (Performance ratio)

### **10.1.2. Wind**

Wind stellt nicht nur im Weißbuch der Europäischen Kommission [Europäische Kommission 1997] neben der Biomasse die wichtigste zu fördernde Technologie dar (durch ihren potentiellen Beitrag zur Erreichung des 12% Ziels der EU), sondern ist auch in Österreich zur Erreichung des 4% - Ziels unerlässlich.

Um das ambitionierte Ziel in bezug auf den Ausbau der Windanlagen zu erreichen, bedarf es folgender **Maßnahmen**:

#### Betreiber/Investor/Nutzer

- auf 15 Jahre garantierte Einspeisetarife von 1 bis 1,2 ATS/kWh (das bedeutet z.B. bei einem Marktpreis von 40 g/kWh einen Aufschlag von 80 g/kWh) für bestehende Windkraftanlagen, unabhängig von der Tageszeit; schrittweise Absenkung der garantierten Einspeisetarife für neue Anlagen bis 2010 auf 0,60 ATS/kWh;

#### Technologie

- Forschung bezüglich
  - Speichertechnologien (z.B. Windanlage mit Wasserstoff-Brennstoffzelle zwecks Erzeugung von Grundlast koppeln)
  - Gewichtsreduktion der Windkraftanlagen, um Transport zu erleichtern und zu verbilligen;

---

<sup>197</sup> Die Kombination aus Investitionszuschüssen und Einspeisetarifen ist aus zwei Gründen zu empfehlen: Erstens werden gebäudeintegrierte Anlagen häufig in einem Stadium gekauft, in dem den Investor (Haushalt) die zusätzliche Investition besonders trifft (Neubau). Zweitens soll die dezentrale Nutzung des erzeugten Stroms durch diese Strategie forciert werden.

### Gesellschaft

- Erarbeiten eines nationalen Flächenwidmungsplanes<sup>198</sup> für Windkraftanlagen, Festlegen von Nutzungsflächen;
- Erhöhung der Akzeptanz: zunehmendes Einbeziehen von lokal Betroffenen in den Planungsprozess; Prüfung der Möglichkeit ihrer finanziellen Beteiligung an den Renditen, z.B. über Anteilscheine;
- Vereinfachung und Vereinheitlichung der Genehmigungsverfahren;

### **10.1.3. Kleinwasserkraft**

In bezug auf die Kleinwasserkraft wird durch das ElWOG 2000 mit der vorgeschriebenen 8%-Quote und dem geplanten Zertifikatshandel ein Fördermechanismus für die nächsten Jahre vorgegeben, der unumkehrbar ist. Die folgenden Empfehlungen sollen einerseits kurzfristig zwar zum Erreichen der 8%-Quote beitragen, darüber hinaus aber insbesondere dazu dienen, langfristig zusätzliche Potentiale zu erschließen und einen substantiellen und kontinuierlichen Neubaueffekt auszulösen.

Da die Kleinwasserkraftwerkstechnologie vor allem mit hohen Kosten (Investitions- und Transaktionskosten) und mangelnder Akzeptanz in der Bevölkerung konfrontiert ist, empfiehlt sich folgendes **Maßnahmenbündel** zur Überwindung dieser Barrieren:

#### Betreiber/Investor/Nutzer

- Für den Neubau von Anlagen erscheinen neben dem geplanten Zertifikatshandel zusätzliche Investitionszuschüsse (15.000 bis 40.000 ATS/kWh netto) gekoppelt mit einem Ausschreibungsverfahren (evt. auch reine Investitionsförderungen) unumgänglich.
- Technologieinformation für potentielle Anlagenbetreiber;

#### Technologie

- Technologische Forschung, wie sie beispielsweise seitens der EU (THERMIE) erfolgte, sollte auf nationaler Ebene weiter forciert werden („fish-friendly turbines“, etc.).

### Gesellschaft

- Ermittlung von ökologisch verträglichen Ausbaupotentialen auf Bundesländerebene (für einzelne Flußgebiete wie z.B. in Niederösterreich wurden derartige Studien schon durchgeführt);
- Kommunizieren der Inhalte eines ökologischen Katalogs an die Bevölkerung, um Vorurteile abzubauen (Publikation von Broschüren).
- Vorantreiben von Revitalisierung, Ausbau und Wiederinbetriebnahme von Kleinwasserkraftwerken, u.a. durch Vereinfachung und Vereinheitlichung der Genehmigungsverfahren bzw. der Umweltauflagen;

---

<sup>198</sup> Die Umsetzung dieses Vorhabens könnte sich allerdings eher schwierig gestalten, da sich Flächenwidmungen in der Kompetenz der Gemeinden befinden.

## 10.2. Reine Wärmeproduktion

Im Bereich der Wärmeproduktion sind prinzipiell folgende Instrumente zur Forcierung Erneuerbarer Technologien von Bedeutung:

- Investitionszuschüsse – zinsvergünstigte Darlehen
- Steuerliche Erleichterungen
- technische Standards
- Handelbare Zertifikate - Quoten<sup>199</sup>

### 10.2.1. Feste Biomasse<sup>200</sup>

Da die Technologien zur Biomasse-Nutzung sehr verschiedene Charakteristika aufweisen, sind die Maßnahmenempfehlungen im Folgenden in die Bereiche Einzelanlagen für Haushalte, Mehrfamilienhäuser und öffentliche Gebäude, sowie Nahwärmanlagen unterteilt.

Allen gemeinsam sind die folgenden Erfordernisse:

#### Technologie

- Entwicklung ökologisch verträglicher und doch rationeller Technologien zur Biomassebereitstellung (intensivierte Waldbewirtschaftung, Energieplantagen, ...) mit dem Ziel einer Kostenminimierung;
- Weiterentwicklung von Technologien zur Erntetechnik, Logistik und Verwertung für Energiewälder, Miscanthus, Sudangras etc.
- Stärkung der Kooperation der Anlagenhersteller untereinander bzw. mit den Installateuren, sowie mit Brennstofflieferanten; Ausnutzung von Synergieeffekten insbesondere bei der Forschung und Entwicklung;

#### Markt

- Erarbeitung und Umsetzung von logistischen Systemen zur Biomasse-Brennstoff-Versorgung, v.a. auch im urbanen Bereich (z.B. Hackschnitzelbörsen, verstärkte Standardisierung von Biomasse-Brennstoffen, Lagersysteme, Transportoptimierung, ...);
- Weiterentwicklung von Systemen zur energieeffizienteren und kostengünstigeren Bereitstellung von Pellets;
- Unterstützung von Contracting-Modellen besonders im Bereich von Mehrfamilienhäusern und Mikronetzen:
  - Impulsprogramm zur Förderung neuer Contracting-Verträge (begrenzt auf etwa 2 Jahre)
  - Bereitstellung von Informationen und Marktübersichten für Contracting-Unternehmen
  - Schaffung eines franchise-ähnlichen Vermarktungssystems (Etablieren einer Marke „Wärme aus Biomasse“)
  - Unterstützung bestehender (bäuerlicher) Contracting-Unternehmen bei Marketingaktivitäten
- Entwicklung und Umsetzung von Konzepten zur forcierten Altholznutzung; diese müssen einerseits logistische Konzepte der Erfassung und Verwertung und andererseits die entsprechende Gestaltung der stofflichen Biomasse-Nutzung<sup>201</sup> umfassen; dabei ist eine möglichst effiziente Nutzung der Ressource Biomasse im Sinne einer kaskadischen Nutzung anzustreben;

---

<sup>199</sup> Details dazu Kapitel 8.3.3.2;

<sup>200</sup> Die in diesem Kapitel präsentierten Maßnahmen wurden im ersten Teil der Studie [Haas, Kranzl 2000a] im Auftrag des BMVIT erarbeitet.

<sup>201</sup> Es ist sinnvoll z.B. auf eine Lackierung von Holz umzusteigen, die bei einer energetischen Verwertung des Altholzes problemlos ist.

### 10.2.1.1. Einzelanlagen – Haushalte

#### Betreiber/Investor/Nutzer

- Investitionszuschüsse: im Bereich der Haushalte ist es bemerkenswert, dass derzeit noch über 20% (ca. 14,4 PJ) der Biomasse in Einzelöfen verbrannt wird. Im Zuge eines höheren Komfortanspruchs ist zu erwarten, dass ein Großteil dieser Einzelöfen innerhalb weniger Jahre durch Zentralheizungskessel ersetzt wird. Dabei ist zu berücksichtigen, dass diese Nutzergruppe im Allgemeinen der Biomasse positiv gegenüber steht, sodass die Bereitschaft zur Installation einer Biomasse-Zentralheizung höher ist als bei „Fossilheizern“. Andererseits sind diese Personen für die Biomasse für längere Zeit verloren, wenn der Biomasse-Einzelofen durch eine Heizung auf Basis fossiler Energieträger ersetzt wird. Daher stellt das Ansprechen dieser Zielgruppe – z.B. durch spezielle Impulsförderprogramme – eine wichtige Maßnahme für den *Erhalt* der derzeitigen Biomasse-Nutzung dar.
  - Einbeziehung der Biomasse in die Wohnbauförderung (z.B. Punktemodell); Schaffung einer möglichst einfachen, übersichtlichen und einheitlichen Förderstruktur;
  - Kesseltausch-Impulsprogramm:  
Im Gegensatz zu bestehenden Kesseltausch-Förderprogrammen sollte ausgeschlossen werden, dass der Umstieg von Biomasse-Kessel auf fossil befeuerte Kessel gefördert wird. So können die **Fördermittel** konzentriert für den Umstieg von veralteten Biomasse-Kesseln bzw. Holz-Einzelöfen auf moderne Biomasse-Heizanlagen eingesetzt und für bisherige „Fossilheizern“ ein spezieller Anreiz zum Umstieg auf Biomasse geschaffen werden. Die Förderprogramme sollten mit einer **breiten Informationskampagne** gekoppelt sein, in der potentielle Förderwerber über nötige technische Adaptionen, Kosten und Förderungen, beispielsweise beim Umstieg von Öl auf Pellets informiert werden.  
Der zeitlich begrenzte Charakter eines Impulsprogramms soll einen Vorzieheffekt von Ersatzinvestitionen induzieren.
  - Im ambitionierten Szenario ist ein Zuschuß von 10.000 bis 40.000 ATS zu gewährleisten. Dabei gilt die obere Zahl für automatische, die untere für manuell beschickte Anlagen.

#### Technologie

- Forcieren der Entwicklung von Biomasse-Systemen für kleine Heizlasten (< 10 kW);
- Entwicklung kombinierter Biomasse-Solar-Kompaktanlagen;

#### Gesellschaft

- Koppelung einer Energieberatung an den Erhalt der Förderung (diese muß vor der Kaufentscheidung stattfinden und u.a. über die richtige Dimensionierung des Kessels und des Pufferspeichers (nach EN 303-5) informieren<sup>202</sup>, sowie eine Marktübersicht bieten);
- Möglichst einfache und einheitliche Gestaltung der Förderinstrumente;
- Förderung qualitätssichernder Maßnahmen insbesondere bei Stückholzanlagen, um das Image der Holzheizungen weiter zu verbessern (u.a. Abnahmeprotokoll nach ÖN-M 7510-4, Wartungsverträge, Förderung spezieller Regelungseinrichtungen wie z.B. Lambda- oder CO-Sonde);
- Ausräumung von Vorurteilen gegenüber Biomasseheizungen (Aschenanfall, Komfort, ...) durch professionelle Informationskampagne; insbesondere Informationen zum Umstieg von Öl auf Pellets (nötige technische Adaptionen, Kosten, Förderungen, ...); entsprechende Ausstattung dieser Kampagne mit finanziellen Mitteln;

---

<sup>202</sup> Dadurch soll eine Übereinstimmung der Dimensionierung des Pufferspeichers und des Kessels, unter Berücksichtigung der Gebäudeheizlast erreicht werden. In der Praxis ist oft eine Überdimensionierung von Hackgut- und Pelletkesseln bzw. eine zu geringe Dimensionierung des Pufferspeichers bei Stückholzkesseln zu beobachten.

- Information der Installateure und Anlagenhersteller über Förderungsmöglichkeiten von Biomasseheizungen, um diesen die Möglichkeit zu geben, die Konsumenten direkt über Fördermöglichkeiten zu informieren;

#### Markt

- Schaffung von mehr Markttransparenz durch Publikation von Marktübersichten;<sup>203</sup>
- Durchführung einer systematischen Marktforschung, um zielgruppenspezifisch Produkte entwickeln zu können;<sup>204</sup>
- Weitere Schulung und Motivation von Installateuren; dies beinhaltet auch die Einbeziehung der Biomasse-Technologien in die Berufsausbildung;

#### 10.2.1.2. Einzelanlagen - Mehrfamilienhäuser

##### Betreiber/Investor/Nutzer

- Speziell auf die Zielgruppe der Wohnbaugesellschaften zugeschnittenes Impulsförderprogramm für Mehrfamilienhäuser, um deren Interesse für Biomasse zu wecken;
- Einbeziehung der Biomasse in die Wohnbauförderung (sowohl Neubau, als auch Sanierung) z.B. nach einem Punktemodell;
- Im ambitionierten Szenario soll ein Investitionszuschuß, der sich nach der Anzahl der versorgten Wohneinheiten richtet, die wirtschaftliche Konkurrenzfähigkeit sichern (Sockelbetrag von 30.000 ATS und 6.000 bis 10.000 ATS je Wohnung, maximal aber 35% der Investitionskosten).

##### Technologie

- Erarbeitung standardisierter Lösungen zur Realisierung von Biomasseheizungen im Leistungsbereich von 50 bis 500 kW;

##### Gesellschaft

- Zielgerichtete Information der Verantwortlichen in Wohnbaugesellschaften und Genossenschaften über erfolgreich realisierte Projekte<sup>205</sup>;
- Koppelung der Förderung an Qualitätskriterien für den Betrieb der Anlage;

##### Markt

- Erhöhung der Markttransparenz durch Publikation von Marktübersichten im Leistungsbereich von 50 bis 500 kW;

#### 10.2.1.3. Einzelanlagen - Öffentliche Gebäude

##### Betreiber/Investor/Nutzer

- Da eine relativ geringe Anzahl von Entscheidungsträgern<sup>206</sup> für die öffentlichen Heizanlagen auf Bundes- und Landesebene zuständig ist, stellt Informationsbereitstellung, Besichtigung von Referenzanlagen, Vorstellung von Wirtschaftlichkeitsberechnungen und Meinungsbildung unter diesen Personen eine sehr wichtige und effiziente Methode der Verbreitung der Biomasse in öffentlichen Gebäuden dar.

<sup>203</sup> Im Sinne der von der E.V.A. durchgeführten Marktübersicht im Bereich der Pellets-Heizungen;

<sup>204</sup> Aufgrund der geringen Größe der einzelnen Hersteller ist dies derzeit kaum der Fall;

<sup>205</sup> Organisation des Besuchs von Referenzanlagen;

<sup>206</sup> vgl. [Reicher 2000]

### Technologie

- Erarbeitung standardisierter Lösungen zur Realisierung von Biomasseheizungen im Leistungsbereich von 50 bis 500 kW (vgl. auch Maßnahmen für Mehrfamilienhäuser); Beispielsweise werden derzeit Fragen des Lastmanagements (Spitzenlastkessel, Pufferspeicher, etc.) sehr unterschiedlich gehandhabt und es fehlen anerkannte und anwendbare Ergebnisse hinsichtlich einer Optimierung dieser Systeme.

### Gesellschaft

- Änderungen in der Wirtschaftlichkeitsberechnung bei öffentlichen Vorhaben hinsichtlich der Einbeziehung externer Kosten. Sollte dies kurzfristig nicht umsetzbar sein, könnten alternativ per Erlaß für Bundes- und Landesgebäude zulässige Mehrinvestitionskosten für eine Biomasse-Heisanlage festgelegt werden.
- Gezielte Information der Verantwortlichen in den Gemeinden;

### Markt

- Schaffung von mehr Markttransparenz – insbesondere im mittleren Leistungsbereich von 100-500 kW – durch Publikation von Marktübersichten;

#### 10.2.1.4. Nahwärmeanlagen

##### Betreiber/Investor/Nutzer

- Verstärkte Förderung von Mikronetzen durch finanzielle Anreize;
- Unterstützung von „Betreiberstammtischen“, zur Optimierung bestehender Anlagen durch Informationsaustausch und als Keimzelle für neue Projekte;
- "Leitfäden" für Projektträger publizieren, Schulungen für Anlagenbetreiber vorsehen;
- In einem ambitionierten Szenario ist ein prozentueller Investitionszuschuß von maximal 30% bis 35% der Investitionskosten zu gewähren, wenn eine kompetente Projektbegleitung von seiten der Förderabwicklungsstelle gewährleistet wird, die Fehlplanungen, Überdimensionierungen und fehlendes Lastmanagement verhindert.

##### Technologie

- Förderaktion zur technischen Optimierung bestehender Nahwärmeanlagen;

##### Gesellschaft

- Erarbeitung eines Raumordnungskonzeptes bzw. von Flächenwidmungsplänen (ähnlich wie in Dänemark), in dem Bio-Nahwärme-Vorzugsgebiete ausgewiesen werden<sup>207</sup>;
- Förderung der Akzeptanz von Nahwärmeanlagen durch professionelle Image-Kampagnen; eventuell Schaffung eines Markenzeichens „Nahwärme aus Biomasse“ im Sinne eines Franchise-Systems;
- Unterstützung durch Know-how hinsichtlich Erzielung einer breiten Akzeptanz und erfolgreichen politischen Durchsetzung in der betroffenen Gemeinde in der Projekt-Anbahnungsphase;
- Information und Schulung der Entscheidungsträger in den Landesgremien, um eine kompetente Projektbegleitung zu garantieren;

##### Markt

- Forcierung des Anschlusses öffentlicher Gebäude an bereits bestehende Nahwärmeanlagen;

---

<sup>207</sup> Die Umsetzung dieses Vorhabens könnte sich allerdings eher schwierig gestalten, da sich Flächenwidmungen in der Kompetenz der Gemeinden befinden.

### 10.2.2. Solarthermie

Eine weitere Forcierung der Verbreitung von solar-thermischen Kollektoren ist, basierend auf den Erfolgen Mitte der 90er Jahre, differenziert zu betrachten. Einerseits hat es in den letzten Jahren Rückgänge bei den jährlich neu installierten Anlagenzahlen gegeben, andererseits ist die Dichte über Österreich doch sehr unterschiedlich. So sind z.B. in Oberösterreich und der Steiermark prozentuell wesentlich mehr Einfamilienhäuser mit Solaranlagen ausgestattet als in Vorarlberg, Burgenland und Salzburg. Darüber hinaus ist seit 1992 ein Rückgang des Anteils der Selbstbaugruppen zu verzeichnen (1992 52%, 2000 5%). Dazu kommt, dass die Kosten der produzierten Wärme bei Kleinanlagen noch immer relativ hoch sind.

Eine **Strategie zur weiteren Forcierung** dieser Technologie sollte sich an folgenden Punkten orientieren:

#### Betreiber/Investor/Nutzer

- Investitionszuschuß von 30.000 bis 50.000 ATS pro Anlage;
- Einführen einer übersichtlichen und leicht verständlichen Zuschlagsförderung bei der Installation von thermischen Solaranlagen auf Neubauten im Rahmen der Wohnbauförderung (in Anlehnung an ein Punktemodell: Mindesterträge von Solaranlagen im Mehrfamilienhausbereich vorsehen);
- Standardisierte optimierte Kompaktsysteme müssen zu einem Standardprodukt auf dem Markt werden. In diesem Zusammenhang gilt es verstärkt Hersteller zu motivieren bzw. Installateure weiter zu schulen (Forcieren des "Solarteurs");
- Informationen für Planer von Solaranlagen sollen Kenntnisse für eine „energieökonomische Planung“ vermitteln, d.h. eine Planung, die einerseits das Maximum aus einem Kollektor „herausholt“ und andererseits einen möglichst großen Solaranteil erzielt; Es soll vermieden werden, dass unnötiger Bedarf an Speichern, Rohrleitungen etc. entsteht bzw. Überschußwärme produziert wird.
- Solaranlagen für MFH: Technologieinformation für Wohnbaugenossenschaften und Architekten verbessern;

#### Technologie

- Entwicklung standardisierter optimierter Komplettsysteme und von standardisierten Gebäudeelementen forcieren;

#### Gesellschaft

- Ausnützen der Vorbildwirkung der öffentlichen Hand bei großen gemeinnützigen Anlagen;

#### Markt

- Erstellen einer Homepage zur Erhöhung der Markttransparenz (v.a. für Anlagen zur Raumheizung): interessant wäre ein online-service, das einen Anhaltspunkt geben kann, wie die Anlage bei den gegebenen örtlichen Randbedingungen auszulegen ist;
- Erarbeiten von Marktanalysen zur Erschließung neuer Marktsegmente: Mehrfamilienhäuser, öffentliche und Dienstleistungsgebäude; Leisten von Vorarbeiten für qualitatives und wirtschaftliches Benchmarking;
- Großanlagen: forcieren von Contracting-Lösungen;
- MFH: Firmen sollten minimale solare Erträge für Solaranlagen garantieren;

### 10.2.3. Wärmepumpen

Die Frage der Forcierung von Wärmepumpen ist sehr differenziert zu sehen. Wie bereits erwähnt, ist der Einsatz dieser Technologie zur Wärmeproduktion nur dann als (100%) erneuerbar einzustufen, wenn auch die Energie für den Betrieb (in den meisten Fällen Strom) zu 100% aus erneuerbaren Energien stammt. Dies ist, generell betrachtet, in Mitteleuropa nicht der Fall. Eine tatsächliche Umweltentlastung ist im Falle des Nicht-Erfüllens dieser Bedingung eher fraglich. Da darüber hinaus ein optimaler Wärmepumpeneinsatz auch sehr von den individuellen Randbedingungen abhängt, sind allgemeine Empfehlungen eher vorsichtig zu formulieren.

Das **Maßnahmenbündel** sollte folgende Punkte umfassen:

#### Betreiber/Investor/Nutzer

- Investitionszuschüsse von 10.000 bis 20.000 ATS pro Anlage;

#### Technologie

- Forcieren der Weiterentwicklung von standardisierten Anlagen;

#### Markt

- Verbesserung der Transparenz: Broschüre bzw. Homepage mit folgenden Inhalten erstellen: Information über die individuell notwendigen Randbedingungen für den Einsatz von Wärmepumpen und Konditionen der einzelnen EVU beim Anschluß der Wärmepumpenbetreiber. Dies soll mittelfristig zu transparenteren und weniger komplexen Stromtarifangeboten für die Konsumenten führen;
- Festsetzen von Performance – Standards; Gewährleisten von Mindestarbeitszahlen;

## 10.3. Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen

Die KWK-Anlagen sind sowohl von den Förderinstrumenten für Wärme als auch von jenen für Strom betroffen.

Generell läßt sich sagen, dass bei der Stromproduktion in Anlagen zur Nutzung von fester Biomasse, Biogas, Deponie- und Klärgas (bzw. Geothermie) eine Nutzung der Wärme Voraussetzung sein sollte, da sonst der Gesamtwirkungsgrad viel zu niedrig ist. Die Wärmeauskopplung stellt die Betreiber allerdings vor das „Problem“, örtlich an den Wärmebedarf gebunden zu sein. Um den Ausbau von KWK-Anlagen zu forcieren, ist die Erarbeitung von Raumordnungskonzepten bzw. Flächenwidmungsplänen<sup>208</sup> für Österreich (ähnlich wie in Dänemark) zu empfehlen, in denen Nahwärme-Vorzugsgebiete für KWK-Anlagen (mit Förderanreizen) ausgewiesen werden;

### 10.3.1. Feste Biomasse

Übergeordnete Maßnahmen für den Bereich fester Biomasse – besonders die Brennstoffbereitstellung betreffend – sind dem Kapitel 10.2.1 zu entnehmen. Im Speziellen sollte das **Maßnahmenpaket** folgende Punkte umfassen:

#### Betreiber/Investor/Nutzer

- einheitliche langfristige (auf 15 Jahre garantiert) Einspeisetarife von 1,5 bis 2,4 ATS/kWh<sup>209</sup>;
- Informationsarbeit und unterstützende Beratung für Betriebe der Holzverarbeitenden Industrie bzw. für Betriebe mit größeren (auch derzeit noch fossil befeuerten) Kesselanlagen;
- Publikation von "Leitfäden" für die Projektträger;

<sup>208</sup> Die Umsetzung dieses Vorhabens könnte sich allerdings eher schwierig gestalten, da sich Flächenwidmungen in der Kompetenz der Gemeinden befinden.

<sup>209</sup> Es wird nach Anlagengröße differenziert;

### Technologie

- Forcieren der Weiterentwicklung noch unausgereifter Technologien (Dampfschraubenmotor, Stirling-Motor, Direkter Gasturbinen-Prozeß, Heißluftturbinen-Prozeß, Festbettvergasung, Wirbelschichtvergasung mit Gasmotor/-turbine)<sup>210</sup>, Förderung von Pilotanlagen;
- Forcierung der Entwicklung von Kompaktsystemen auch für kleine Leistungsbereiche von 30kW<sub>el</sub>;
- Eine Steigerung des Stromanteils auf garantierte 30% des Primärenergieeinsatzes ohne starke Einbußen des Wirkungsgrades ist kurzfristig anzustreben;

### Gesellschaft

- Förderung der Akzeptanz durch professionelle Image-Kampagnen;
- Unterstützung durch Know-how hinsichtlich Erzielung einer breiten Akzeptanz und erfolgreichen politischen Durchsetzung in der betroffenen Gemeinde in der Projekt-Anbahnungsphase;

### Markt

- Prüfung des Einbaus von KWK-Anlagen in bestehende, sowie in Planung befindliche Nah- und Fernwärmanlagen bzw. in Unternehmen der Holzverarbeitenden Industrie;
- Ausloten von Möglichkeiten zur Errichtung von Großanlagen;
- Umsetzen von Qualitätskriterien für den Betrieb / Planung: Festlegen von Kennzahlen (z.B. Volllaststunden);

## **10.3.2. Gasförmige Biomasse**

Übergeordnet bedarf es für gasförmige Biomasse folgender Maßnahme:

### Betreiber/Investor/Nutzer

- Zur Überwindung von *soft barriers* (wie mangelnde Information, professionelle Ausbildung, mangelndes Monitoring der Förderstrategien) und zwecks Unterstützung der Projektbetreiber bei administrativen Angelegenheiten sind zeitlich limitiert Kompetenzzentren zur gezielten Förderung einzurichten.

### 10.3.2.1. Biogas

Ein zielführendes **Maßnahmenbündel**, das bis zum Jahr 2010 zu einer Ausweitung der Stromerzeugung aus Biogas führen wird, sollte wie folgt gestaltet sein.<sup>211</sup>

### Betreiber/Investor/Nutzer

- Förderung der *Kommunalkredit Austria* für die Detailplanung: nach Vorlage der Ergebnisse einer fundierten Detailplanung wird ein Anteil von ca. 50% dieser Kosten unbürokratisch ausbezahlt;

---

<sup>210</sup> vgl. [Oberberger, Hammerschmid 1999]

<sup>211</sup> Es ist zu beachten, dass das in [Clement et al. 1998] erhobene wirtschaftliche Sammelpotential von Altvetten (in der Höhe von 37.000 t) neben der Nutzung zur Biodiesel-Herstellung (AME) auch der Biomethanisierung zugeführt werden könnte. [Amon 1997] gibt für „Speisereste aus Küchen und Kantinen“ ein Biogas-Potential von 0,07 PJ/a an (27.000 t/a Speisereste). Daraus könnten in etwa 5,5 GWh Strom und 0,02 PJ/a (5,7 GWh/a) nutzbare Wärme gewonnen werden. Für die restlichen rund 60.000 t/a Speisereste wird angenommen, dass sie verfüttert werden. Da die Verwertung der „Abfälle aus der Speiseöl- und Fettindustrie“ laut obiger Studie schon gesichert ist, besitzt dieser Bereich kein Potential für Biomethanisierung.

- Im Fall der Realisierung einer Anlage, von der keine Stromeinspeisung ins Netz erfolgt, wird - nach dem Prinzip der Förderung dezentraler Nutzung des dezentral erzeugten Stroms - ein Investitionszuschuß von bis zu 35% gewährt (abzüglich der gewährten Zuschüsse für Planungskosten);<sup>212</sup>
- tageszeitunabhängiger Einspeisetarif in der Höhe von 1,5 bis 2 ATS/kWh<sub>el</sub>. Dieser Betrag ist für 15 Jahre zu garantieren und bleibt für Neuanlagen nominal vom Beginn der Gewährung der Tarife zumindest bis 2010 konstant;
- umfassendes und fundiertes Informationsmaterial für Akteure erstellen und in Kompetenzzentren verteilen;
- Erhöhen der Transparenz bei den Anschlußkosten an das elektrische Netz: Erstellen einer Homepage, Erarbeiten einer Informationsbroschüre;

### Technologie

- Erarbeiten standardisierter Lösungen für Biogasanlagen;

### Gesellschaft

- Reduktion einengender Bedingungen bei der Gewährleistung von Einspeisetarifen: z.B. Anteil an Co-Fermentation; Ermöglichung der Vergärung von häuslichen Abwässern in Biogasanlagen (Ausnahmen von der Kanalanschlußpflicht);
- Lichtung des Förderdschungels: Ziel sind klare verbindliche Förderzusagen, die für alle potentiellen Förderwerber einheitlich gelten;
- Es empfiehlt sich, als Bedingung für den Erhalt von Förderungen die Erreichung von bestimmten *Qualitätskriterien* vorzuschreiben: etwa Wärmenutzungsgrad, Verhältnis Wärme zu Strom, Jahreslaufzeit, Volllaststunden, Gasertrag; man könnte gewisse Kennzahlen elektronisch erfassen und online übertragen;

### Markt

- Erarbeitung und Umsetzung von logistischen Systemen zur Versorgung mit gärbarem Material, v.a. auch im urbanen Bereich;
- Erhöhen der Markttransparenz durch Erstellen einer Homepage: es sollte dabei darauf geachtet werden, dass die gesamten Investitionskosten (beispielhaft für mehrere Anlagen) aufgeschlüsselt nach Komponenten angeführt werden und nicht nur jene der Gasmotoren;
- Unterstützung von Contracting-Modellen zur Nutzung der Abwärme aus Biogasanlagen

#### 10.3.2.2. Deponie- / Klärgas

Da Deponie- und Klärgasanlagen ähnlichen Hemmnissen ausgesetzt sind, werden sie in diesem Kapitel gemeinsam behandelt.

Ein **Maßnahmenbündel** zur Forcierung dieser beiden Technologien sollte folgende Punkte umfassen:

#### Betreiber/Investor/Nutzer

- einheitliche und langfristige über 15 Jahre gesicherte tageszeitunabhängige Einspeisetarife von 1 bis 1,2 ATS/kWh<sub>el</sub><sup>213</sup>;
- Investitionszuschuß für eine Anlage von der aus keine Einspeisung von Strom ins Netz erfolgt: 35% Investitionszuschuß, Kopplung der Förderung an eine „sinnvolle“ Wärmenutzung (eventu-

<sup>212</sup> Für eine kompetente Projektbegleitung von seiten der Förderabwicklungsstelle, die Fehlplanungen, Überdimensionierungen und fehlendes Lastmanagement verhindert, muß gesorgt sein.

<sup>213</sup> Da hier gegenüber den Biogasanlagenbetreibern steuerliche Vorteile bestehen, ist der Einspeisetarif etwas niedriger angesetzt worden.

ell zusammen mit der Erhöhung der Förderung für Wärmenetze) soll eine verstärkte Einspeisung der nicht in der Anlage verwertbaren Abwärme in Fern- bzw. Nahwärmenetze bewirken;<sup>214</sup>

- Umfassendes und fundiertes Informationsmaterial für Akteure (Abwassergenossenschaften) ist zu erstellen und in Kompetenzzentren zu verteilen;

#### Technologie

- Entwicklung von besseren Methoden zur optimierten Erfassung des Gases bzw. Studien zur Abschätzung der möglichen Gasausbeute bei Deponien;

#### Gesellschaft

- Erarbeitung eines Raumordnungskonzeptes bzw. von Flächenwidmungsplänen, in dem Nahwärme-Vorzugsgebiete ausgewiesen werden<sup>215</sup>;

#### Markt

- Erhöhen der Markttransparenz durch Erstellen einer Homepage: Es sollte dabei darauf geachtet werden, dass die gesamten Investitionskosten (beispielhaft) angeführt werden und nicht jene der Gasmotoren;

### 10.3.3. Geothermie

Die Geothermie ist in ihrer Verbreitung besonders durch ein relativ großes Kostenrisiko bei der Prospektion und mangelnde Erfahrung mit der Stromerzeugung aus geothermalen Ressourcen gehemmt. Folgende **Maßnahmen** sind deshalb zu ergreifen:

#### Betreiber/Investor/Nutzer

- Standardsatz der Investitionsförderungen auf bis zu 35% erhöhen<sup>216</sup>;
- einheitliche und langfristige über 15 Jahre gesicherte tageszeitunabhängige Einspeisetarife für Strom von 1 bis 1,4 ATS/kWh<sub>el</sub>;
- Kommunizieren von internationalen Erfahrungen mit Stromerzeugung aus geothermalen Ressourcen (z.B. aus Italien) an mögliche Investoren; Publizieren von Informationsbroschüren;

#### Technologie

- Forcierung der Forschung in den folgenden Punkten:
  - Entwicklung von Methoden zur besseren & billigen Abschätzung des lokalen Geothermie-Potentials;
  - Korrosion und Ablagerungen in den Rohrleitungen durch hohe Salinität;
  - Stromerzeugung aus Geothermie;
  - neue Technologien wie Hot-Dry-Rock-Verfahren;

#### Gesellschaft

- Erarbeitung eines Raumordnungskonzeptes bzw. von Flächenwidmungsplänen, in dem Geothermie-Nahwärme-Vorzugsgebiete ausgewiesen werden<sup>217</sup>;

<sup>214</sup> Für eine kompetente Projektbegleitung von seiten der Förderabwicklungsstelle, die Fehlplanungen, Überdimensionierungen und fehlendes Lastmanagement verhindert, muß gesorgt sein.

<sup>215</sup> Die Umsetzung dieses Vorhabens könnte sich allerdings eher schwierig gestalten, da sich Flächenwidmungen in der Kompetenz der Gemeinden befinden.

<sup>216</sup> Eine gute Projektbegleitung ist notwendig, um Überdimensionierungen zu vermeiden.

<sup>217</sup> Die Umsetzung dieses Vorhabens könnte sich allerdings eher schwierig gestalten, da sich Flächenwidmungen in der Kompetenz der Gemeinden befinden.

#### 10.4. Flüssige Biomasse

Von den 1998 22.800 t Biodiesel<sup>218</sup>, die in Österreich produziert werden, gelangten 42% zum Export [Clement et al. 1998]. Eine weitere Forcierung der Produktion ist besonders mit dem Rohstoff Altfett interessant, da er betriebswirtschaftlich gesehen wesentlich vorteilhafter als RME ist. In oben genannter Studie wird ein wirtschaftliches Sammelpotential von 37.000 t angegeben. Daraus kann etwa die gleiche Menge AME<sup>219</sup> gewonnen werden. Parallel zur Forcierung des Einsatzes von Raps sollte vermehrt die Nutzung des bestehenden Altfett-Potentials vorangetrieben werden.

Es ist zu beachten, dass Großanlagen zwar durch einen höheren Wirkungsgrad und eine kostengünstigere Produktion charakterisiert sind, aber die Rohstoffversorgung nicht unproblematisch ist. Ein weiterer Ausbau von genossenschaftlichen Kleinanlagen („Ölmühlen“) ist jedenfalls interessant, da sie aus ökologischer Sicht vorteilhafter sind und auch geringere Kosten für etwaigen Transport und Zwischenhandel anfallen. Der Raps wird nicht gekauft, sondern verbleibt im Eigentum der Genossenschaftsmitglieder und der Biodiesel wird auch wieder direkt an diese abgegeben. Es fallen dabei keine Mehrwertsteuern an.

Das **Maßnahmenbündel** für 2010 sollte aus folgenden Elementen bestehen<sup>220</sup>:

##### Betreiber/Investor/Nutzer

- Förderung der Rohstoffversorgung mit Raps über agrarpolitische Instrumente anstatt einer Investitionsförderung für die österreichischen Biodieselanlagen;
- Anstoß zur Nutzung des österreichischen Know-how im Ausland durch Risiko- oder Investitionsförderung;
- Erarbeiten einer umfassenden Gesamtdarstellung der Umweltauswirkungen → Informationskampagne zwecks Verbesserung der Akzeptanz und des Abbaus von Vorurteilen in der Bevölkerung, Vertrauen schaffen durch Information;

##### Technologie

- Forcierung der Forschung in den folgenden Punkten:
  - Optimieren der Diesel(motoren)technologie hinsichtlich Biotreibstoffnutzung;
  - Verbesserung der Winterfestigkeit von AME;
  - Untersuchung der Langzeitstabilität;
  - Abklären, ob möglicherweise eine Gesundheitsgefährdung für den Menschen durch Beimengung von (pflanzlichem) Altfett zu Futtermitteln besteht → Wenn ein Gefährdungspotential nicht auszuschließen ist, dann sollte diese Art der Nutzung verboten werden. Dadurch würde Potential zur Nutzung als Rohstoff für die Produktion von AME frei;

##### Gesellschaft

- Vorbildfunktion des Staates: Ausschreibung des Betriebs von z.B. öffentlichen Busflotten mit Biotreibstoffen (im Personennahverkehr Potential 15.000 Tonnen [ÖBI 2000]);
- Erhöhen der Akzeptanz durch Informationskampagnen (siehe weiter oben);
- Entkoppelung der Preise von Industrierohstoffen von denen der Nahrungsmittel-Rohstoffe durch langfristige Verträge zwischen Landwirten und Anlagenbetreibern; Da sich aber die mögliche Flächennutzung (Stilllegungsflächen, siehe Kapitel 5.4) und auch die Förderprämie für die Landwirte jedes Jahr ändern, wollen und können diese keine Garantien über zukünftige

<sup>218</sup> Schätzung für 2000: 27.600 t [ÖBI 2000];

<sup>219</sup> entspricht in etwa 1,4 PJ;

<sup>220</sup> Anmerkung: Vergleiche dazu auch Maßnahmenvorschläge in [Prankl, Wörgetter 1996] und [Prankl et al. 1997];

Produktionsmengen abgeben. Zur Verbesserung der Situation würde eine Garantie der Förderprämien über z.B. 5 Jahre beitragen.

- mittelfristig weitere Vergrößerung der Stilllegungsflächen, langfristig Schaffung eines speziellen Programms für erneuerbare „Non-Food Produkte“;
- Verschärfung der Emissionsstandards von Treibstoffen: Biodiesel emittiert um 99% weniger SO<sub>2</sub>, um 50% weniger Ruß und um 20% weniger CO als fossiler Diesel [ÖBI 2000].<sup>221</sup> Verschärfte Standards würden die Kosten für den fossilen Betrieb erhöhen und damit die wirtschaftliche Attraktivität von Biotreibstoffen erhöhen.
- zügige Verabschiedung einer einheitlichen europäischen Norm für Biotreibstoffe;
- Aufheben des „Blair-house-Abkommens“, das die Menge an Ölsaaten innerhalb der EU begrenzt;

### Markt

- differenzierte Nischenstrategie statt Beimengung zu fossilem Diesel, da dieser sonst in den Augen der Bevölkerung zum "Ökoprodukt" würde (im privaten Güternahverkehr Potential 15.000 Tonnen/Jahr [ÖBI 2000] – Differenzieren von Biotreibstoffen durch bewußt höhere Preise von z.B. 0,90 ATS/l über dem fossilen Diesel;
- Anreize für den Aufbau einer (dezentralen) Sammellogistik zwecks Verwertung des Altfett-Potentials als AME;
- Marketing zur Verwendung von Biotreibstoffen in ökologisch sensiblen Gebieten<sup>222</sup> (für Waldmaschinen, Schiffsverkehr auf touristisch bedeutsamen Seen, stationäre Elektrizitätserzeugung in hochalpinen Regionen, Pistenplaniergeräte, etc.)<sup>223</sup>;

## **10.5. Zusammenfassung der Maßnahmen**

Im Folgenden sind die wichtigsten Maßnahmenpakete beschrieben, die notwendig sind, um die moderaten und ambitionierten Forcierungsszenarien bis 2010 zu realisieren:

### Betreiber/Investor/Nutzer:

- Es sind finanzielle Anreize zu setzen, die im ambitionierten Szenario zur vollen Wettbewerbsfähigkeit der einzelnen Technologien führen. Im Bereich der Anwendung "Wärme" ist dies primär über Investitionszuschüsse zu realisieren<sup>224</sup>. Bei Technologien zur Stromerzeugung ist zu unterscheiden, ob der erzeugte Strom zu 100% in das Netz eingespeist wird oder ob es – wie bei Photovoltaikanlagen – wünschenswert ist, dass der Strom gleich direkt dezentral genutzt wird. Bei reiner Einspeisung ist ausschließlich über einen Einspeisetarif zu fördern, bei Eigenverbrauch ist eine zusätzliche Investitionsförderung zielführend.
- Zur Überwindung von *soft barriers* (wie mangelnde Information bzw. professionelle Ausbildung, mangelndes Monitoring der Förderstrategien) und zwecks Unterstützung der Projektbe-

<sup>221</sup> Zitiert werden in [ÖBI 2000]: „Sams Th., *Biodiesel for Use as Motor Fuel*. ALTENER-project, 1996“, „Krahl J., *Commercialisation of Biodiesel: Environmental and Health Benefits*. University of Idaho, May 1996“ und „Schäfer A., *Commercialisation of Biodiesel: Environmental and Health Benefits*. 1996“

<sup>222</sup> In einer life-cycle-Betrachtung besitzt Biodiesel um 80% weniger CO<sub>2</sub> – Äquivalente als fossiler Diesel, einen höheren Zündpunkt und weit geringere Toxizität (nach 21 Tagen zu 95% biologisch abgebaut -> Bodenschutz, Wasserschutz) ([ÖBI 2000]: „ADEME, *IEA-Newsletter by BLT*. October 1995“, „GET&INRA, *IEA-Newsletter by BLT*. December 1996“ und „RME-GesmbH, *Handbuch für Anwender*. 1993“).

<sup>223</sup> In [Clement et al. 1998] wird Herr W. Körbitz (ÖBI) zitiert: 50.000 t Nutzungspotential für Biodiesel in diesen Bereichen;

<sup>224</sup> Das relative Preisgefüge kann natürlich auch durch die Einführung einer Steuer auf fossile Brennstoffe zugunsten der NEET verändert werden.

treiber bei administrativen Angelegenheiten sind zeitlich limitiert Kompetenzzentren zur gezielten Förderung spezifischer Technologien einzurichten.

#### Technologie:

- Entwicklung technisch und emissionsmäßig optimierter Systeme speziell auch für Niedrigenergiehäuser, die eine geringe Heizlast gewährleisten (mit Qualitätsgarantie); sie sollten als Standardprodukte am Markt verfügbar sein.
- Ausweitung der F&E-Tätigkeit für kombinierte Heizsysteme, im Speziellen Forcierung der Entwicklung von integrierten Holz / Solar- Kompaktheiz- und Warmwasserbereitungssystemen;
- Entwicklung von optimierten Kompaktsystemen zur dezentralen Stromerzeugung;

#### Markt:

- Erhöhen der Markttransparenz in Bezug auf Kostenstrukturen und Effizienz der einzelnen Technologien; dies ist z.B. durch die Einrichtung von Homepages mit Benchmarks zu erreichen.
- Detaillierte Marktanalyse des Sektors Gewerbe und Industrie in Bezug auf den möglichen Einsatz erneuerbarer Energieträger;
- Forcierte Informations- und Bewußtseinsarbeit speziell in Bezug auf die Steigerung der Akzeptanz von Technologien;

#### Gesellschaft:

- Sensibilisieren der öffentlichen Hand zwecks verstärkter Nutzung von Erneuerbaren in öffentlichen Gebäuden (z.B. durch Berücksichtigung von externen Kosten bei der Vergabe öffentlicher Aufträge);
- Vereinfachung und Vereinheitlichung der Förderungsabwicklung;

Tabelle 10-1 und Tabelle 10-2 fassen die Maßnahmen und Instrumente für die einzelnen Technologien zusammen. In Bezug auf Einspeisetarife und Investitionszuschüsse sei angemerkt, dass diese vom Niveau der aktuellen Marktpreise und einer möglichen höheren Besteuerung für Strom und fossile Energieträger abhängen. Die angeführten Zahlenwerte können daher nur größenordnungsmäßig als Richtwerte betrachtet werden.

Tabelle 10-1: Überblick über Maßnahmen / Instrumente im Strombereich

Aktionsfelder ↓	Strom	PV	Wind	Kleinwasserkraft	Biomasse KWK	Biogas	Deponiegas	Klärgas	Geothermie
	Maßnahmen ↓								
Betreiber/ Investor / Nutzer	Einspeisetarife netto (ATS/kWh) <sup>225</sup>	5-7	1-1,20		1,5-2,4 <sup>226</sup>	1,5-2	1-1,2	1-1,2	1-1,4
	Investitionszuschüsse netto (ATS /kW)	40.000-50.000		15.000-40.000		227			
	Umfassende Technologieinformation	+++		+	+++	+++		+	+
Technologie, F&E	Stimulieren F&E Technologie	+++	+	+	+++		+		+
	Systemoptimierung, Standardisierung	++		+	++	++			
	Festsetzen von Qualitätskriterien für Brennstoffe, Standardisierung				+				
Markt	Verbesserung der Markttransparenz	+			+	+	+	+	
	Marketing, Marktforschung	++			+				
	Verbesserung der Brennstofflogistik				+++	+			
	Umsetzen v. Qualitätskriterien für Betrieb / Planung	+			+	+			
Gesellschaft/Politik	Reduktion / Vereinfachung von Vorschriften / Förderabwicklung	+	+	++	+	+++			
	Aktivitäten zur Akzeptanzsteigerung		++	++	++				
	Erarbeiten eines Raumordnungskonzeptes		+++	+	+++				+

<sup>225</sup> Der für die jeweilige Technologie notwendige Aufschlag ergibt sich aus der Differenz aus Einspeisetarif und dem aktuellem Marktpreis von Strom.

<sup>226</sup> Es wird nach Anlagengröße differenziert.

<sup>227</sup> 50% der Planungskosten werden unbürokratisch ausbezahlt.

Tabelle 10-2: Überblick über Maßnahmen / Instrumente im Wärme- / Treibstoffbereich

Aktionsfelder ↓	Wärme/Treibstoffe	Biomasse-einzelanlagen	Biomasse-einzelanlagen	Biomasse-einzelanlagen	Biomasse Nahwärme	Solarthermisch	Umweltwärme	Abwärme, Geothermie	Biotreibstoffe
	Maßnahmen ↓	EFH	MFH	Öff. Geb.					
Betreiber/ Investor / Nutzer	Investitionszuschüsse netto (ATS je Anlage)	10.000-40.000	30.000 + 6.000 bis 10.000/Whg <sup>228</sup>		ca. 30% bis 35% der Inv. Kosten <sup>229</sup>	30.000-50.000	10.000-20.000	ca. 30% bis 35% der Inv. Kosten <sup>229</sup>	<sup>230</sup>
	Umfassende Technologieinformation	+	+	+	+	+		+	+
Technologie, F&E	Stimulieren F&E Technologie	+	+	+	+	+		+	+
	Systemoptimierung, Standardisierung	++	+	+	+	++	+	+	
	Festsetzen von Qualitätskriterien für <i>Brennstoffe</i> , Standardisierung	++	++	++	+				
Markt	Verbesserung der Markttransparenz	+	+	+		+	+	++	
	Marketing, Marktforschung	+	++	+	++	++		++	+
	Verbesserung der Brennstofflogistik	+	++	++	+++				+
	Festsetzen von Qualitätskriterien für den Betrieb	++	++	++	++	++	+		
	Forcieren von Contracting-Lösungen		+	+	+	+		+	
Gesellschaft/ Politik	Reduktion / Vereinfachung von Vorschriften / Förderabwicklung	+	+	+					++
	Aktivitäten zur Akzeptanzsteigerung	+	++	+	++			+	++
	Berücksichtigung von externen Kosten bei der Ausschreibung			+++					
	Erarbeiten eines Raumordnungskonzeptes				++			++	

<sup>228</sup> bis maximal 35% der Investitionskosten;<sup>229</sup> Die Vergabe eines prozentuellen Investitionszuschusses erfordert jedoch eine kompetente Projektbegleitung von seiten der Förderabwicklungsstelle.<sup>230</sup> Förderung über agrarpolitische Instrumente, darüber hinaus sind finanzielle Anreize für den Aufbau der Logistik zu analysieren.

## 11. Abschätzung der Beschäftigungseffekte

Die Nutzung erneuerbarer Energieträger wird in der politischen Diskussion oft mit positiven Beschäftigungseffekten in Verbindung gebracht. Dafür werden in erster Linie folgende Gründe angeführt:

- Die Bereitstellung erneuerbarer (und insbesondere biogener) Energieträger ist durch eine weit aus höhere Arbeitsintensität gekennzeichnet als im Fall fossiler Energieträger.
- Jene erneuerbaren Energietechnologien, die durch höheren Wartungsaufwand oder arbeitsintensivere Produktionsprozesse gekennzeichnet sind, tragen zur Verbesserung der Beschäftigungssituation bei.
- Erneuerbare Energieträger werden im Inland und meist dezentral erzeugt und genutzt, so dass Arbeitsplätze regional entstehen und nicht ins Ausland oder andere – oft strukturstärkere – Regionen abwandern.
- Die regional entstehende Wertschöpfung bewirkt aufgrund von Multiplikatoreffekten wiederum die Schaffung regionaler Arbeitsplätze.
- Durch eine Reihe weiterer und komplexerer Zusammenhänge kann sekundär Beschäftigung induziert werden. Gelingt es beispielsweise einer Gemeinde, durch die Nutzung erneuerbarer Energieträger sich ein ökologisches Image zu verschaffen, kann dadurch der Tourismus zunehmen und damit können die dort benötigten Arbeitsplätze wachsen. Auch eine erhöhte Durchforstung kann aufgrund eines verbesserten Landschaftsbildes positive Tourismuseffekte bewirken.
- Österreichische Unternehmen haben bei erneuerbaren Energietechnologien im Gegensatz zu vielen konventionellen Energietechnologien bedeutende Marktanteile.
- Der Aufbau von technischem Know-how heimischer Unternehmen kann die Exportmöglichkeiten von Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energieträger verbessern, und so Arbeitsplätze sichern.
- Eine unvermindert hohe Auslandsabhängigkeit der Energieversorgung birgt bei Fehlen funktionierender internationaler Wettbewerbsmärkte (z.B.: Oligopole der Erdölproduzenten) die Gefahr abrupter Störungen der gesamtwirtschaftlichen Entwicklung mit dementsprechend negativen Folgen für die Arbeitsplatzsituation in sich.

Andererseits kann es aufgrund betriebswirtschaftlich höherer Kosten (und damit eines höheren Förderbedarfs) zu dämpfenden gesamtwirtschaftlichen Effekten kommen, die wiederum einen Rückgang der Beschäftigung bewirken. Dies ist in erster Linie von der Konkurrenzfähigkeit der erneuerbaren Energieträger, und damit auch von den Kosten für fossile Energieträger abhängig.

Im Zuge dieser Diskussion sollte jedoch beachtet werden, dass energetische Maßnahmen primär energiepolitische Zielsetzungen verfolgen sollten. Die Forcierung von Maßnahmen und Instrumenten für andere Zwecke (z.B. Beschäftigung, Wertschöpfung, etc. ...) ist im Vergleich zu meist gegenüber spezifisch auf diese Ziele zugeschnittenen Maßnahmen (etwa arbeitsmarktpolitischer Natur) meist ineffizienter (vgl. dazu z.B. [Böhringer 1997]). Es kann hier daher nur darum gehen, die Beschäftigung abzuschätzen, die sich als sekundärer Effekt aus primär energiepolitisch und ökologischen motivierten Maßnahmen ergibt.

Bedeutende jüngere Studien, die sich mit diesem Thema detailliert beschäftigen, sind [Pichl et al. 1999], [Altener 1996], [Nitsch et al. 1999]. Zur Analyse regionaler Beschäftigungs- und Wertschöpfungseffekte sei beispielhaft auf [Holzrichter et al. 2000] und [Bentzen 1997] verwiesen.

In Tabelle 11-1 sind die Ergebnisse der wichtigsten Studien, die für Österreich Beschäftigungseffekte angeben, einander gegenübergestellt. Bei der Interpretation dieser Werte sind jedoch folgende Aspekte zu berücksichtigen:

- Die Umrechnung der einzelnen Ergebnisse auf die vergleichbare Einheit „Arbeitsplätze/Energieverbrauch“<sup>231</sup> ist mit Problemen behaftet, da einigen Studien nicht-lineare Modelle zugrunde liegen. Daher ist der angegebene Wert genau genommen nur in den jeweiligen, in den Arbeiten definierten Modellsituationen gültig.
- Die Ergebnisse variieren zum Teil aufgrund des Betrachtungszeitraumes, der den einzelnen Studien zugrunde gelegt wurde.
- Unterschiede ergeben sich auch dadurch, dass in einigen – und vor allem den weniger detaillierten – Studien nur Bruttoeffekte betrachtet werden, d.h. verdrängte Arbeitsplätze keine Berücksichtigung finden (z.B. durch die verringerte Anzahl installierter fossiler Heizkessel).
- Nicht zuletzt müssen die Ergebnisse der Modelle, denen ein makroökonomisches Modell zugrunde liegt, auch im Hinblick auf den zugrunde gelegten Ölpreis relativiert werden. Tendenziell sind die positiven Beschäftigungseffekte durch Erneuerbare Energieträger im Fall hoher Ölpreise höher, da sich die relative Wettbewerbsfähigkeit der erneuerbaren Energieträger erhöht, deren Förderbedarf sinkt, und damit wiederum der dämpfende Effekt auf die Gesamtwirtschaft abgeschwächt oder umgekehrt wird.

Tabelle 11-2 zeigt eine Übersicht von Netto-Beschäftigungseffekten von Erneuerbaren im Europa des Jahres 2010.

Allgemein ist zu sagen, dass die Umlegung europaweiter, bzw. nicht Österreich-spezifischer Studien auf Österreich nicht ohne weiteres vorgenommen werden kann, v.a. wenn eine Technologie importiert werden muß. Es sind in diesem Fall die Auswirkungen auf den Arbeitsmarkt durch eine Nachfrage nach heimischen Zulieferteilen zu berücksichtigen. Außerdem muß einfließen, dass Planung, Errichtung, Netzverstärkung, Wartung etc. häufig von lokalen Betrieben durchgeführt wird. Eine Untersuchung der IGW [Windkraft 2001] ergab beispielsweise jüngst, dass im Jahr 2000 den Importen von Windenergieanlagen im Wert von 350 Mio. ATS Exporte von Anlagenteilen im Wert von 700 Mio. ATS gegenüberstanden. Die IGW rechnet außerdem im Fall eines forcierten Ausbaus der Windkraft in Österreich - aufgrund von Erfahrungen in anderen EU-Ländern - mit einer Ansiedlung von Herstellerfirmen.

---

<sup>231</sup> Es ist dabei zu beachten, dass die Energieform, auf die sich die Effekte in den Tabellen beziehen, nicht einheitlich ist (Primärenergie, Endenergie, Nutzenergie).

**Tabelle 11-1: Beschäftigungseffekte von Erneuerbaren in Österreich**

Quelle: [Pichl et al. 1999], [Steinmüller, Pollack 1997], [Altener 1996], [Schneider et al. 1997], eigene Analysen

Technologie	Arbeitsplätze pro Energieeinheit [AP/TWh] <sup>232</sup>		
	Pichl et.al. 1999 <sup>233</sup>	Steinmüller, Pollack 1997 <sup>234</sup>	Altener 1996 <sup>235</sup>
Nahwärme –feste Biomasse			
Waldhackgut	1.013	313	
Stroh	35	313	
Kurzumtriebsholz		313	
Rinde	660		
Pellets aus der Land- und Forstwirtschaft	2.107		
Einzelheizungen - feste Biomasse			
Pellets aus der Land- und Forstwirtschaft	1.651		
Waldhackgut	296		
Stückholz	1.421		
Wärmetechnologien			
Solarthermie			
Biogas		819	
KWK Industrie Großanlagen			
Waldhackgut	-630		
Sägenebenprodukte	-1.244		
Rinde	-1.244		
Pellets aus der Land- und Forstwirtschaft	1.342		
KWK Micro - Grids			
Biogas KWK	488		
Klärgas KWK	2.773		
Deponiegas KWK	2.780		
Treibstoffe			
AME	2.435		
RME Szenario min	187		
RME Szenario max	731		
Erneuerbare 2005	-		4.093
Erneuerbare 2010	-		3.389
Erneuerbare 2020	-		3.024

<sup>232</sup> Bei KWK-Technologien auf die Stromproduktion, bei Treibstoffen auf den Energieinhalt des Energieträgers bezogen;

<sup>233</sup> Nettobeschäftigungseffekte gegenüber 1999 - Horizont 20 Jahre; jede einzelne Technologie wurde für sich betrachtet; Instrument: Förderung in Höhe der Kostendifferenz zur vorherrschenden Technologie;

<sup>234</sup> Bruttobeschäftigungseffekte

<sup>235</sup> Nettobeschäftigungseffekte gegenüber 1995

**Tabelle 11-2: Netto-Beschäftigungseffekte einiger Erneuerbarer im Jahr 2010 in der EU (15)**

Quelle: Altener 1996

Technologie	Arbeitsplätze / Energieeinheit [AP/TWh]
<b>Stromtechnologien</b>	
Kleinwasserkraft	-45
Photovoltaik	-783
Wind onshore	356
<b>Wärmetechnologien</b>	
Solarthermie	1.132
<b>KWK</b>	
Biomass anaerobic	1.105
<b>Treibstoffe</b>	
Liquid Biofuel	566
Erneuerbare gesamt	1.521

## 12. Schlußfolgerungen

Die wichtigsten Schlußfolgerungen dieser Analyse sind:

- Eine ambitionierte Steigerung des Beitrags von NEET zur Energieversorgung Österreichs ist möglich. Entsprechend den durchgeführten Analysen lassen sich im Bereich der Stromerzeugung bis 2010 ca. 7 TWh<sub>el</sub> (=ca. 24 PJ) zusätzlich zur derzeitigen Produktion aus NEET produzieren, im Bereich der Wärmeversorgung ca. 72 PJ und im Bereich der Treibstoffe ca. 3 PJ zusätzlich;
- Entsprechende Strategien zur Realisierung der ambitionierten Potentiale sind vorhanden, die konkreten erforderlichen Maßnahmen wurden in diesem Forschungsprojekt erarbeitet. Die Umsetzung dieser Maßnahmen hängt prinzipiell von der politischen Ernsthaftigkeit dieses Anliegens ab.
- Die Realisierung dieser Potentiale ist allerdings mit großen Anstrengungen verbunden und wird mit grundsätzlichen Änderungen (z.B. verstärkte dezentrale Umwandlung) im gesamten Energiesystem einher gehen;
- Die Steigerung der Effizienz bei der Bereitstellung von Energiedienstleistungen ist eine zentrale Voraussetzung, um den prozentuellen Anteil von NEET substanziell zu erhöhen;
- Ein wesentliches zukünftiges Hemmnis für die forcierte Nutzung von NEET werden neben den rein monetären Kosten unserer Meinung nach die zunehmenden Transaktionskosten infolge von Akzeptanzproblemen und Genehmigungsverfahren darstellen;
- Zu den notwendigen finanziellen Förderungen um das ambitionierte Szenario zu realisieren ist festzustellen: Kostenwahrheit bzw. Einbeziehung externer (volkswirtschaftlich und umweltrelevanter) Kosten kann zu einem generell höheren Energiepreisniveau und damit zu geringeren erforderlichen finanziellen Zuschüssen für NEET führen;
- Eine entscheidende Randbedingung für eine erfolgreiche Verbreitung von NEET ist, dass die Bevölkerung frühzeitig in Projekte eingebunden wird und etwa eine auch eine finanzielle Beteiligung an dezentralen Anlagen ermöglicht wird.

### 13.LITERATUR

- Adensam Heidi, Rohracher Harald, Suschek-Berger Jürgen, Schiffert Thomas, *Kachelöfen im nachhaltigen Energiekonzept*. Wien 2000
- Alder Robert, Bittermann Wolfgang, *Renewable Energy Sources in Austria 1998*. Statistik Austria, Wien, April 2000
- ALTENER, *Non technical barriers to the development of liquid biofuels in Europe*. Final Report, 1996
- Amon T., *Reduktionspotentiale für klimarelevante Spurengase durch dezentrale Biomethanisierung in der Landwirtschaft*. Schriftenreihe des BMUJF, Band 26/1998, Bundesministerium für Umwelt, Jugend und Familie, Dezember 1997
- ATLAS, "European Network of Energy Agencies" (E<sup>n</sup>R) für das "Directorate General XVII der Europäischen Kommission", <http://europa.eu.int/en/comm/dg17/atlas/>, 1997
- Austropapier: *Papier aus Österreich*. Die österreichische Papierindustrie 1996. Wien 1996.
- Bentzen Jan, Valdemar Smith, *Regional income effects and renewable fuels*. – In: Energy policy Vol. 25 No. 2 pp 185-191. 1997
- Bericht des Wirtschaftsausschusses, *Bericht des Wirtschaftsausschusses über die Regierungsvorlage (66 und Zu 66 der Beilagen): Bundesgesetz, mit dem Neuregelungen auf dem Gebiet der Erdgaswirtschaft erlassen werden (Gaswirtschaftsgesetz – GWG), das Bundesgesetz betreffend den stufenweisen Übergang zu der im Gaswirtschaftsgesetz vorgesehenen Marktorganisation erlassen wird und das Preisgesetz 1992, die Gewerbeordnung 1994, das Rohrleitungsgesetz, das Reichshaftpflichtgesetz sowie das Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz geändert werden*. 210 der Beilagen zu den Stenographischen Protokollen des Nationalrates XXI. GP, Wien, 21. Juni 2000
- Bestandsstatistik 1998
- Betriebsstatistik 1998
- Betriebsstatistik 1997
- BGBL.Nr. 164/1996 *Verordnung des Bundesministers für Umwelt über die Ablagerung von Abfällen (Deponieverordnung)*. aus Rechtsinformationssystem (<http://www.ris.bka.gv.at>)
- BGBL.Nr. 325/1990 *Bundesgesetz vom 6. Juni 1990 über die Vermeidung und Behandlung von Abfällen, mit dem das Chemikaliengesetz, BGBL. Nr. 326/1987, das Bundesstatistikgesetz, BGBL. Nr. 91/1965, die Gewerbeordnung 1973, BGBL. Nr. 50/1974, das Altlastensanierungsgesetz, BGBL. Nr. 299/1989, das Umwelt- und Wasserwirtschaftsfondsgesetz, BGBL. Nr. 79/1987, und das Umweltfondsgesetz, BGBL. Nr. 567/1983, geändert werden (Abfallwirtschaftsgesetz - AWG)*. aus Rechtsinformationssystem (<http://www.ris.bka.gv.at>)
- BGBL.Nr. 299/1989 *Bundesgesetz vom 7. Juni 1989 zur Finanzierung und Durchführung der Altlastensanierung, mit dem das Umwelt- und Wasserwirtschaftsfondsgesetz, BGBL. Nr. 79/1987, das Wasserbautenförderungsgesetz, BGBL. Nr. 148/1985, das Umweltfondsgesetz, BGBL. Nr. 567/1983, und das Bundesgesetz vom 20. März 1985 über die Umweltkontrolle, BGBL. Nr. 127/1985, geändert werden (Altlastensanierungsgesetz)*. aus Rechtsinformationssystem (<http://www.ris.bka.gv.at>)
- Bittermann W., *Energiebilanzen: Dokumentation der Methodik*. Statistik Austria, Wien, 2000
- Bittermann W., *Sektorale Energiebilanzen. Energetischer Endverbrauch 1996-1998*. Österreichisches Statistisches Zentralamt, Wien, 1999
- Böhringer Christian, *Bedeutung wirtschaftspolitischer Maßnahmen im Energiebereich*. In: Innovative Energienutzung als Beschäftigungsfaktor. Tagungsband. Inhaltliche Gestaltung, Organisation: Dipl. Ing. Dr. Adolf Groß, Amt der Vorarlberger Landesregierung Abt. Via. – Bregenz 1997.
- Bundesministerium für Land- und Forstwirtschaft: *Grüner Bericht. Bericht über die Lage der österreichischen Landwirtschaft 1998*. Wien 1999.
- Bundesministerium für Land- und Forstwirtschaft: *Österreichischer Waldbericht 1996*. Wien 1998.

- Bundesministerium für Umwelt, Natur und Reaktorsicherheit, *Erneuerbare Energien und nachhaltige Entwicklung*. Informationsbroschüre, Deutschland, Dezember 1999
- Bundesministerium für wirtschaftliche Angelegenheiten: *Energiestatistik 1998. Daten zur Energieversorgung Österreichs*.- Wien 1999.
- Cerveny Michael, Veigl Andreas, *Einspeisungen elektrischer Energie aus erneuerbaren Energieträgern in das öffentliche Netz (Einspeisetarife und Zuschläge zu den Systemnutzungstarifen)*. E.V.A., März 2001
- Clement W., Schröck T, Farar D., Maurer C., Preissl M., Roediger-Schluga T., Seubert P., *Bioenergie-Cluster Österreich*. Langfassung, Schriftenreihe des BMUJF Band 39/1998, Wien 1998
- Dell G., *Die Umsetzung des O.Ö. Energiekonzeptes - Berichtsjahr 1999*.  
[www.esv.or.at/service/info-material/umsetzungsbericht/index](http://www.esv.or.at/service/info-material/umsetzungsbericht/index), Linz, November 1999
- Dell G., *Die Umsetzung des O.Ö. Energiekonzeptes Berichtsjahr 1997*. Linz, Februar 1998
- Dell G., Egger Ch., *Geothermische Energienutzung in Oberösterreich*. Geothermische Energie Nr 24/25, Zeitschrift der geothermischen Vereinigung, 1999
- Dell G., Öhlinger Ch., *Geothermische Energienutzung in Oberösterreich*. OÖ Energiesparverband, in Kürze erscheinend in „Geothermische Energie“, Mitteilungsblatt der Geothermischen Vereinigung e.V., 2001
- Dissemmond Hermann, *Stroh – ein nachwachsender Rohstoff für die energetische Nutzung. Strohaufkommen, Strohverwertung und frei verfügbares Strohpotential aus der Sicht der Raum- und Umweltplanung*. Dissertation an der Universität für Bodenkultur Wien, Wien 1994
- DLR/ZSW, *Klimaschutzkonzept für das Saarland*. Studie im Auftrag des Ministeriums für Umwelt, Energie und Verkehr, Stuttgart, 1997
- Dobesch H., Kury G., *Bericht Windkataster Wienstrom*. Projekt für Wienstrom, Mai 1998
- Drillisch Jens, *Quotenregelung für erneuerbare Energie und Zertifikationshandel auf dem niederländischen Elektrizitätsmarkt*. Zeitschrift für Energiewirtschaft 4/98, S. 247-263, 1998
- Drillisch Jens, Riechmann Christoph, *Umweltpolitische Instrumente in einem liberalisierten Strommarkt – Das Beispiel von England und Wales*. Zeitschrift für Energiewirtschaft 2/97, 137-162, 1997
- EIWOG, *Bundesgesetz, mit dem die Organisation auf dem Gebiet der Elektrizitätswirtschaft neu geregelt wird (Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz - EIWOG), das Bundesverfassungsgesetz, mit dem die Eigentumsverhältnisse an den Unternehmen der österreichischen Elektrizitätswirtschaft geregelt werden, erlassen wird und das Kartellgesetz 1988 und das Preisgesetz 1992 geändert werden*. (NR: GP XX RV 1108 AB 1305 S. 133. BR: AB 5732 S. 643.) (CELEX-Nr.: 396L0092, 390L0547) StF: BGBl. I Nr. 143/1998, idF: BGBl. I Nr. 100/2000 und BGBl. I Nr. 121/2000, Wien 2000
- E.V.A. Homepage, Energieverwertungsagentur, letzte Aktualisierung: 15.06.00/ MAG Standort: PROJEKTE DER E.V.A. – (<http://www.eva.ac.at/projekte/ren-in-a09.htm>), 1998
- Energiebericht 1996 der österreichischen Bundesregierung*. Bundesministerium für wirtschaftliche Angelegenheiten, 1996
- Energiestatistik, Daten zur Energieversorgung Österreichs*. Bundesministerium für wirtschaftliche Angelegenheiten, Wien, 1986-1998.
- Energieversorgung Österreich, Energiebilanzen 1993-1998, "Methodik der Energiebilanzen"*. Schnellbericht 10.1, Statistik Austria, 2000
- Europäische Kommission, *Energie für die Zukunft: Erneuerbare Energieträger*. Gemeinschaftsstrategie und Aktionsplan, Kampagne für den Durchbruch, Arbeitspapier der Kommissionsdienststellen, 1998
- Europäische Kommission, *Energie für die Zukunft: Erneuerbare Energieträger*. Weißbuch für eine Gemeinschaftsstrategie und Aktionsplan, Kom (97) 599 Final, 1997
- Europäische Kommission, *Vorschlag für eine Richtlinie des europäischen Parlaments und des Rates zur Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen im Elektrizitätsbinnenmarkt*. Kom (2000), Brüssel 2000

- EWZ, Internetauftritt der Elektrizitätswerke Zürich <http://www.ewz.ch/>, 2000
- Faninger G., *Die Marktentwicklung der Photovoltaikanlagen in Österreich: Jahresberichte 1988 – 2000*. Im Auftrag des BMVIT und in Zusammenarbeit mit der Arbeitsgemeinschaft Umweltenergie in der Wirtschaftskammer Österreich, Bundesverband PHOTOVOLTAIK ÖSTERREICH, 1989ff
- Faninger G., *Die Marktentwicklung der Photovoltaikanlagen in Österreich: Jahresbericht 1999*. Im Auftrag des BMVIT und in Zusammenarbeit mit der Arbeitsgemeinschaft Umweltenergie in der Wirtschaftskammer Österreich, Bundesverband PHOTOVOLTAIK ÖSTERREICH, Mai 2000a
- Faninger G., *Die Marktentwicklung der Photovoltaikanlagen in Österreich: Jahresbericht 2000*. Im Auftrag des BMVIT und in Zusammenarbeit mit der Arbeitsgemeinschaft Umweltenergie in der Wirtschaftskammer Österreich, Bundesverband PHOTOVOLTAIK ÖSTERREICH, April 2001a
- Faninger G., *Die Marktentwicklung der Solartechnik in Österreich: Jahresberichte 1976-2000*. Im Auftrag des BMVIT, in Zusammenarbeit mit der Arbeitsgemeinschaft Umweltenergie in der Wirtschaftskammer Österreich, Bundesverband SOLAR ÖSTERREICH, 1977ff
- Faninger G., *Die Marktentwicklung der Solartechnik in Österreich: Jahresbericht 1999*. Im Auftrag des BMVIT, in Zusammenarbeit mit der Arbeitsgemeinschaft Umweltenergie in der Wirtschaftskammer Österreich, Bundesverband SOLAR ÖSTERREICH, Mai 2000b
- Faninger G., *Die Marktentwicklung der Solartechnik in Österreich: Jahresbericht 2000*. Im Auftrag des BMVIT, in Zusammenarbeit mit der Arbeitsgemeinschaft Umweltenergie in der Wirtschaftskammer Österreich, Bundesverband SOLAR ÖSTERREICH, April 2001b
- Faninger G., *Die Marktentwicklung der Wärmepumpentechnik in Österreich: Jahresberichte 1986 – 2000*. Im Auftrag des BMVIT und in Zusammenarbeit mit der Arbeitsgemeinschaft Umweltenergie in der Wirtschaftskammer Österreich, Bundesverband WÄRMEPUMPE ÖSTERREICH, 1987ff
- Faninger G., *Die Marktentwicklung der Wärmepumpentechnik in Österreich: Jahresbericht 1999*. Im Auftrag des BMVIT und in Zusammenarbeit mit der Arbeitsgemeinschaft Umweltenergie in der Wirtschaftskammer Österreich, Bundesverband WÄRMEPUMPE ÖSTERREICH, Mai 2000c
- Faninger G., *Die Marktentwicklung der Wärmepumpentechnik in Österreich: Jahresbericht 2000*. Im Auftrag des BMVIT und in Zusammenarbeit mit der Arbeitsgemeinschaft Umweltenergie in der Wirtschaftskammer Österreich, Bundesverband WÄRMEPUMPE ÖSTERREICH, April 2001c
- Faninger G., *Die Marktentwicklung der Solar- und Wärmepumpentechnik in Österreich: Berichtsjahr 1998*. im Auftrag des bm:vw und in Zusammenarbeit mit der Arbeitsgemeinschaft Umweltenergie in der Wirtschaftskammer Österreich, Bundesverband SOLAR, Bundesverband PHOTOVOLTAIK, Bundesverband WÄRMEPUMPE, März 1999a
- Faninger G., *Die wirtschaftliche Bedeutung erneuerbarer Energiequellen in Österreich*. Vorlesungsskriptum TU Wien, Wintersemester 1999/2000, Oktober 1999b
- Faninger G., *Erneuerbare Energieträger in Österreich 1993: Einsatzbereiche, Verbrauchsentwicklung, Umwelrelevanz und Potentialabschätzung*. ÖZE, Jg. 46, Heft 6, pp. 293-310, Juni 1993
- Faninger G., *Sonnenenergie-Nutzungspotential in Österreich: Solartechniken, Anwendungen und Zukunftsperspektiven*. ÖZE, Jg. 45, Heft 2, 1992
- Faninger G., *Statistische Daten für Anwendungen von erneuerbaren Energiequellen in Österreich: Sonnenenergie und Umgebungsenergie*. Berichtsjahr 1998, Statistik Österreich, Klagenfurt, März 2000d
- Faninger G., *Statistische Daten für Anwendungen von erneuerbaren Energiequellen in Österreich: Sonnenenergie und Umgebungsenergie*. Berichtsjahr 1997, Statistik Österreich, EU-Projekt SAE-Nr. 751300011/6, Klagenfurt, November 1998

- Faninger G., *Statistische Daten für Anwendungen von erneuerbaren Energiequellen in Österreich: Sonnenenergie und Umgebungsenergie*. Berichtsjahr 1996, Statistik Österreich, EU-Projekt SAE-Nr. 65130013/6, Klagenfurt, Dezember 1997
- Fink Ch., Purkarthofer G., Müller A., Kögl Ch., *Thermische Solaranlagen für Mehrfamilienhäuser*. BMUJF, Gleisdorf 1999
- Flavin C., Lenssen N., *Power Surge: Guide to the Coming Energy Revolution*. Worldwatch Institute, ISBN 0-393-31199-6, October 1994
- Fouquet Roger, *The United Kingdom demand for renewable electricity in a liberalised market*. Energy Policy (26), p- 281-293, 1998
- Gawlik K., Kutscher C., *Investigation of the Opportunity for Small-Scale Geothermal Power Plants in the Western United States*. Draft, National Renewable Energy Laboratory, Golden CO, March 13 2000
- Goldbrunner I., *Status der Geothermie in Österreich*. TU-Graz, Vortrag 14.5.1998 in Linz
- Goldbrunner I., *Austrian Geothermal Update*. In: Proceedings of the World Geothermal Congress, Florence, Italy, 1995
- Groscurth, Helmuth-Michael et al., *Total Costs and Benefits of Biomass in Selected Regions of the European Union*. Biocosts - Final Report. – Mannheim 1998.
- Grubb Michael, Vigotti Roberto, *Renewable Energy Strategies for Europe Volume II Electricity Systems and Primary Sources*. The Royal Institute of International Affairs, Earthscan Publications Ltd, London 1997
- Haas Reinhard, *Dissemination Strategies for PV in the built environment*. Report of Task 7 of the PVPS implementing agreement of the IEA, 2001
- Haas R., Brandenburg R., Hübner M., Faninger G., *Renewable Energy Sources in Austria 1989 – 1995*. Institut für Energiewirtschaft, TU Wien, Österreichisches Statistisches Zentralamt, 1997a
- Haas R., Faber Th., Green J., Gual M., Huber C., Resch G., Twidell J., *Review report on promotion strategies for electricity from renewable energy sources, activities in EU countries*. Joint report by the cluster "Green electricity" within the 5<sup>th</sup> framework programme of the European Commission, September 2000
- Haas R., Huber C., Wohlgemuth N., *Financial Incentives to Promotion Renewable Energy Systems in European Electricity Markets – A Survey*. International Journal of Global Energy Issues, 1999
- Haas R., Kranzl L., *Analyse der volkswirtschaftlichen Bedeutung der energetischen Nutzung von Biomasse für Heizzwecke und Entwicklung von effizienten Förderstrategien für Österreich*. Zwischenbericht eines Forschungsprojekts im Auftrag des BMVIT, Wien 2000a
- Haas R., Kranzl L., *Evaluierung der Vorarlberger Biomasseförderung*. Wien 2000b
- Haas R., Ornetzeder M., Hametner K., Wroblewski A., Hübner M., *Sozialwissenschaftliche Begleitforschung zum österreichischen 200 kWp-PV-Breitentest*. Schriftreihe des BMWV "Bericht aus Energie- und Umweltforschung", Band 15/97, Vienna, Austria, 1997b
- Haberl H. et al., *Dokumentation der Szenarien "Biomasse-Metabolismus und Landnutzungsänderung" 1995-2020*. Beitrag zum 2. Zwischenbericht des Projekts "Rohstoff Landschaft", Bericht an das bm:bwk, Wien 2001
- Hille G. und Laukamp H., *Economics and Financing of PV - The Situation in Germany*. Report for the PVPS Task VII "Photovoltaic Power Systems in the Built Environment", Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme, März 1999
- Hintsch Christian, *Weitere Effizienzsteigerung notwendig*. überarbeiteter Artikel aus "Neue Energie 9/99", IGW [www.atmedia.net/IGW](http://www.atmedia.net/IGW) 1999
- Hoffmann V. U., Hille G. et al. *Studie zur Förderung der Photovoltaik und der Windenergie und der daraus resultierenden Arbeitsplätze*. Kurzfassung, Fraunhofer ISE, Freiburg, DLR Stuttgart, Greenpeace, [http://www.greenpeace.de/GP\\_DOK\\_3P/STU\\_KURZ/C04SK01.HTM](http://www.greenpeace.de/GP_DOK_3P/STU_KURZ/C04SK01.HTM), März 1997

- Holt A.E., *Green Pricing Resource Guide*. [http://www.rapmaine.org/gpguide/gp\\_guide.html](http://www.rapmaine.org/gpguide/gp_guide.html), 1997
- Holzrichter B., Winkler-Rieder W., Haas R., Auer H., Kranzl L., *Nachhaltige Energieversorgungsperspektiven für die Region Lungau*. – Wien Dezember 2000.
- Huber C., Faber T., Green J., Haas R., Resch G., *Organising a joint European electricity market (ELGREEN)*. final report, supported by DGTREN within the 5<sup>th</sup> framework programme of the European Commission, July 2001
- Institut für wirtschaftliche Ölheizung, *Heizkostenvergleich*. ÖEKV-Informationen 4/1998 S. 18. Wien 1998
- Jonas Anton, Habereeder Herbert, *Zahlenmäßige Entwicklung der modernen Holz- und Rindenfeuerungen in Österreich*. Gesamtbilanz 1985-1999. – St. Pölten 2000.
- Jonas Anton et. al., *Energie aus Holz*. 2. Auflage. hrsg. von der Landeslandwirtschaftskammer für Tirol, Innsbruck 1997.
- Jonas Anton, Erhebung der Biomasse-Nahwärmeanlagen. unveröffentlicht. – St. Pölten 2000.
- Jungmeier G., Golja F., Spitzer J., *Der technologische Fortschritt bei Holzfeuerungen. Ergebnisse einer statistischen Analyse der Prüfstandsmessungen der BLT Wieselburg von 1980-1998*. hrsg. vom Bundesministerium für Umwelt, Jugend und Familie, Wien 1999
- Jungmeier G., Padinger R., *Bewertung der Biogastechnik*. JOANNEUM RESEARCH, Institut für Energieforschung, 1996
- Kaltschmitt Martin, Reinhardt Guido A., *Nachwachsende Energieträger. Grundlagen, Verfahren, ökologische Bilanzierung*. Verlag Vieweg. Stuttgart und Heidelberg, 1997a
- Kaltschmitt Martin, Wiese Andreas, *Erneuerbare Energien - Systemtechnik, Wirtschaftlichkeit, Umweltaspekte*. Springer, Berlin, 1997b
- Kienesberger St., Haas R., Cerveny M., *Machbarkeitsstudie zur Erreichung eines 3% Anteils der "neuen Erneuerbaren" an der Wienstrom-Aufbringung bis 2005 – gemäß §31 (3) ELWOG*. ENCOM, Arbeitsgruppe Energiewirtschaft, E.V.A., Wien, 1999
- Kommunalkredit Austria, mündliche Auskunft Fr. Dr. Binder, 2000
- Kopetz, H., *Mit Bioenergie in das neue Jahrhundert. Puchberger Erklärung*. Hrsg. vom Österreichischen Biomasse-Verband. – Wien 2000.
- Kratena K., Schleicher, *Energieprognose und -szenarien Österreich bis 2020*. WIFO, Wien 2001
- Kronberger H., Nagler H. *Der sanfte Weg. Österreichs Aufbruch ins Solarzeitalter*. ISBN: 3-900466-56-4, 1997
- Kury G., Dobesch H., *Das Windenergiepotential in Österreich – seine Erfassung und regionale Verteilung*. e&i, 116 Jg., pp. 415-420, H 7/8, 1999
- Landwirtschaftskammer Vorarlberg, *Energieholzbörse*. Auflage April 1999
- Lauer M., Waupotitsch M. *Energiebedarfsdeckung nach einem Umstieg von fossilen auf erneuerbare Energieträger – Möglichkeiten und Grenzen am Beispiel Österreich*. Joanneum Research, Institut für Energieforschung, Jänner 1995
- Lechner H., Haas R., Auer H., Berger M., Huber C., *Energiebinnenmarkt und Umweltschutz: Evaluierung für Österreich*. E.V.A., IEW an der TU Wien, Wien, Jänner 2001
- Mairitsch K., Wukovits W., *Analyse der Gärgasnutzung in Österreich*. TU Wien, Inst. für Verfahrens-, Brennstoff- und Umwelttechnik, im Auftrag von BMWA, 1997
- Makart Jochen, *Green Pricing – welche Beiträge können freiwillige Zahlungen von Stromkunden zur Förderung regenerativer Energien leisten?* Werkstattreihe Nr. 104, Öko-Institut e.V., Freiburg 1998
- Market, *Thermische Solarenergie – Kenntnisse bzw. Akzeptanz*. Ergebnisse einer telefonischen Befragung in Österreich im Mai und Juni 2000, Kommentarbericht, Institut für Markt- Meinungs- und Mediaforschung, Linz, Juni 2000
- Müller H., Haas R., Huber C., Berger M., Resch G., *Optimierte Förderstrategien für erneuerbare Energietechnologien basierend auf empirische Analysen bisher durchgeführter Programme*. TU-Wien, Jänner 2001

- Neubarth Jürgen, Kaltschmitt Martin, *erneuerbare energien in österreich*. ISBN 3-211-83579-2, SpringerWienNewYork 2000
- Nitsch J. et al., *Klimaschutz durch Nutzung erneuerbarer Energien*. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Bonn, Münster, Stuttgart, Wuppertal, Oktober 1999
- Nowak S., Gutschner M., Toggweiler P., Rouss D., *Potential for building integrated Photovoltaics*. activity 3.2 „BIPV potential“ within the frame of the IEA PVPS programme Task 7, Draft summary, Dezember 2000
- O.Ö. Energiesparverband, *Biomasse - Technologien in Österreich*. Studie im Auftrag der Europäischen Kommission, Linz, 1995.
- Obernberger I., Hammerschmid A., *Dezentrale Biomasse-Kraft-Wärme-Kopplungstechnologien*. Schriftenreihe Thermische Biomassenutzung, bm:wv, ISBN 3-7041-0261-X, dbv- Verlag für die TU Graz, März 1999a
- Obernberger I., Hammerschmid A., *Dezentrale Biomasse-Kraft-Wärme-Kopplungstechnologien*. erneuerbare energie, Vol. 99-4, 1999b
- Obernberger I., *Nutzung fester Biomasse in Verbrennungsanlagen unter besonderer Berücksichtigung des Verhaltens aschebildender Elemente*. 3. korrigierte Auflage, Graz 1998.
- ÖBI, Österreichisches Biotreibstoff Institut, [www.biobiesel.at](http://www.biobiesel.at), Auskunft Werner Körbitz, 2000
- Öhlinger C., *Geothermal first – Electricity from heat in Altheim, Austria*. ESV OÖ, in: RenewableENERGYWorld, March-April 2001
- OMV, *Daten zur österreichischen Energieversorgung*. Wien, Oktober 2000
- Österreichischer Biomasse-Verband, *Basisdaten Bioenergie Österreich 2000*. [www.biomasseverband.at](http://www.biomasseverband.at), 2000
- Pelikan Bernhard, *Kleinwasserkraft – Bedeutung zwischen Vergangenheit und Zukunft*. EVN Expertentreffen "Kleinwasserkraft im liberalisierten Strommarkt", Maria Enzersdorf, 13. April 2000
- Pichl C., Puwein W., Obernberger I., Steininger K., Voraberger H., *Erneuerbare Energieträger in Österreichs Wirtschaft – Volkswirtschaftliche Evaluierung am Beispiel Biomasse*. WIFO Studie, Dezember 1999
- Piringer, M. et al., *Nachwachsende Rohstoffe. Neue Produkte und Technologien im Rahmen natürlicher Kreisläufe*. Hrsg. Bundesministerium für Land- und Forstwirtschaft. – Wien 2000.
- Prankl Heinrich, Wörgetter Manfred, Rathbauer Josef, Payer Karl, *NTB-nett Phase I Nationaler Bericht Österreich*. Forschungsberichte der Bundesanstalt für Landtechnik Wieselburg, Heft Nr. 42d, Februar 1996
- Prankl Heinrich, Wörgetter Manfred, *NTB-nett Phase II Nationaler Bericht Österreich*. Forschungsberichte der Bundesanstalt für Landtechnik Wieselburg, Heft Nr. 43d, Januar 1997
- Rathbauer, Josef, *Biomassepotentialabschätzung für Österreich im Jahr 2010*. – In: Nachwachsende Rohstoffe. Mitteilungsblatt der Fachbereichsarbeitsgruppe. Nr. 17-September 2000. S. 9 f.
- Reumann Paul (JES), *Die "4% Technologien" des ElWOG*. Energy 3/00, E.V.A., 2000
- Rakos Christian, *Biomasse KWK in Großkraftwerken – eine etablierte Technologie*. E.V.A., energy 4/2000, 2000
- Reicher Markus, *Holzfeuerungen in öffentlichen Gebäuden*. Diplomarbeit, Institut für Energiewirtschaft, TU-Wien, August 2000
- Ritter M., Raberger B.: Emissionen österreichischer Großfeuerungsanlagen 1990-1998. Wien, November 1999 (UBA-Berichte; BE-164)
- Ritter M., König G.: Technische Grundlagen für die Bewertung des Erfolges der nach dem Luftreinhaltungsgesetz für Kesselanlagen getroffenen Maßnahmen. – Wien, Dezember 1997. (UBA-Berichte BE-100).
- Rouss Daniel, *A Green Pricing model in Switzerland – The „Solarstrom Stock Exchange“ from the Electricity Utility of the City of Zürich*. The 2nd World Solar Electric Buildings Conference : Sydney 8th – 10th March 2000

- Salletmaier C., Winkelmeier H., Windenergie in Österreich. Berichte aus Energie und Umweltforschung 2/95, bm:vw, Friedburg, August 1994
- Schauer, Kurt: Ein nachhaltiges Energiesystem für Österreich mit Solartechnologien und Biomasse: Technologien – Potentiale – Bewertung – Umsetzbarkeit – Kosten – Maßnahmen. Dissertation an der Technischen Universität Graz. – Graz 1994.
- Scheer H., *Solare Weltwirtschaft*, Kunstmann-Verlag, ISBN 3-88897-228-0, Oktober 1999
- Schiller G., Drexler F., *Ressourcenschonung durch Wasserkraft*. e&i, 111 Jg., H. 9, 1994
- Schmidt, A. et al., *Branchenkonzept Holz*. hrsg. vom Bundesministerium für Umwelt, Jugend und Familie, Abt. III/3. – Wien 1996 (1994).
- Schneider, Dreher, Karrer, Eder, *Arbeitslosigkeit und Umweltprobleme: Gibt es eine gemeinsame Lösung?* Linz 1997
- Schneider, Bachmann, Kabus, Seibt, *Geothermie – hydrothermale Erdwärmenutzung in Deutschland*. Sonderdruck aus „Energiewirtschaftliche Tagesfragen“, H. 12/95, S 788-794, 1995
- Schnitzer Hans, *Solare Energieversorgung für Österreich*. Institut für Verfahrenstechnik der TU Graz / Abteilung für Grundlagen der Verfahrenstechnik, <http://tu-graz.ac.at/forschung/archiv/1-3-11-1-2-30.html>, 1995
- Schnitzer H., Sage J., *Die solare Energieversorgung Österreichs*. Institut für Verfahrenstechnik der TU Graz, Graz 1994
- Schwarzbauer, P., *Long-term Supply and Demand projections for wood products in Austria*. A contribution to the study “European Timber Trends and Prospects: Into the 21<sup>st</sup> Century”; Schriftenreihe des Instituts für Sozioökonomik der Forst- und Holzwirtschaft, Bd. 27. – Wien 1996.
- Schwenk B., Rehfeldt K. *Studie zur aktuellen Kostensituation der Windenergienutzung in Deutschland*. Deutsches Windenergie - Institut, Auftraggeber: Bundesverband WindEnergie e.V., September 1999
- Sedmidubsky Alice, *Erneuerbare Energie in Österreich*. E.V.A., BMWA, <http://www.eva.ac.at/projekte/ren-in-a09.htm>, 1998
- Semke Sabine, Markewitz Peter, *Kosten und Potentiale erneuerbarer Energien in Deutschland, Literaturlauswertung 1994-1998*. Forschungszentrum Jülich, <http://www.kfa-juelich.de/beo/frhomenv.htm>, 1998
- Statistik Austria, *Wohnungsdaten 1980-1989*
- Statistik Austria, *Wohnungserhebung des Mikrozensus 1990-1997*
- Steinmüller H., Pollak M., *Beschäftigungseffekte Bioenergie – Kurzstudie im Auftrag der PRÄKO*. Mai 1997
- Stockinger Hermann, Obernberger Ingwald, *Technoökonomische Analyse von Biomasse – Nahwärmanlagen*. – Graz 1998
- Solarstromnews, Das Bulletin zur Solarstrombörse des Elektrizitätswerkes der Stadt Zürich; Ausgaben 1/98-2/00, 2000
- Swezey B., Bird L, *Green Power Marketing in the United States: A Status Report 5th Edition*. National Renewable Energy Laboratory, [http://www.nrel.gov/analysis/emmaa/brief\\_5.html](http://www.nrel.gov/analysis/emmaa/brief_5.html), August 2000
- Swezey B., Bird L., *Information Brief on Green Power Marketing 4th Edition*. National Renewable Energy Laboratory, [http://www.nrel.gov/analysis/emmaa/brief\\_4.html](http://www.nrel.gov/analysis/emmaa/brief_4.html), August 1999
- Swezey B., Houston A., *Information Brief on Green Power Marketing 3rd Edition*. National Renewable Energy Laboratory, September 1998
- TERES II, *TERES II – the European Renewable Energy Study*. ESD/DG XVII, ALTENER report 1996
- TIWAG, *Potentiale Kosten für Umsetzung ELWOG §31 in Tirol*. 1999
- VEÖ, *Stromerzeugung mit Wind*. Verband der Elektrizitätswerke Österreichs, Wien, Februar 1997
- Verein für Konsumenteninformation, *Heizkostentabelle*.

- Weiss Werner, *The Austrian Solar Thermal Market*. Arbeitsgemeinschaft ERNEUERBARE ENERGIE – AEE, IEA-SHC Task 26, Gleisdorf, 1998
- Weller Thyge, *Green Pricing: kundenorientierte Angebote der Elektrizitätswirtschaft*. Zeitschrift für Energiewirtschaft (22), S. 58-70, 1998
- Wilk Heinrich, *PV-Technology, System Design, Market Data, Cost Development, Lessons Learned*. Proceedings Solar Energy 2000, sixth international summer school, Klagenfurt, 2001
- Wilk Heinrich, *Photovoltaik in Österreich – Marktdaten, Kostenentwicklung, Fördermaßnahmen und Erfahrungen*. e&i, 116 Jhg., Heft 7/8, 1999
- Windenergie, *Ein Gulasch und zwei Seidel Bier: Ein zu hoher Preis für die Zukunft?* IGW Interessensgemeinschaft Windkraft Österreich, Nr. 21, Juni 2001
- Wörgetter, M., Mang, R. et al., *Nachwachsende Rohstoffe in Österreich. Die Rolle nachwachsender Rohstoffe in Österreichs Land- und Forstwirtschaft*. Erstellt im Rahmen des Projekts "Agrar-zukunft Österreich- Bauern mit Zukunft" Ergebnis des Arbeitskreises "Nachwachsende Rohstoffe". Hrsg.: Bundesministerium für Land- und Forstwirtschaft. – Wien 1998.
- Wörgetter, Lechner, Rathbauer: *Ökobilanz Biodiesel – Wieselburg 1999*.

## **Energieberichte der Länder**

### Burgenland:

- Energiebericht Burgenland 1991, Umwelt Burgenland, Nr. 21, Amt der Burgenländischen Landesregierung, Landesamtsdirektion – Umweltreferat, Februar 1992
- Dritter Burgenländischer Energiebericht, Umwelt Burgenland Energie, Nr. 31 (i), Stand 1994/1995, Ergänzungen 1996/1997, Amt der Burgenländischen Landesregierung, Landesamtsdirektion – Raumordnung, Koordinationsstelle für Umwelt und Energie

### Kärnten:

- Energiebericht 1999 für das Bundesland Kärnten, Amt der Kärntner Landesregierung, Abteilung für Wasser-, Abfall- und Energierecht, Dezember 1999

### Niederösterreich:

- NÖ Energiebericht 1981-1999, Amt der NÖ Landesregierung, Geschäftsstelle für Energiewirtschaft, 1981-1999

### Oberösterreich:

- Energiekonzept Oberösterreich, Band I, O.Ö. Landesregierung Energieressort, 1993

### Salzburg:

- Energie-Leitbild 1997-2011 Land Salzburg, Amt der Salzburger Landesregierung, Abteilung 15, August 1997

### Steiermark:

- Energiebericht 1984-1990, Amt der Steiermärkischen Landesregierung Energiebeauftragter, Graz September 1990

---

Energiebericht 1998, Land Steiermark, Energiebeauftragter des Landes Steiermark, Graz 1998

Tirol:

Energiekonzept Tirol 1993, Rahmenkonzept, Dritte Fassung, Land Tirol, Amt der Tiroler Landesregierung, Innsbruck, Mai 1993

Vorarlberg:

Energiekonzept Vorarlberg, Gesamtbericht, Amt der Vorarlberger Landesregierung, Österreichisches Institut für Raumplanung, Mai 1988

Energiekonzept Vorarlberg 2000, Schlußbericht – Entwurf, Amt der Vorarlberger Landesregierung, 2000

Wien:

Energiekonzept der Stadt Wien, 2. Fortschreibung, Wiener Stadtwerke, Generaldirektion, Juni 1991

Energiekonzept der Stadt Wien, 3. Fortschreibung, Wiener Stadtwerke, Generaldirektion/Energierreferat, März 1998

## 14.ANHANG

### **Anhang A. Energieträgerklassifikation der Statistik Austria**

Für *Erneuerbare Energieträger* (EET) ist die folgende Unterteilung nach der Energieträgerklassifikation der Statistik Austria [Energieversorgung Österreichs 2000] üblich:

- Brennholz
- Biogene Brenn- und Treibstoffe
- Brennbare Abfälle
- Umgebungswärme
- Wasserkraft

Zu *Biogenen Brenn- und Treibstoffen* gehören:

- Hackschnitzel
- Sägenebenprodukte
- Waldhackgut
- Rinde
- Holzbriketts
- Stroh
- Strohbricketts
- Biogas
- Klärgas
- Deponiegas
- Rapsmethylester
- Abлаugen / Schlämme der Papierindustrie

Zu *Brennbaren Abfällen* zählen:

- Müll
- Sonstige Abfälle

Zur *Umgebungswärme* gehören:<sup>236</sup>

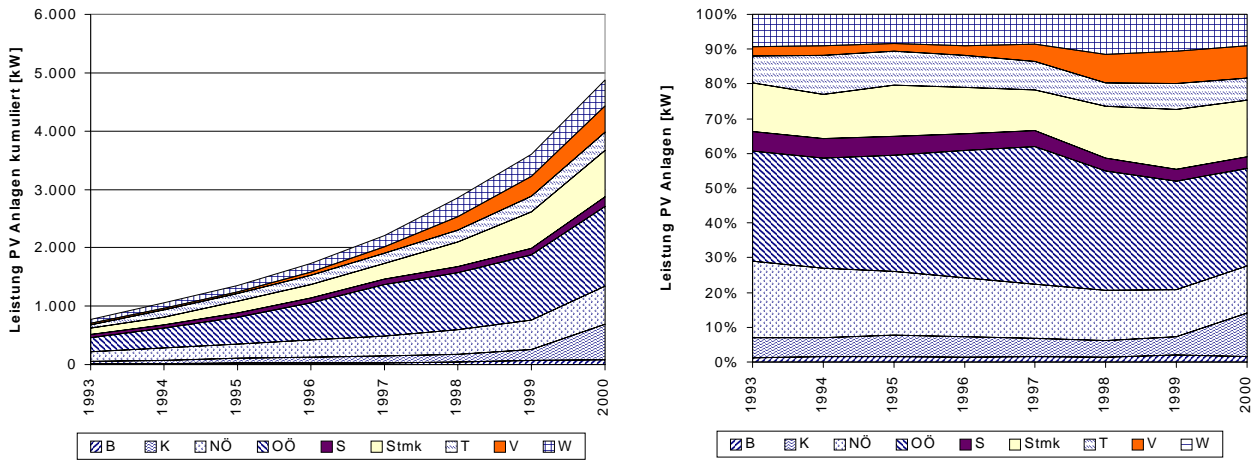
- Umgebungswärme, die in Wärmepumpen eingesetzt wird
- Geothermische Energie
- Solarstrom
- Solarwärme
- Windenergie

---

<sup>236</sup> In der aktuellen Publikation der Statistik Austria wird „Solarstrom“ und „Wind“ nicht mehr zur Umgebungswärme gerechnet, sondern getrennt ausgewiesen.

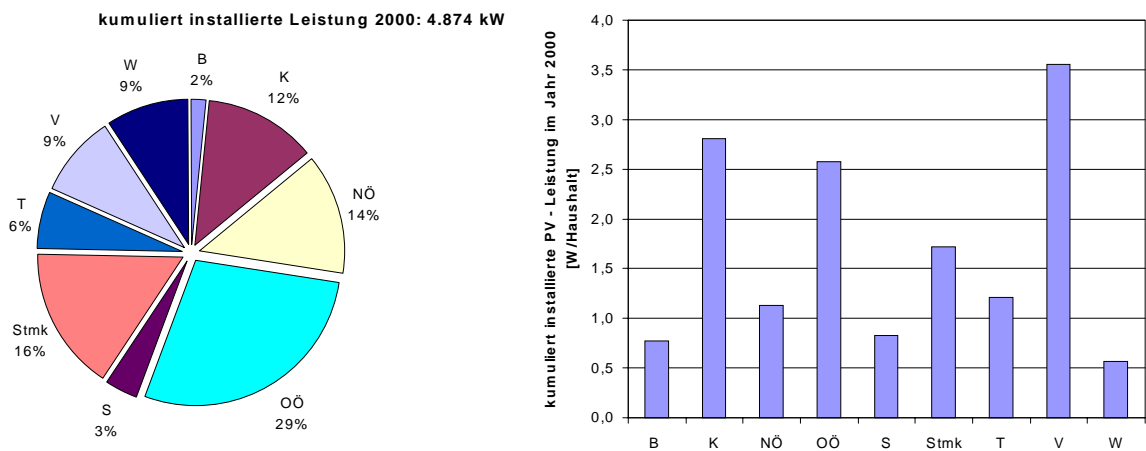
**Anhang B. Details zur historischen Entwicklung**

**Anhang B.1. Photovoltaik**



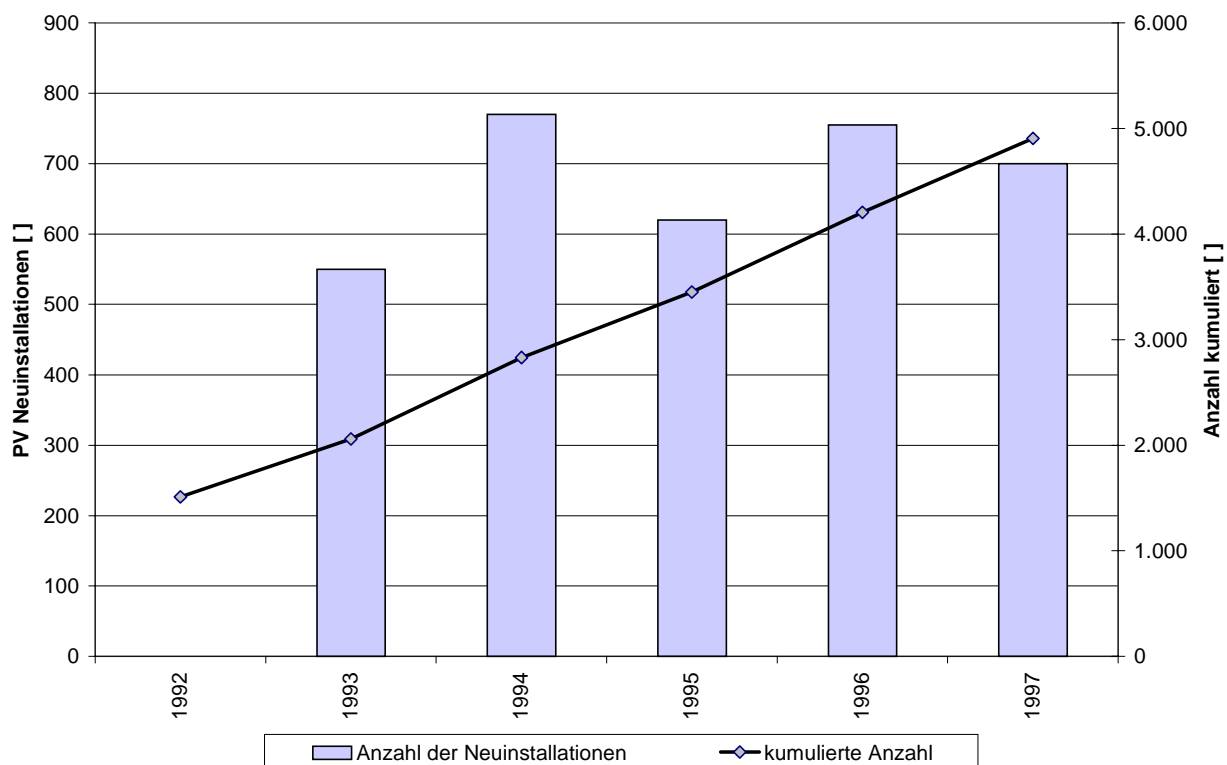
**Abbildung 14-1: Zeitliche Entwicklung der Leistung von PV-Anlagen in den Bundesländern**

Quelle: Faninger 1989ff



**Abbildung 14-2: Leistung von PV-Anlagen, Verteilung über die Bundesländer**

Quelle: Faninger 2001a, Statistik Österreich, eigene Analysen



**Abbildung 14-3: Anzahl der Photovoltaikanlagen in Österreich**

Quelle: Faninger 1997; Faninger 1998; Faninger 2000d;

**Tabelle 14-1: Entwicklung der Photovoltaikanlagen in Österreich<sup>237</sup>**

Quelle: Faninger 1989ff

Jahr	Anzahl [ ]	Leistung neu [kW]	Leistung kumuliert [kW]	Strompro- duktion [MWh/a]
1987	n.v.	n.v.	39	27
1988	n.v.	42	81	57
1989	n.v.	115	196	137
1990	n.v.	59	255	179
1991	n.v.	91	346	242
1992	1.510	178	524	285
1993	2.060	244	768	446
1994	2.830	295	1.063	606
1995	3.450	298	1.361	779
1996	4.205	378	1.739	1.028
1997	4.905	469	2.208	1.362
1998	n.v.	653	2.861	1.804
1999	n.v.	741	3.602	2.316
2000	n.v.	1.272	4.874	3.231

<sup>237</sup> n.v.: nicht verfügbar;

Anhang B.2. Wind

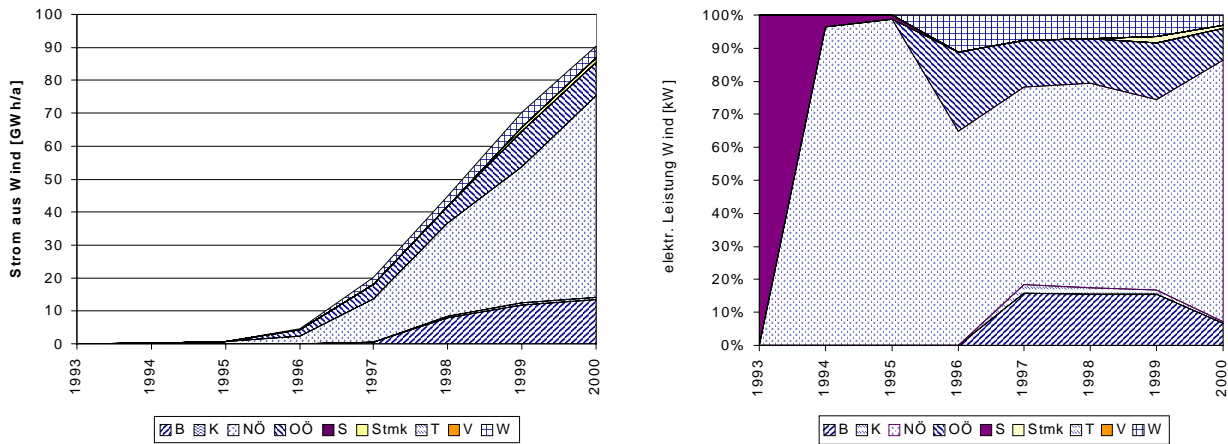


Abbildung 14-4: Zeitliche Entwicklung des von Windanlagen produzierten Stroms und der Gesamtleistung in den Bundesländern

Quelle: Datenbank Arbeitsgruppe Energiewirtschaft, IG Windkraft 2001, eigene Analysen

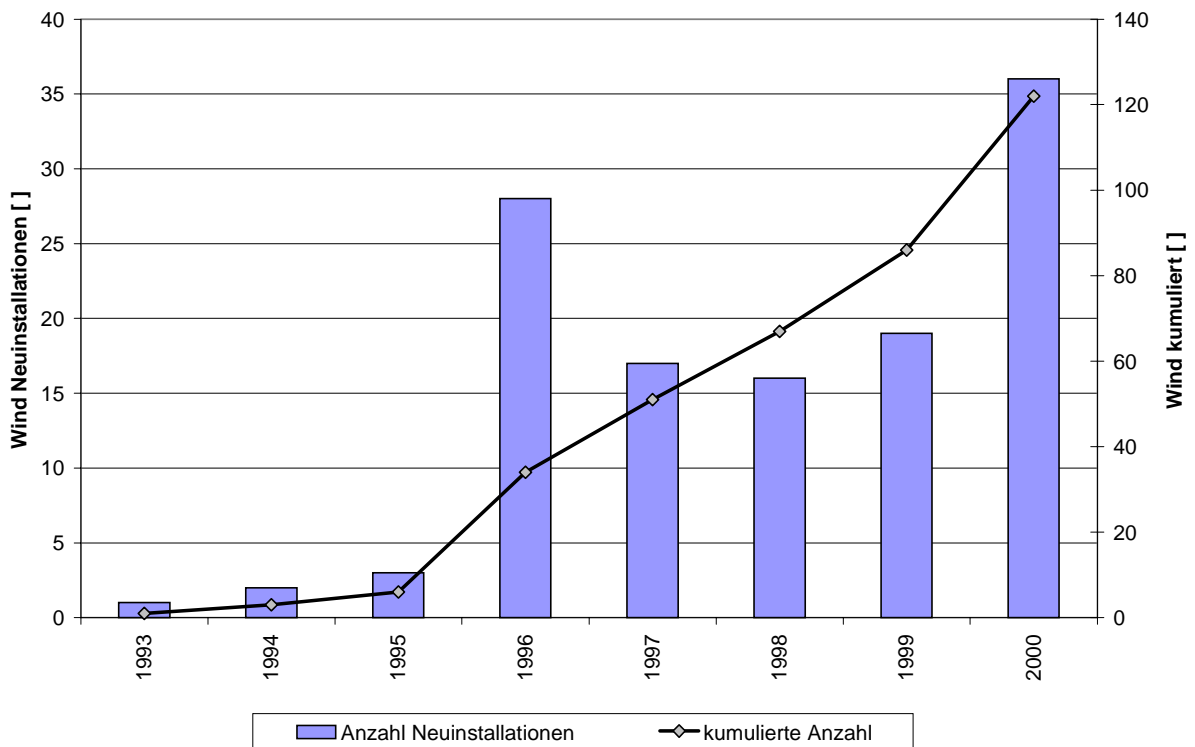
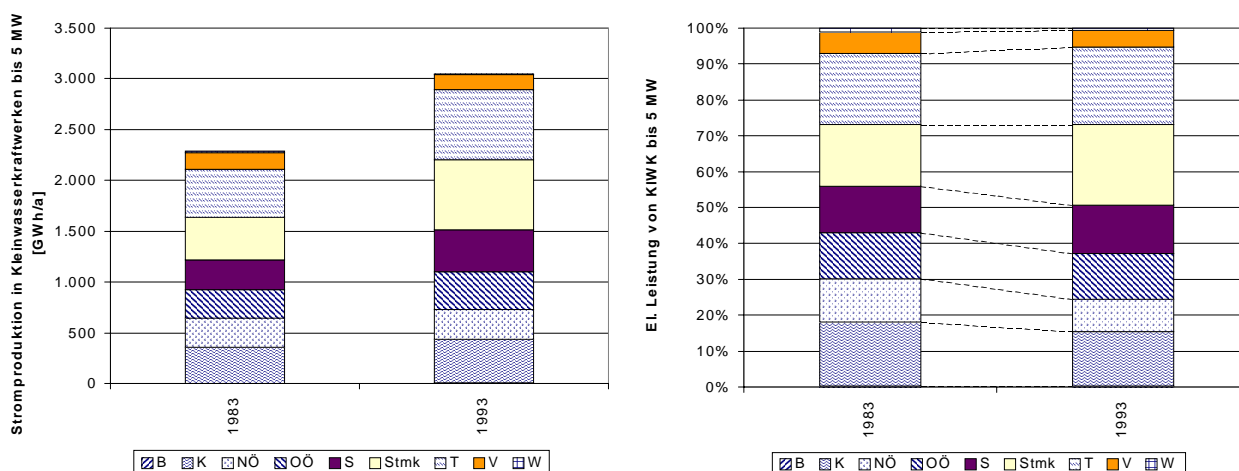


Abbildung 14-5: Anzahl der Windanlagen in Österreich

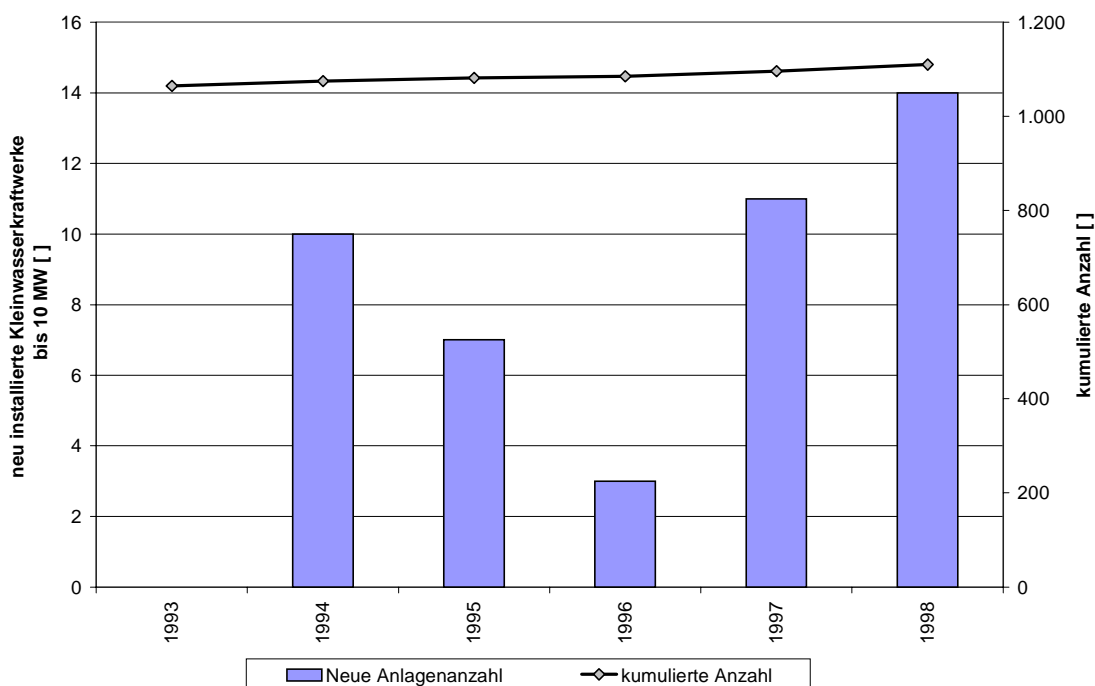
Quelle: Datenbank Arbeitsgruppe Energiewirtschaft, IG Windkraft 2001

**Anhang B.3. Kleinwasserkraft**



**Abbildung 14-6: Von Kleinwasserkraftwerken (<5 MW) produzierter Strom und Verteilung der Leistung über die Bundesländer (1983 vs. 1993)**

Quelle: Bestandsstatistik 84 & 94



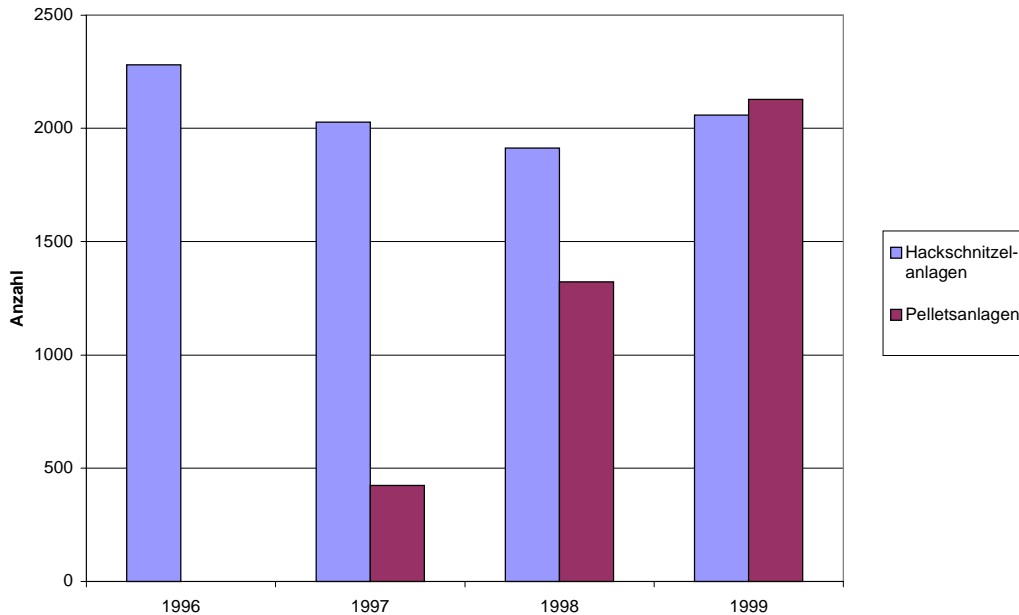
**Abbildung 14-7: Zeitliche Entwicklung der Anzahl von Kleinwasserkraftwerken bis 10 MW<sup>238</sup>**

Quelle: Alder, Bittermann 2000; Betriebsstatistik 1997;

<sup>238</sup> Bei elektrischer Leistung bzw. Anzahl sind nur Kraftwerke > 200 kW erfaßt. Persönlichen Schätzungen von B. Pelikan zufolge existierten 1993 1.715 Anlagen (Klasse 0 bis 10 MW). Nach eigenen Abschätzungen lag die gesamte installierte Leistung der Kraftwerke < 200kW im Jahr 1993 bei etwa 65 MW.

## Anhang B.4. Feste Biomasse

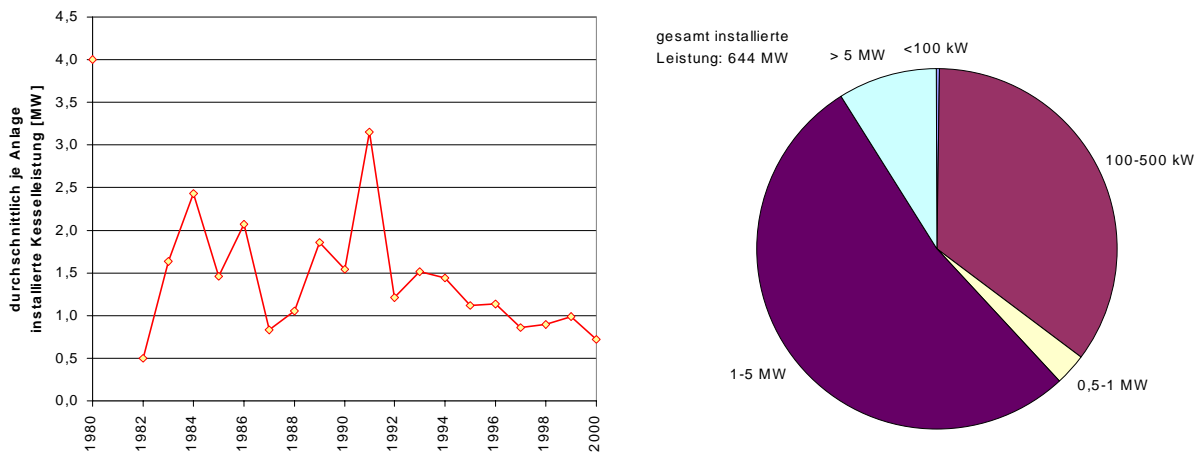
- Raumwärmebereitstellung durch Biomassekleinanlagen



**Abbildung 14-8: Anzahl neu installierter Hackschnitzel- und Pelletsanlagen im kleinen Leistungsbereich (unter 100 kW) seit 1996**

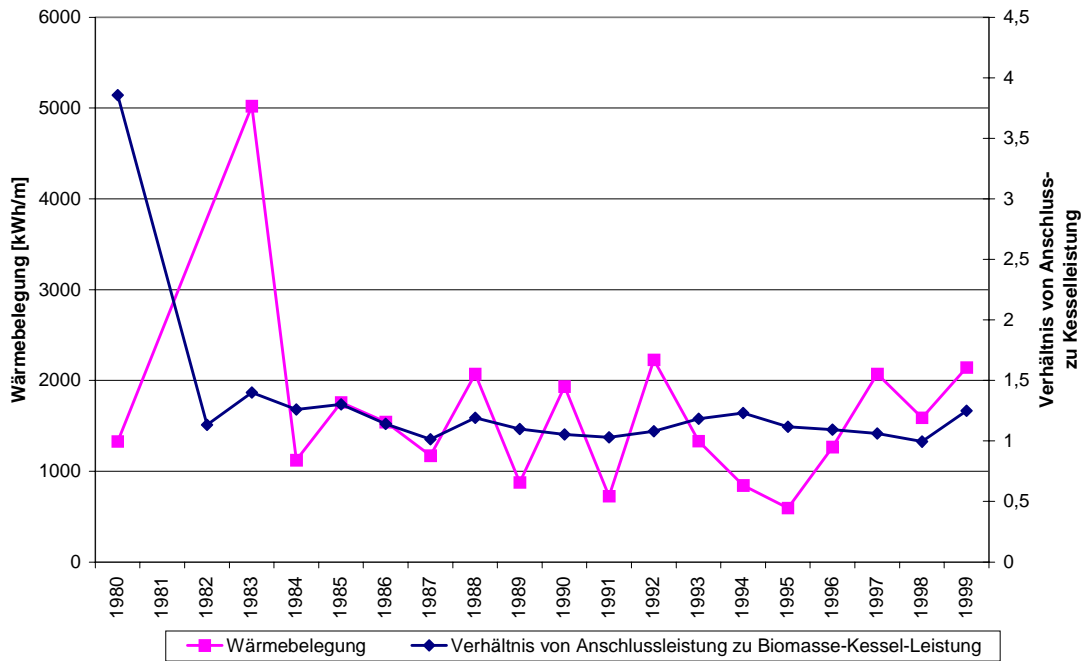
Quelle: NÖ-LLWK

- Biomassenahwärme



**Abbildung 14-9: links: Entwicklung der durchschnittlich je Anlage installierten Kesselleistungen in Biomasse-Nahwärmeanlagen; rechts: Verteilung der installierten Kesselleistung auf verschiedene Größenkategorien (1999)**

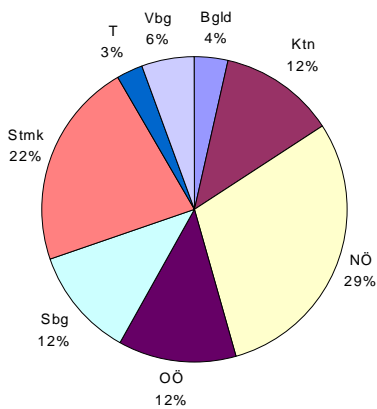
Quelle: Haas, Kranzl 2000a; Förderstellen; NÖ-LLWK



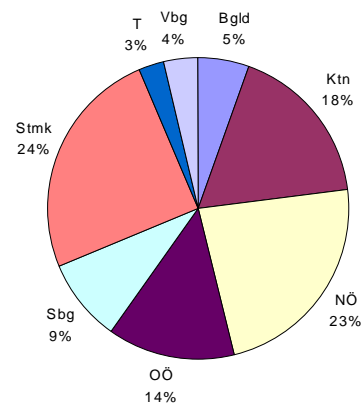
**Abbildung 14-10: Entwicklung der Dimensionierungsparameter: Wärmebelegung des Netzes und Auslegung des Biomassekessels in österreichischen Nahwärmanlagen**

Quelle: Arbeitsgruppe Energiewirtschaft, Förderstellen

**Wärmeabsatz von Nahwärmanlagen in den Bundesländern**  
(ges.: ca. 950 GWh/a bzw. 3,4 PJ/a)

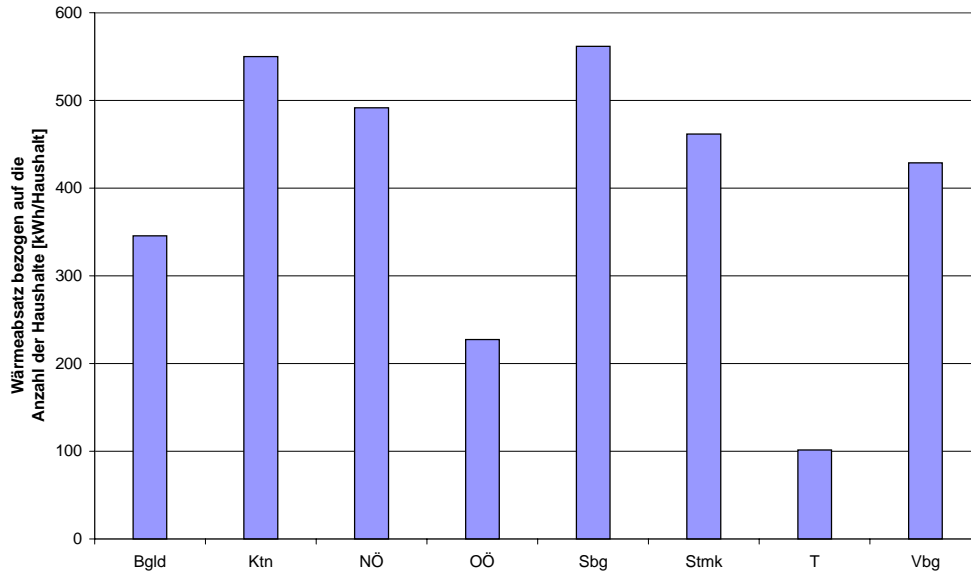


**Kesselleistung von Nahwärmanlagen in den Bundesländern**  
(ges.: 644 MW)



**Abbildung 14-11: Verteilung des Wärmeabsatzes (links) bzw. der Kesselleistung (rechts) von Nahwärmanlagen auf die einzelnen Bundesländer, 1999**

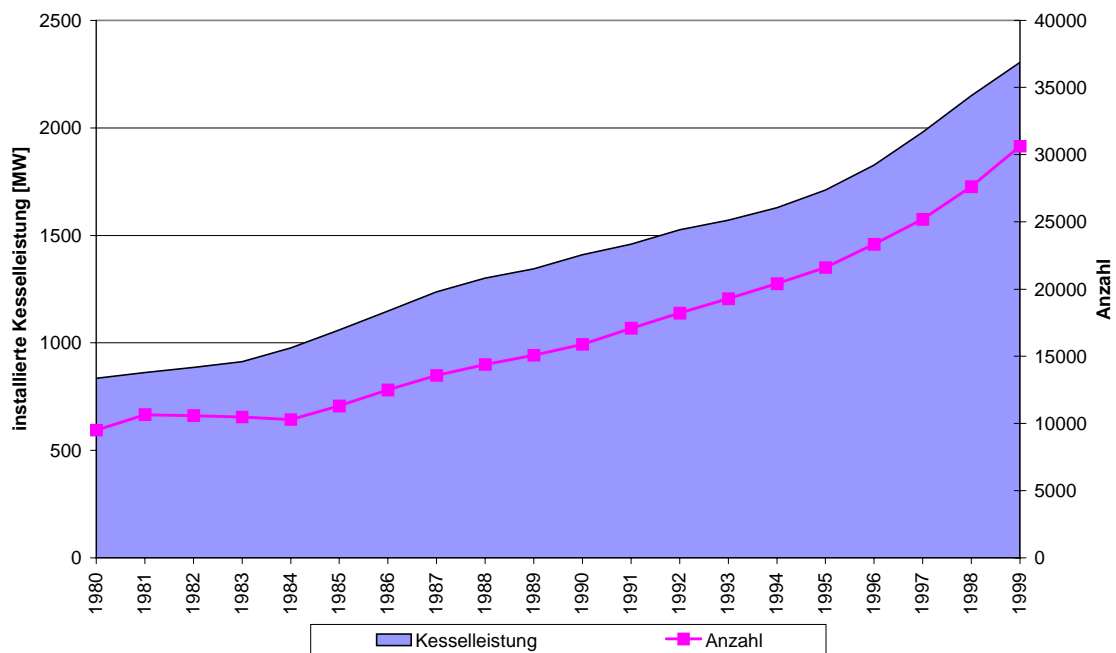
Quelle: Arbeitsgruppe Energiewirtschaft, NÖ-LLWK



**Abbildung 14-12: Wärmeabsatz von Nahwärmanlagen bezogen auf die Anzahl der Haushalte in den Bundesländern**

Quelle: Arbeitsgruppe Energiewirtschaft, NÖ-LLWK, Statistik Österreich

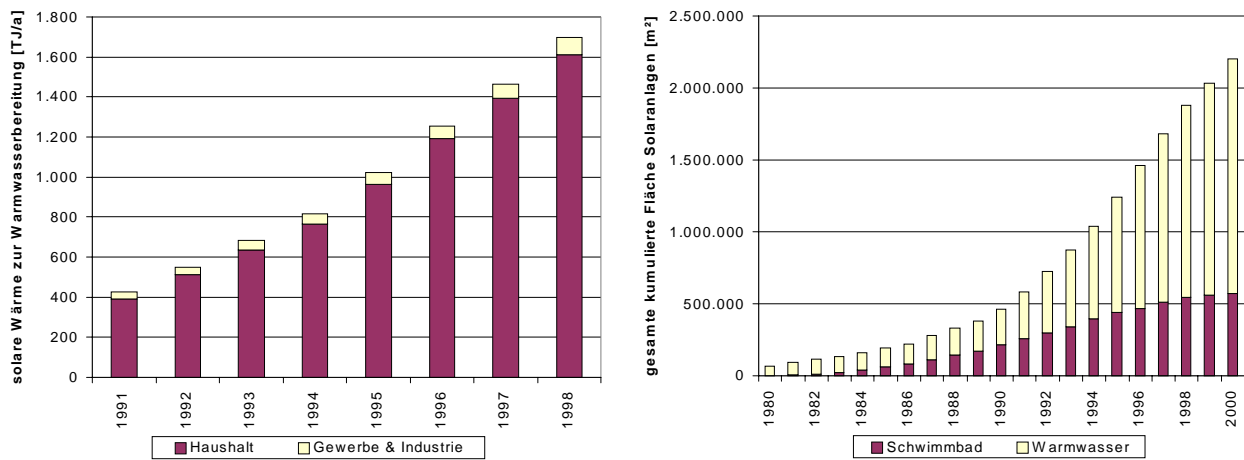
- Automatische Holz- und Rindenfeuerungen



**Abbildung 14-13: Entwicklung der kumulierten Leistung und der Anzahl automatischer Holz- und Rindenfeuerungen in Österreich**

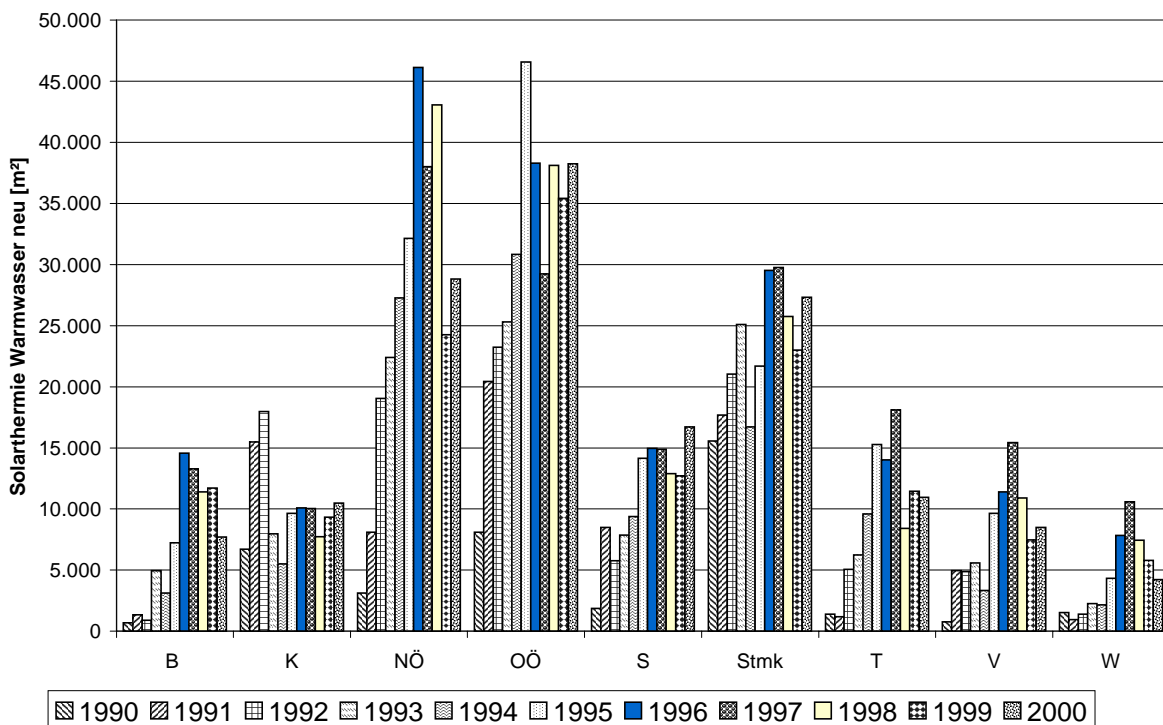
Quelle: Arbeitsgruppe Energiewirtschaft, NÖ-LLWK, Obernberger 1998

**Anhang B.5. Solarthermie**



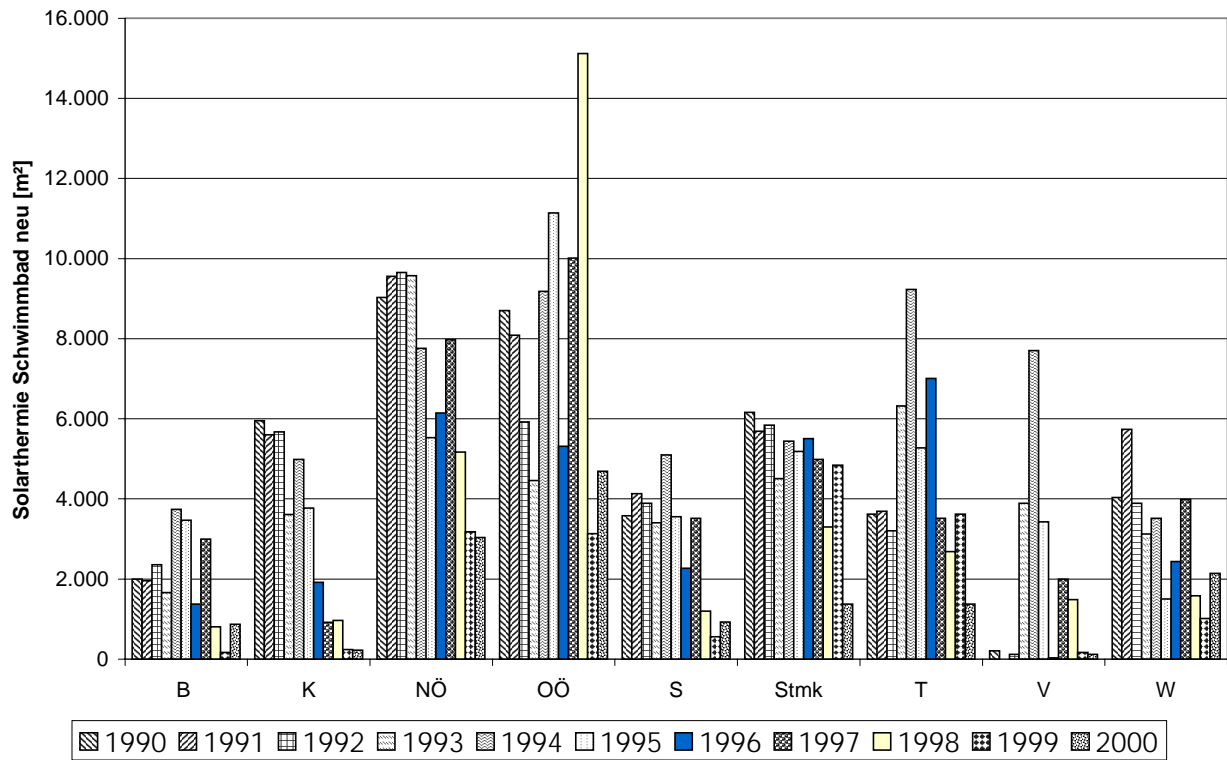
**Abbildung 14-14: links: zeitliche Entwicklung der mit Solaranlagen erzeugten Wärme zur Warmwasserbereitung (inkl. Anlagen zur Raumheizung, ohne Schwimmbäder); rechts: Zeitliche Entwicklung der kumulierten installierten Kollektorfläche von Solaranlagen (inkl. Raumheizung)**

Quelle: links: Faninger 1977ff; rechts: Faninger 2000b



**Abbildung 14-15: Zeitliche Entwicklung der jährlich installierten Kollektorfläche von Solaranlagen für Warmwasserbereitung (inkl. Anlagen zur Raumheizung) in den Bundesländern**

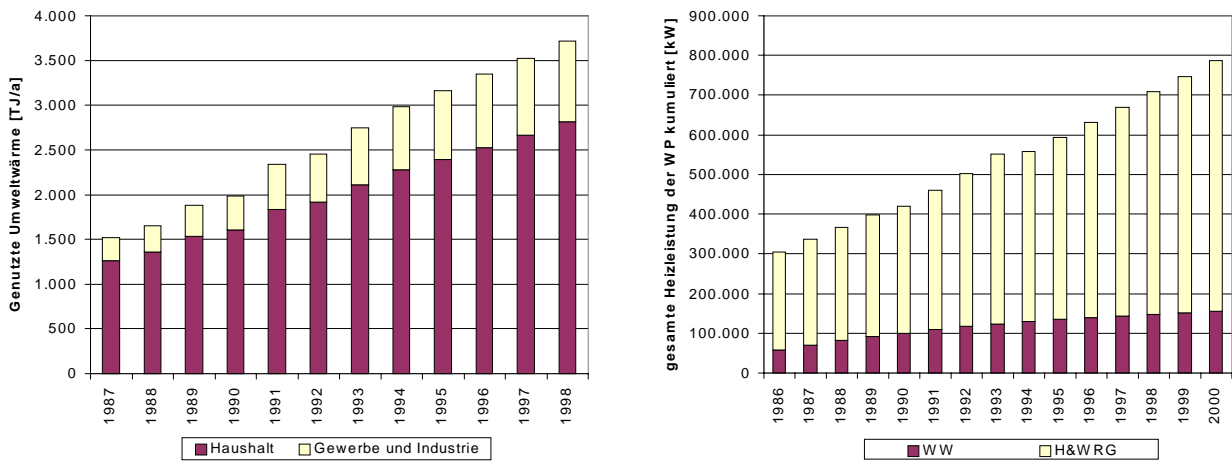
Quelle: Faninger 1977ff



**Abbildung 14-16: Zeitliche Entwicklung der jährlich installierten Kollektorfläche von Solaranlagen für Schwimmbäder in den Bundesländern**

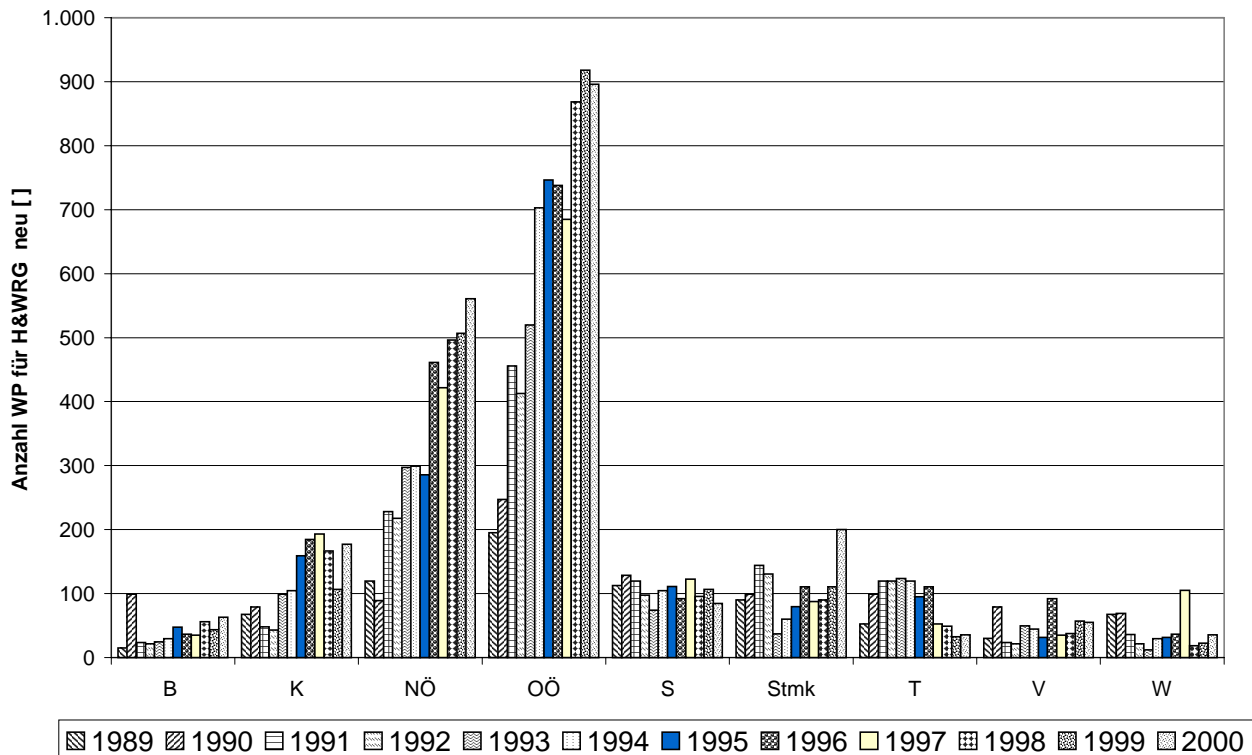
Quelle: Faninger 1977ff

**Anhang B.6. Wärmepumpen**



**Abbildung 14-17: links: zeitliche Entwicklung der in WP eingesetzten Umweltwärme in Österreich – getrennt nach Haushalt und Gewerbe & Industrie; rechts: zeitliche Entwicklung der gesamten Heizleistung**

Quelle: Faninger 1987ff



**Abbildung 14-18: Zeitliche Entwicklung der neu installierten Wärmepumpen für Heizung und Wärmerückgewinnung**

Quelle: Faninger 1987ff

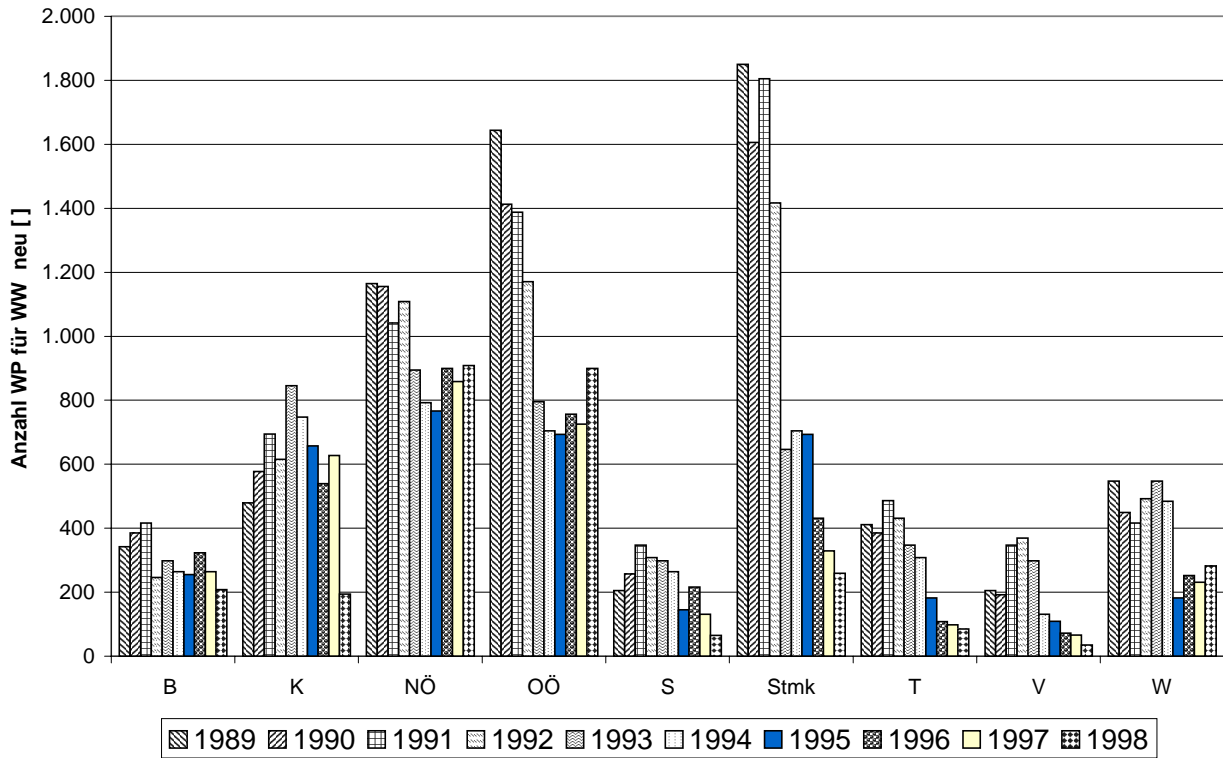


Abbildung 14-19: Zeitliche Entwicklung der neu installierten Wärmepumpen für Warmwasser<sup>239</sup>

Quelle: Faninger 1987ff

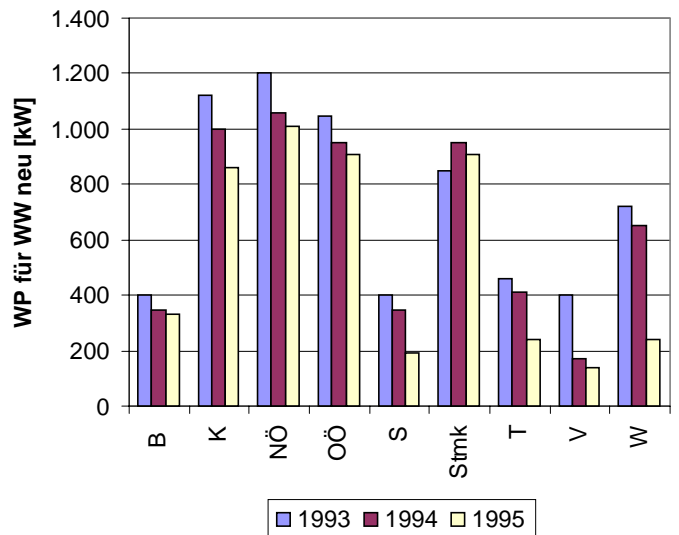
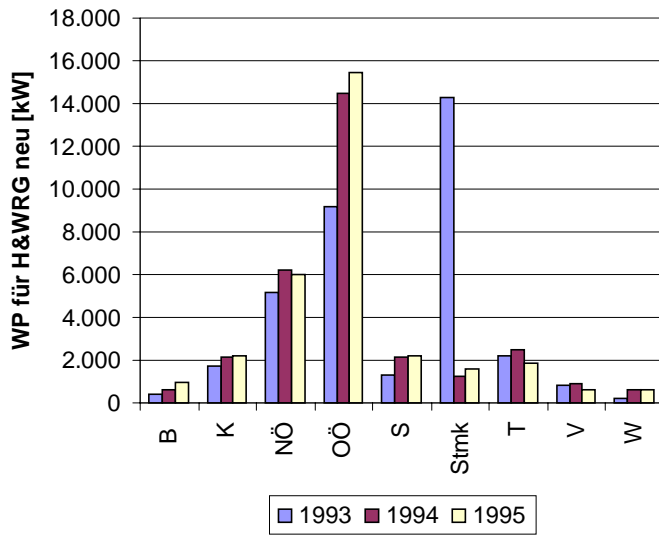


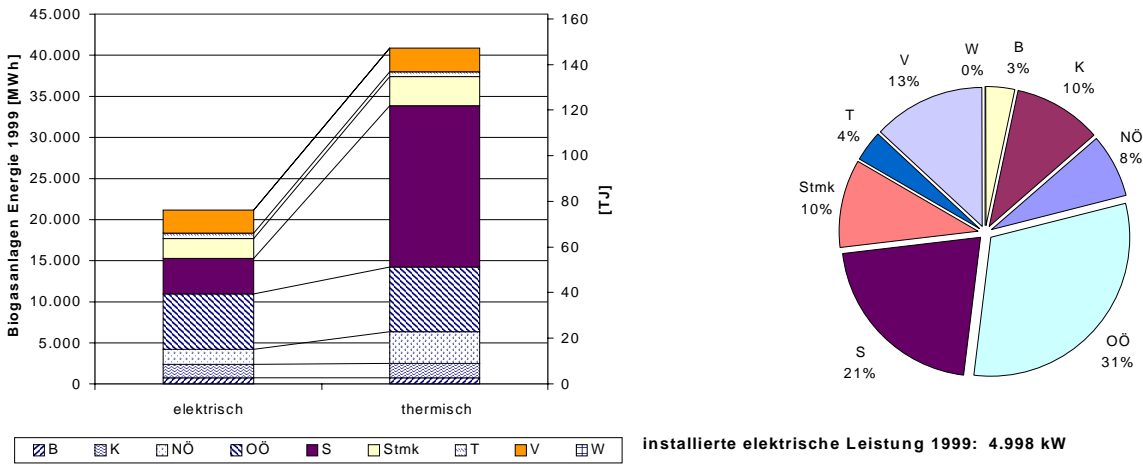
Abbildung 14-20: Zeitliche Entwicklung der Heizleistung der neu installierten Wärmepumpen in den Bundesländern<sup>240</sup>

Quelle: Faninger 1987ff

<sup>239</sup> Daten nur bis 1998 verfügbar;

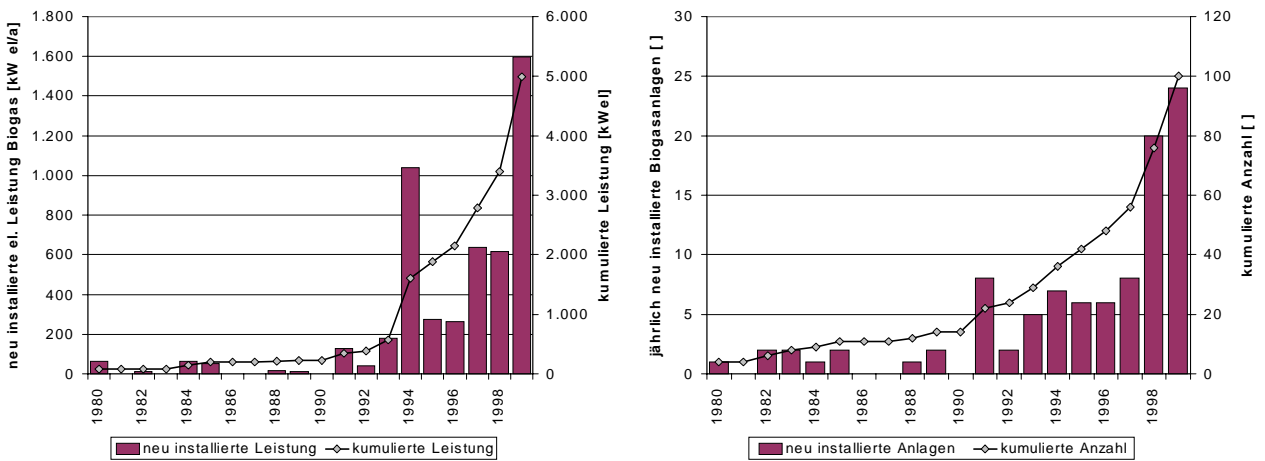
<sup>240</sup> Nur bis 1995 verfügbar;

**Anhang B.7. Biogas**



**Abbildung 14-21: links: Aufteilung der Biogasanlagen nach MWhel und MWhth im Jahr 1999; rechts: Verteilung der 1999 installierten Leistung über die Bundesländer**

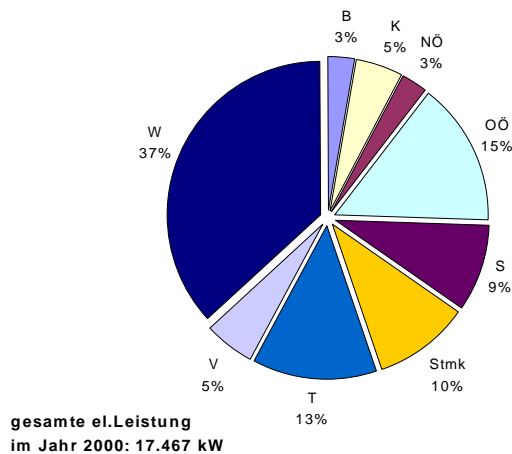
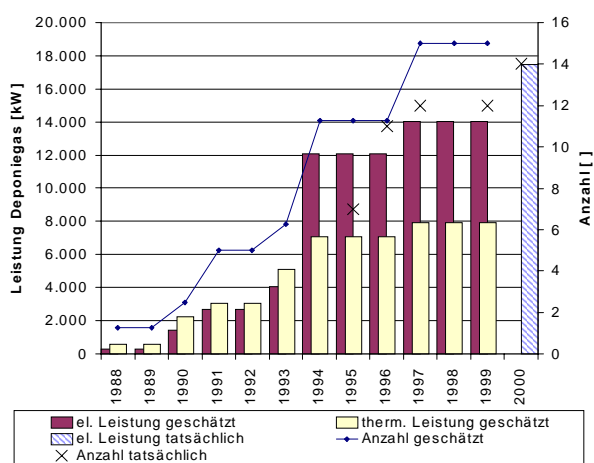
Quelle: Österr. Biomasse-Verband 2000



**Abbildung 14-22: Zeitliche Entwicklung der installierten Anzahl und der elektrischen Leistung von Biogasanlagen**

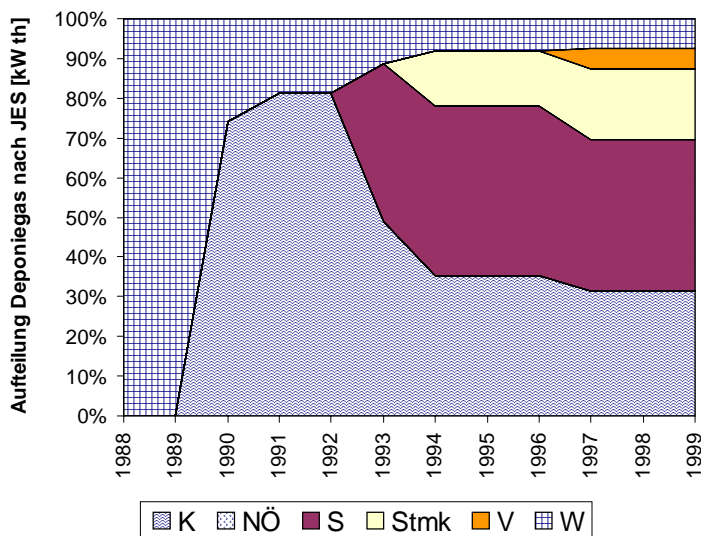
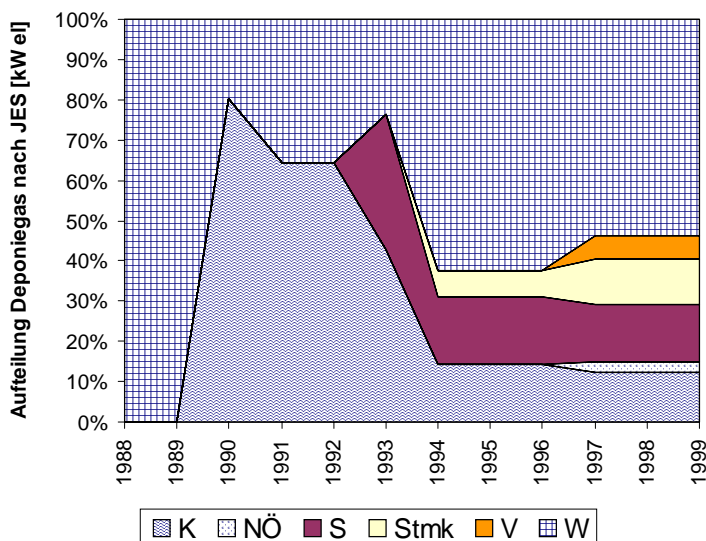
Quelle: Österr. Biomasse-Verband 2000

**Anhang B.8. Deponiegas**



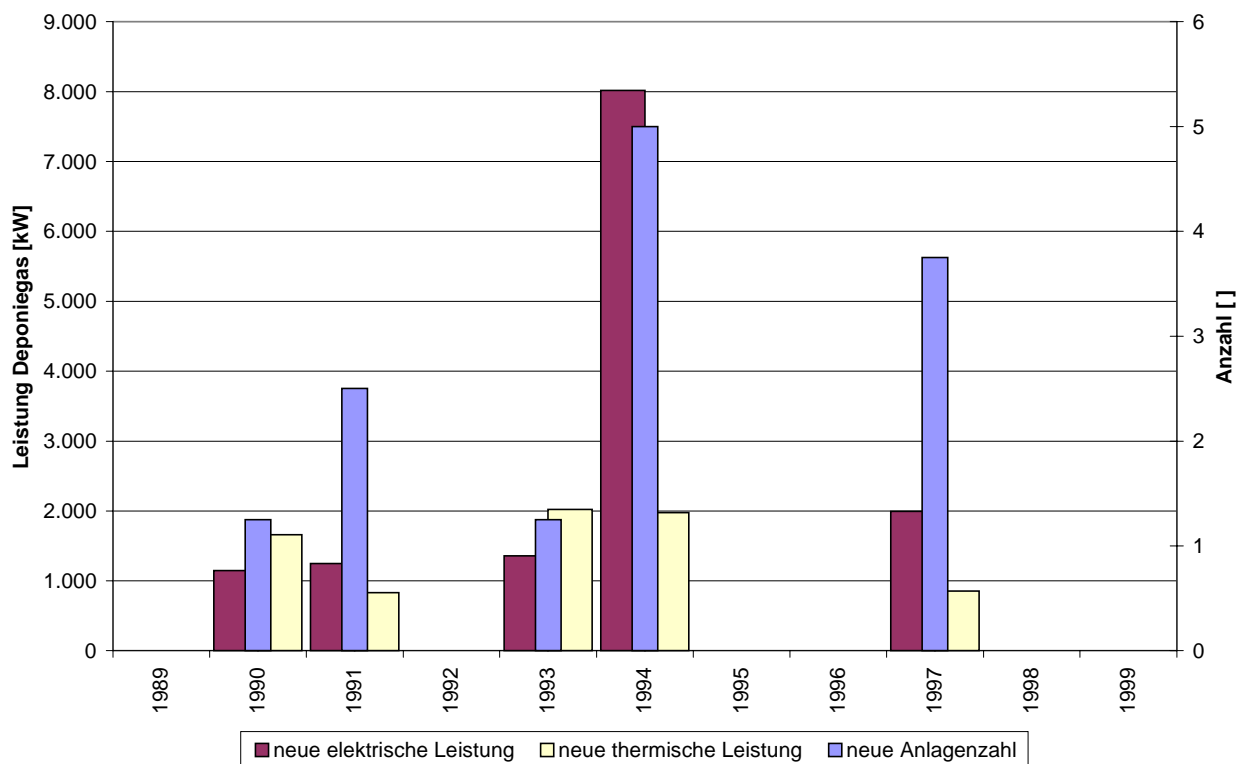
**Abbildung 14-23: links: zeitliche Entwicklung der gesamten installierten Leistung (elektrisch und thermisch) und Anzahl von Deponiegasanlagen, abgeschätzt nach Daten von JES; rechts: Aufteilung der gesamten elektrischen Leistung auf die Bundesländer, Stand 2000**

Quelle: E.V.A.; JES; Reumann 2000; eigene Analysen



**Abbildung 14-24: Entwicklung der Aufteilung der Deponiegasanlagen von JES über die Bundesländer; links: elektrische Leistung; rechts: thermische Leistung**

Quelle: JES



**Abbildung 14-25: Neu installierte Deponiegasanlagen: elektrische und thermische Leistung bzw. Anzahl (geschätzt)**

Quelle: JES, eigene Analysen

Anhang B.9. Klärgas

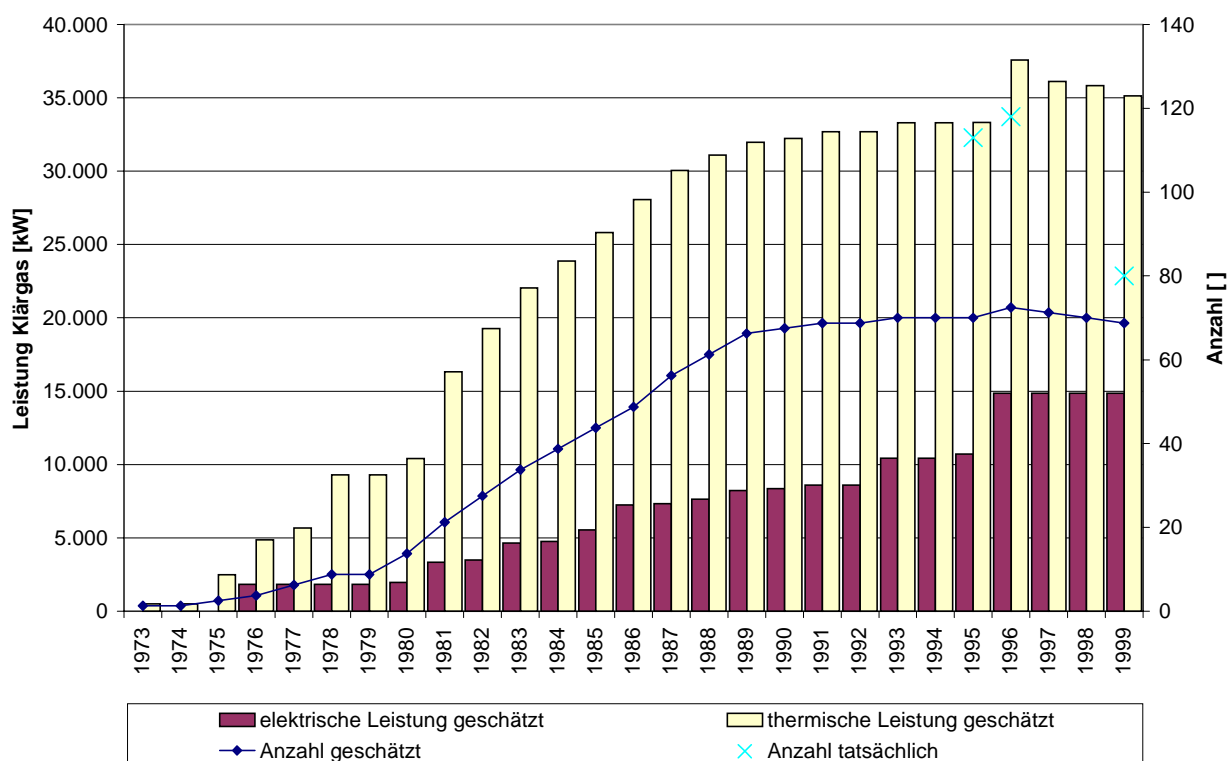


Abbildung 14-26: Zeitliche Entwicklung der gesamten installierten Leistung (elektrisch und thermisch) und Anzahl von Klärgasanlagen; abgeschätzt nach Daten von JES

Quelle: JES; Alder Bittermann 1998; Österreichischer Biomasse-Verband 2000; eigene Analysen

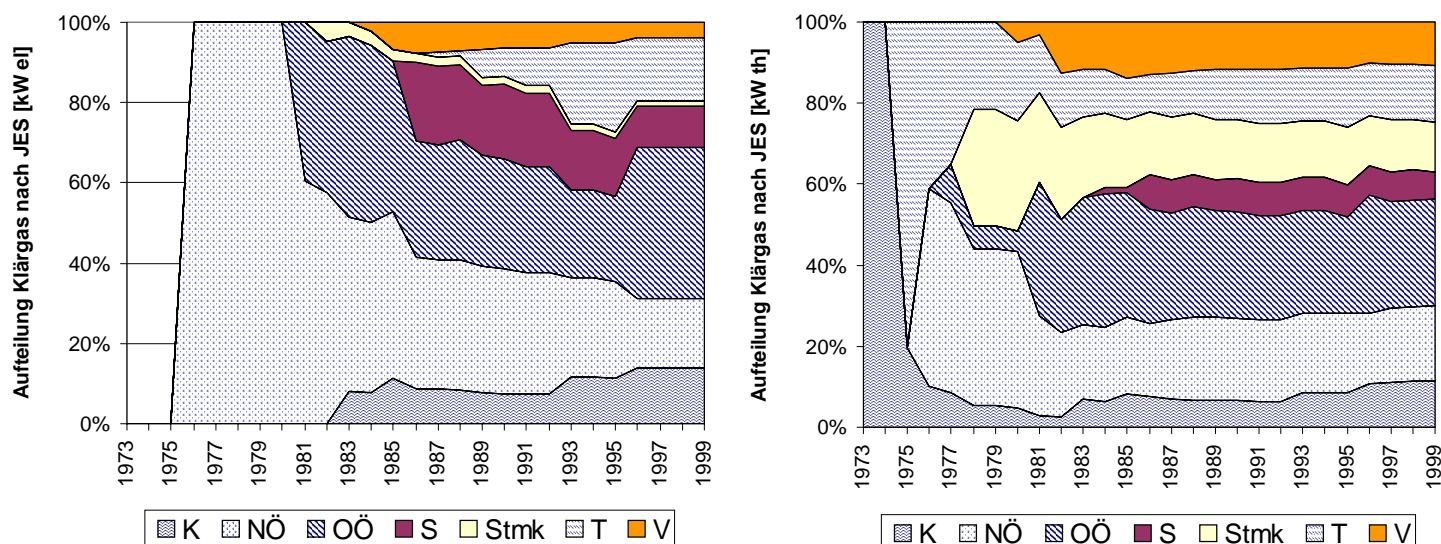
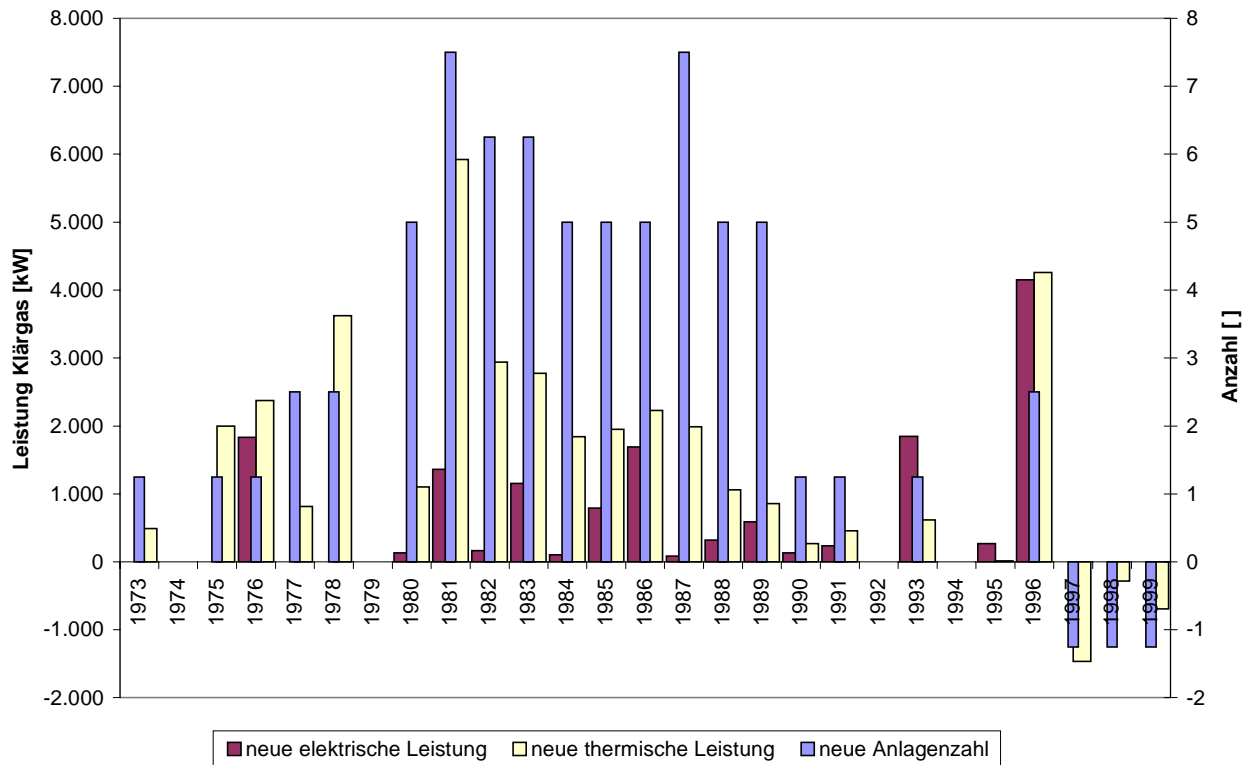


Abbildung 14-27: Entwicklung der Aufteilung der Klärgasanlagen von JES über die Bundesländer, links: elektrische Leistung, rechts: thermische Leistung

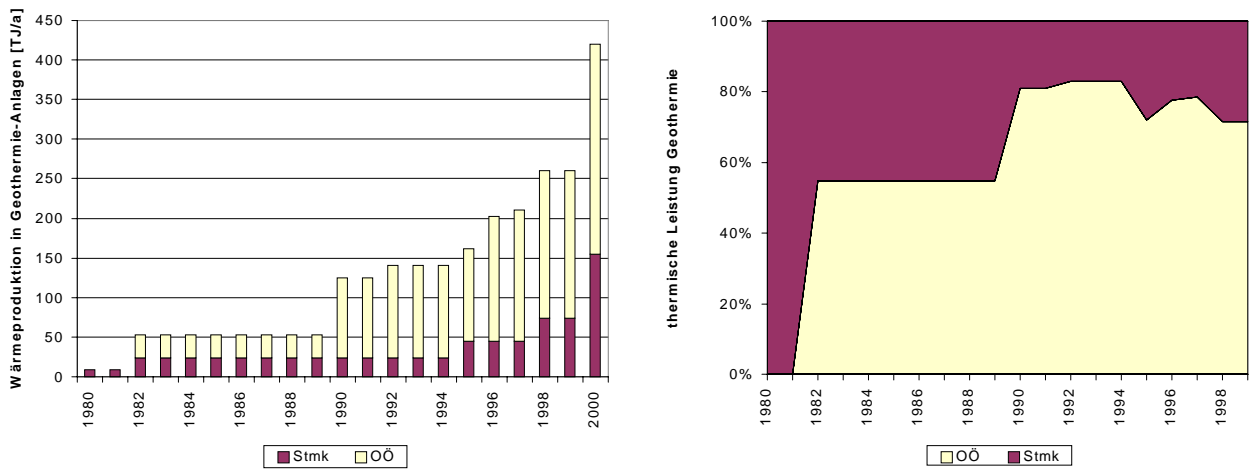
Quelle: JES



**Abbildung 14-28: Neu installierte Klärgas-Anlagen: elektrische und thermische Leistung bzw. Anzahl**

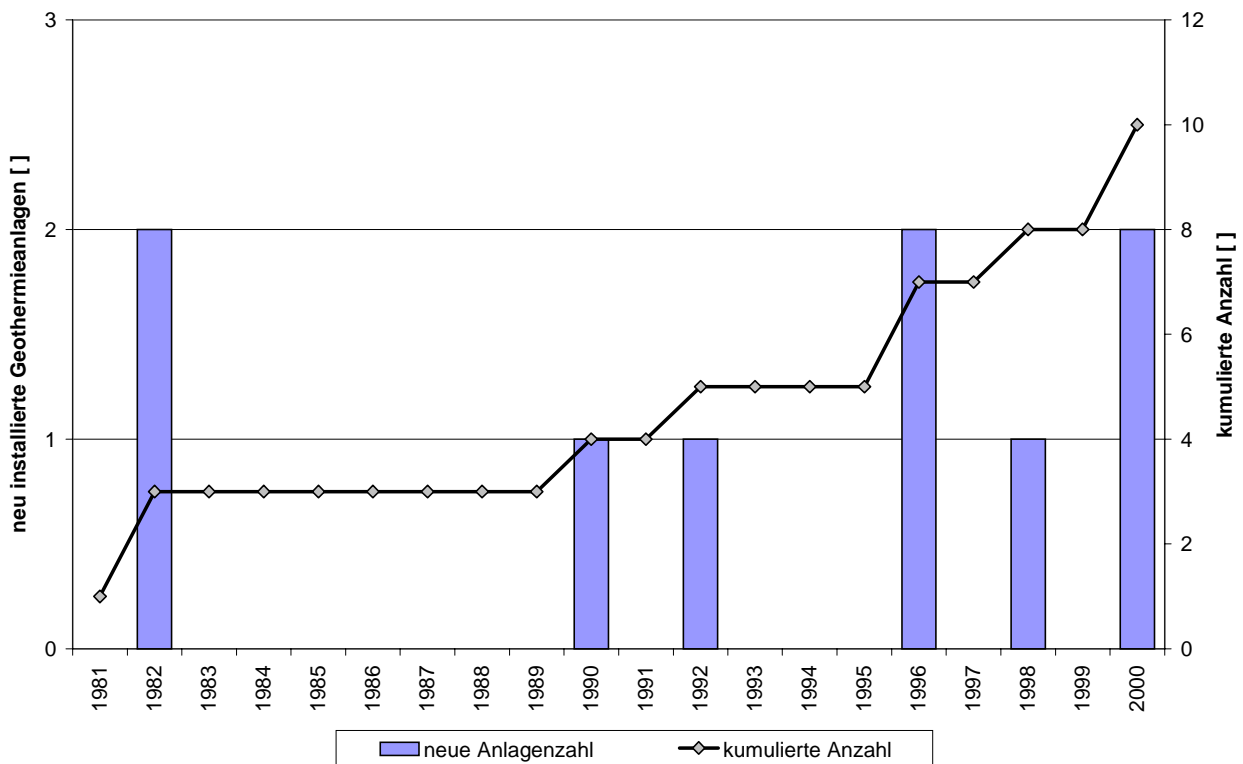
Quelle: JES, eigene Analysen

**Anhang B.10. Geothermie**



**Abbildung 14-29: links: zeitliche Entwicklung der in Geothermie-Nahwärmanlagen produzierten Wärme in Österreich; rechts: Verteilung der installierten Leistung über die Bundesländer**

Quelle: Arbeitsgruppe Energiewirtschaft; Dell, Öhlinger 2001; Goldbrunner 1995; Statistik Austria; eigene Analysen<sup>241</sup>



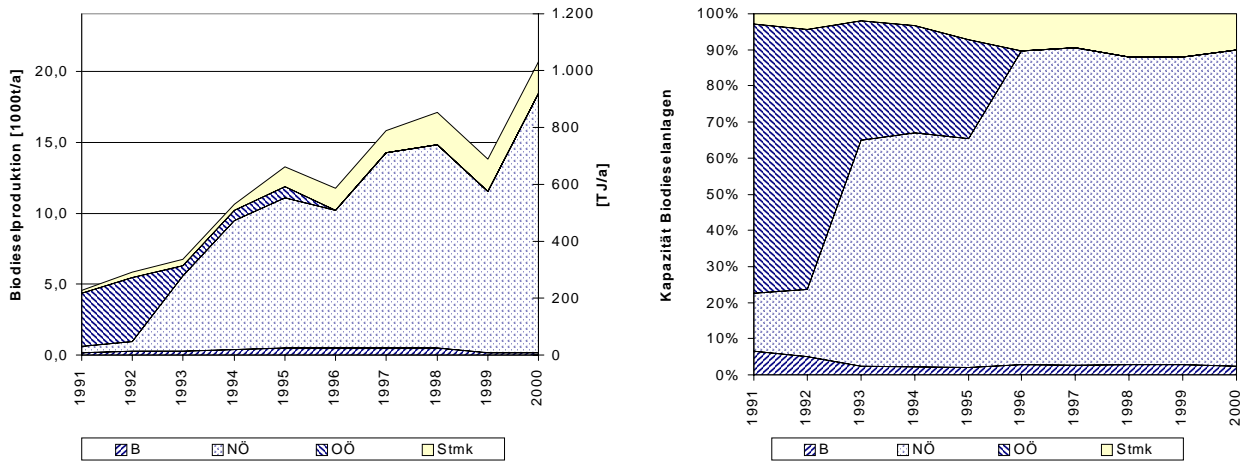
**Abbildung 14-30: Installierte Geothermie-Nahwärmanlagen**

Quelle: Arbeitsgruppe Energiewirtschaft; Dell, Öhlinger 2001; Goldbrunner 1995; Statistik Austria; eigene Analysen<sup>242</sup>

<sup>241</sup> Annahme von 2000 h/a Volllaststunden;

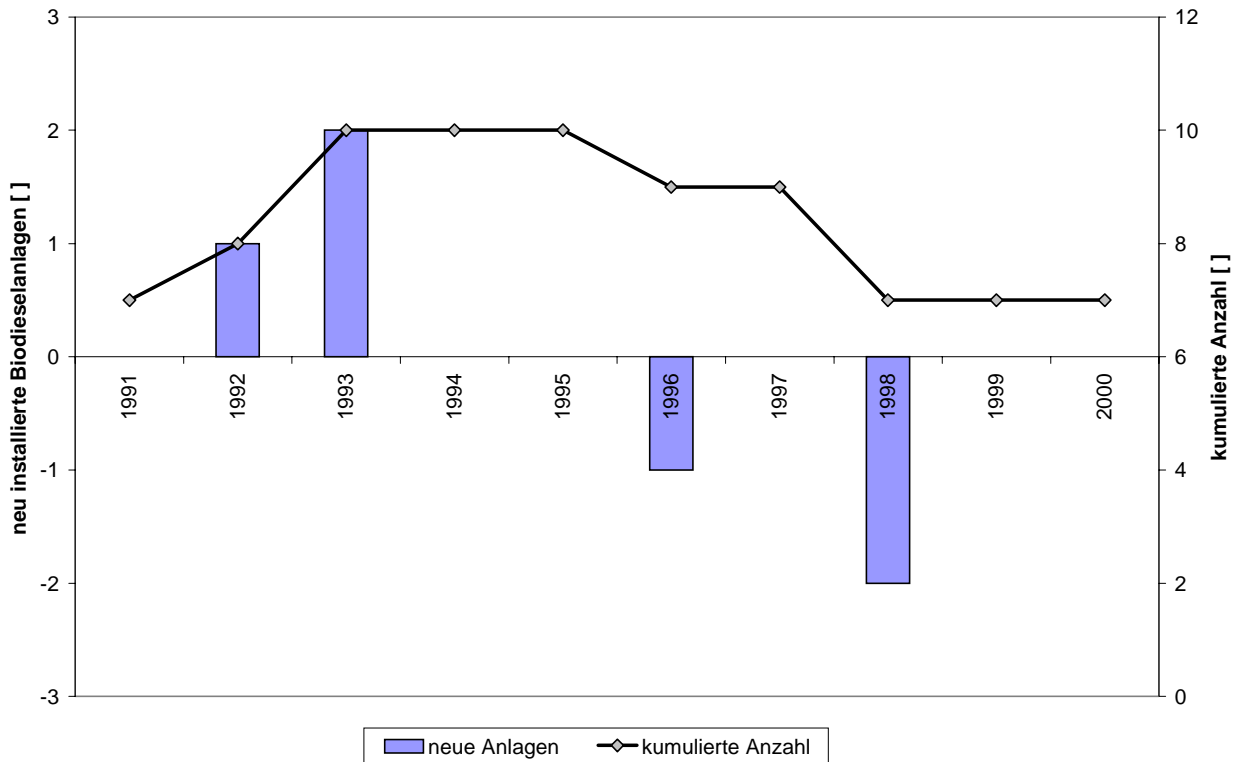
<sup>242</sup> Annahme von 2000 h/a Volllaststunden;

**Anhang B.11. Flüssige Biomasse<sup>243</sup>**



**Abbildung 14-31: links: zeitliche Entwicklung der von Biodieselanlagen produzierten Menge Biodiesel in Österreich; rechts: Verteilung der installierten Kapazität über die Bundesländer**

Quelle: ÖBI 2000



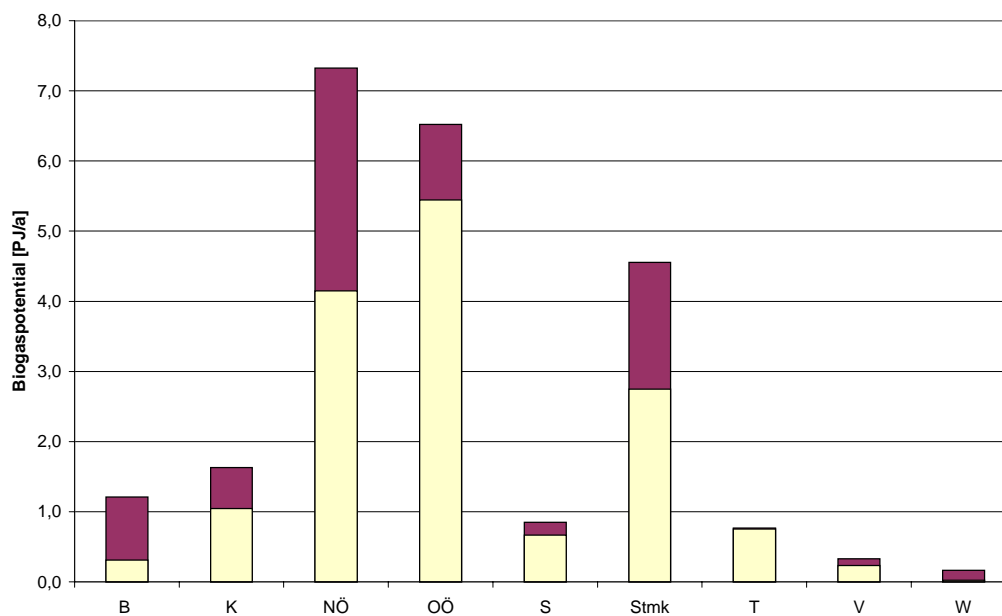
**Abbildung 14-32: Installierte Biodiesel-Anlagen**

Quelle: ÖBI 2000

<sup>243</sup> Werte für 1999 und 2000 von ÖBI geschätzt;

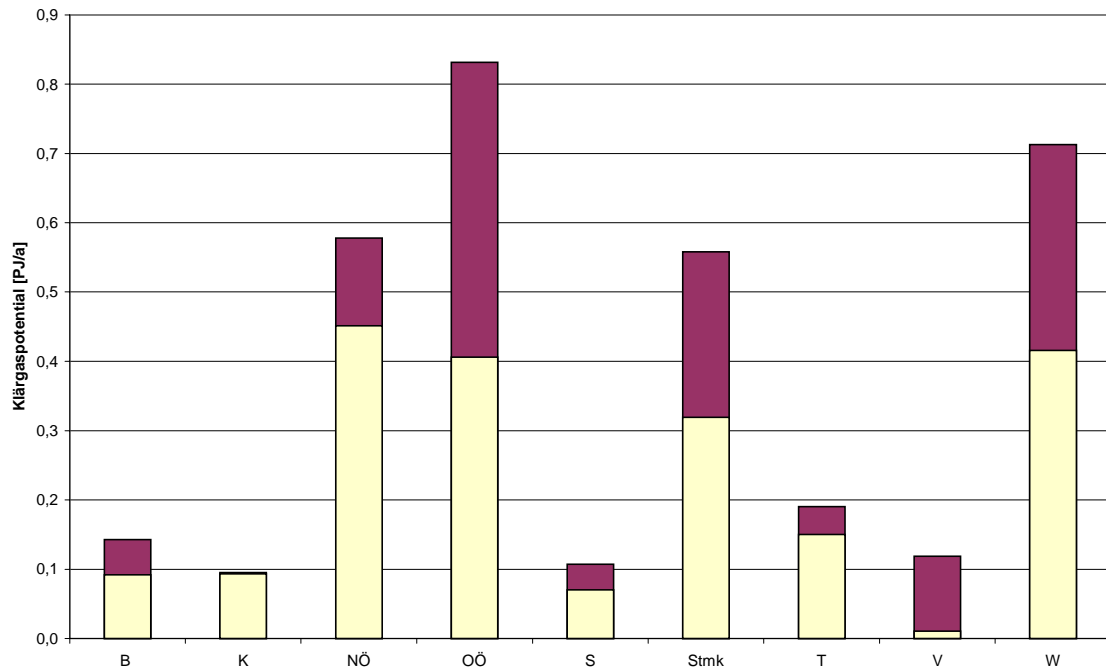
### Anhang C. Details zu den Potentialen erneuerbarer Energien

In den folgenden Abbildungen bezieht sich die Bezeichnung "min" und "max" auf unterschiedliche Literaturstellen.



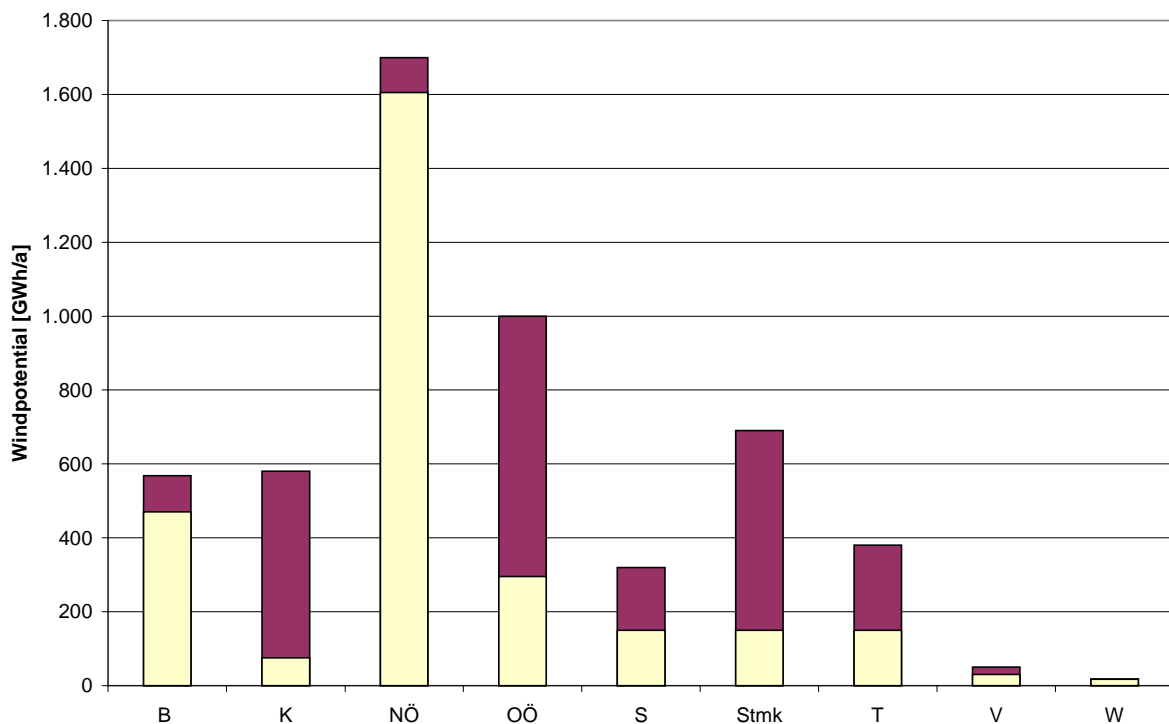
**Abbildung 14-33: Verteilung des technischen Primärenergiepotentials für Biogas auf die Bundesländer**

Quelle: Amon 1997; Energieleitbild Salzburg 1997-2011 (Dissemond 91 & 93); Energiekonzept Vorarlberg 88; Faninger 1993



**Abbildung 14-34: Verteilung des technischen Primärenergiepotentials für Klärgas auf die Bundesländer**

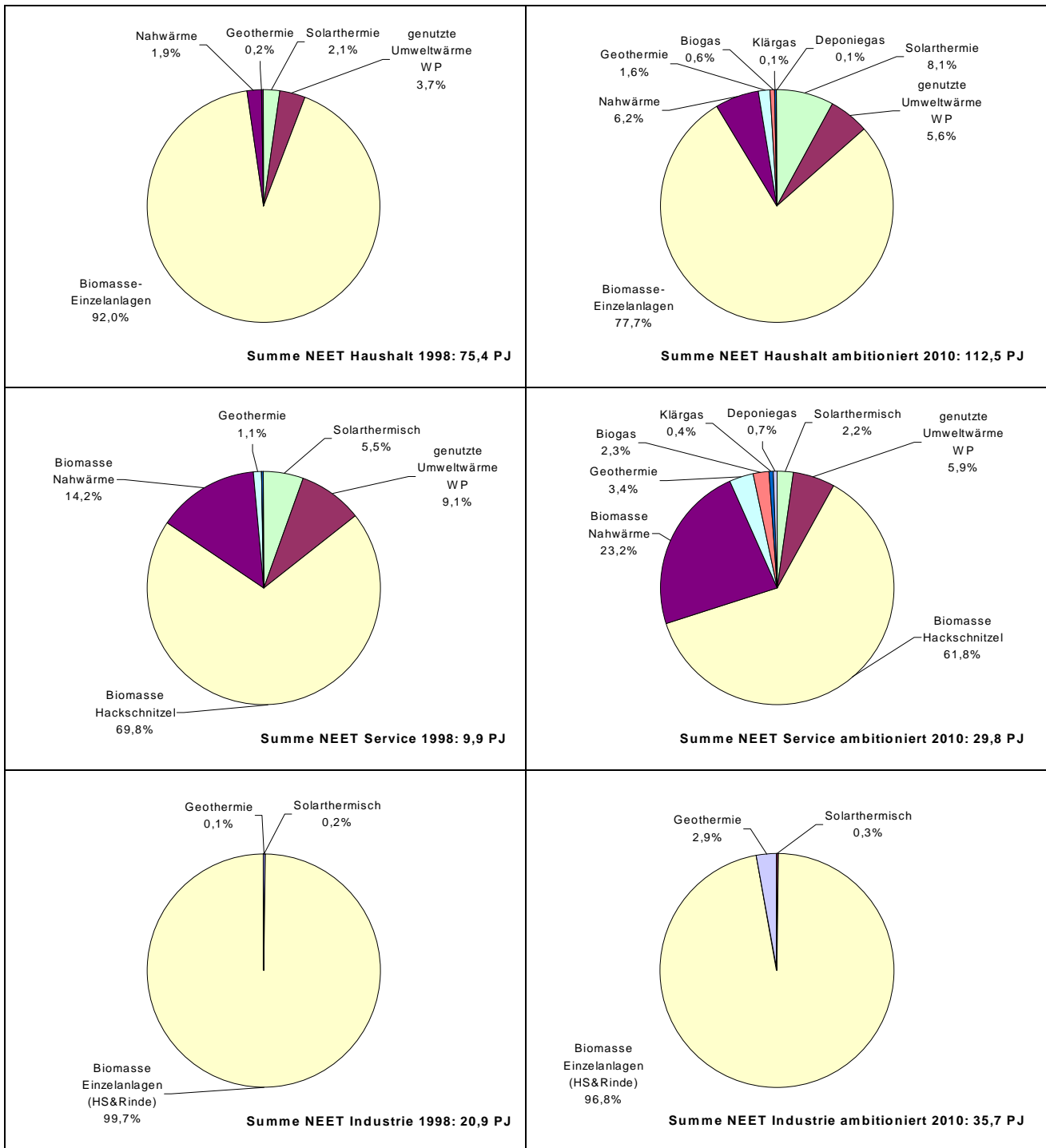
Quelle: Amon 1997; Energiekonzept OÖ 1993



**Abbildung 14-35: Verteilung des technischen Windenergiepotentials auf die Bundesländer**

Quelle: Kury, Dobesch 1999; VEÖ 1997

**Anhang D. Details zu den Szenarien**



**Abbildung 14-36: Heizen und Warmwasser in den drei Sektoren (Haushalte, Service, Industrie): 1998 vs. 2010 ambitioniert**

Quelle: eigene Analysen; Kratena, Schleicher 2001;

**Anhang E. Netto-Einspeisetarife in den verschiedenen Bundesländern**

Quelle: Cerveny, Veigl 2001

g/kWh <sub>el</sub> netto	Geothermie		feste oder flüssige heimische Biomasse		Biogas		Deponiegas		Klär gas		Wind		PV	
	min	max	min	max	min	max	min	max	min	max	min	max	min	max
<b>Burgenland</b>	31,56	130	31,56	130	31,56	130	31,56	130	31,56	130	31,56	90	100	200
<b>Kärnten</b>	0	0	70,84	240,1	41,31	130	47	80	47	80	79	134	750	1000
<b>Niederösterreich</b>	50	171	49	171	100	130	100	130	100	130	49	122	178	178
<b>Oberösterreich</b>	54,01	128,25	36,01	230,85	36,01	213,75	36,01	111,15	36,01	85,5	36,01	162,45	769	899
<b>Salzburg</b>	42,1	114	42,1	114	42,1	114	42,1	114	42,1	114	42,1	114	42,1	114
<b>Steiermark</b>	61	136	62	186	62	186	62	186	62	186	73	163	500	500
<b>Tirol</b>	114	114	76	114	95	114	76	76	76	76	114	114	380	380
<b>Vorarlberg</b>	52,5	153,1	52,1	153,1	52,5	153,1	52,5	153,1	52,5	153,1	52,5	153,1	153,1	153,1
<b>Wien</b>	41	171	41	171	49,2	126	49,2	126	49,2	126	49,2	117	152,2	152,2

**Anhang F. Abkürzungen**

a	annum: Jahr
AMA	Agrarmarkt Austria
AME	Altfettmethylester
ATS	Österreichische Schillinge
BAU	Business-as-usual
BHKW	Blockheizkraftwerk
BMLFUW	Bundesministerium für Land- und Forstwirtschaft, Umwelt und Wasserwirtschaft
BMVIT	Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie
BMWA	Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit
E.V.A.	Energieverwertungsagentur
EE	Endenergie
EET	Erneuerbare Energieträger
EFH	Einfamilienhaus
el	elektrisch
EWZ	Elektrizitätswerk Zürich
F&E	Forschung und Entwicklung
FFL	fossil fuel levy
Fi/Ta	Fichte/Tanne
fm	Festmeter
FS	Feuchtsubstanz
GAP	Gemeinsame Agrarpolitik der EU
GuD	Gas- und Dampfturbinenanlage
H	Heizung
HG	Hackgut
HGT	Heizgradtage
HHK	Haushaltskunden
HZ	Heizung
IG Wind	Interessengemeinschaft Windkraft
IHG	Industriehackgut
JAZ	Jahresarbeitszahl
JES	Jenbacher Energiesysteme AG
KIWK	Kleinwasserkraft
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
kWp	Kilowatt peak
m.R.	mit Rinde
MFH	Mehrfamilienhäuser
MÖSt	Mineralölsteuer
MwSt	Mehrwertsteuer
n.v.	nicht verfügbar
NAWAROS	Nachwachsende Rohstoffe
NEET	Neue erneuerbare Energieträger
NFFO	Non Fossil Fuel Obligation
NÖ-LLWK	Niederösterreichische Landes-Landwirtschaftskammer
o.R.	ohne Rinde
ÖBI	Österreichisches Biotreibstoff Institut
ÖKL	Österreichisches Kuratorium für Landtechnik und Landentwicklung
OÖ ESV	O. Ö. Energiesparverband
ORC	Organic Rankine Process

---

PE	Primärenergie
PR	Performance Ratio
PRÄKO	Präsidentenkonferenz der Landwirtschaftskammern Österreichs
PV	Photovoltaik
rm	Raummeter
RME	Rapsmethylester
sFr	Schweizer Franken
SH	Stückholz
SL	Stilllegungsfläche
SNP	Sägenebenprodukte
Srm	Schüttraummeter
th	thermisch
TOC	Anteil an organischem Kohlenstoff
TS	Trockensubstanz
UBA	Umweltbundesamt
VEÖ	Verband der Elektrizitätsunternehmen Österreichs
WIFO	Österreichisches Institut für Wirtschaftsforschung
WP	Wärmepumpen
WRG	Wärmerückgewinnung
WTP	Willingness to pay, Zahlungsbereitschaft
WW	Warmwasser

## Anhang G. Einheiten, Umrechnungsfaktoren, Umrechnungstabelle

### Einheiten, Abkürzungen

Benennung	Zeichen	Zehnerpotenz	Stufenzahl	Benennung
Deka-	da	$10^1$	1 0	Zehn
Hekto-	h	$10^2$	1 00	Hundert
Kilo-	k	$10^3$	1 000	Tausend
Mega-	M	$10^6$	1 000 000	Million
Giga-	G	$10^9$	1 000 000 000	Milliarde
Tera-	T	$10^{12}$	1 000 000 000 000	Billion
Peta-	P	$10^{15}$	1 000 000 000 000 000	Billiarde
Exa-	E	$10^{18}$	1 000 000 000 000 000 000	Trillion

### Umrechnungsfaktoren für Energieeinheiten

	kJ	kWh	kg ÖE
1 Kilojoule [kJ]	1	0,000278	0,000024
1 Kilowattstunde [kWh]	3.600	1	0,085985
1 Kilogramm Erdöläquivalent [kg ÖE]	41.868	11,630	1

### Umrechnungstabellen für feste Biomasse

<b>unterer Heizwert</b> (bezogen auf 30% Wassergehalt, bei Stroh und Pellets auf 10% Wassergehalt)	Wert	Einheit	Wert	Einheit
Weichholz	3,49	kWh/kg FS	12,57	MJ/kg FS
Hartholz	3,30	kWh/kg FS	11,87	MJ/kg FS
Mittelwert forstliche Biomasse (Österreich)	3,46	kWh/kg FS	12,46	MJ/kg FS
Rinde	2,30	kWh/kg FS	8,28	MJ/kg FS
Stroh	3,99	kWh/kg FS	14,37	MJ/kg FS
Pellets	4,80	kWh/kg FS	17,28	MJ/kg FS
Biodiesel	10,39	kWh/kg	37,39	MJ/kg

<b>Raumdichte</b>	Wert	Einheit
Weichholz	400	kg TS/fm FS
Hartholz	570	kg TS/fm FS
Mittelwert forstliche Biomasse (Österreich)	435	kg TS/fm FS
Rinde	370	kg TS/fm FS
Stroh Häckselgut	50	kg TS/fm FS
Stroh Rundballen	88	kg TS/fm FS
Stroh Hochdruckballen	94	kg TS/fm FS
Stroh kubische Großballen	122	kg TS/fm FS
Ganzpflanzen Häckselgut	128	kg TS/fm FS
Ganzpflanzen Rundballen	122	kg TS/fm FS
Ganzpflanzen kubische Großballen	184	kg TS/fm FS
Pellets	650	kg FS/fm FS
Biodiesel	0,88	kg/l

<b>Schüttdichte</b>	Wert	Einheit
Hackgut G 30	0,4	fm/Srm
Hackgut G 50	0,33	fm/Srm
Sägespäne	0,33	fm/Srm
Hobelspäne	0,2	fm/Srm
Rinde	0,3	fm/Srm
Stückholz	0,7	fm/rm