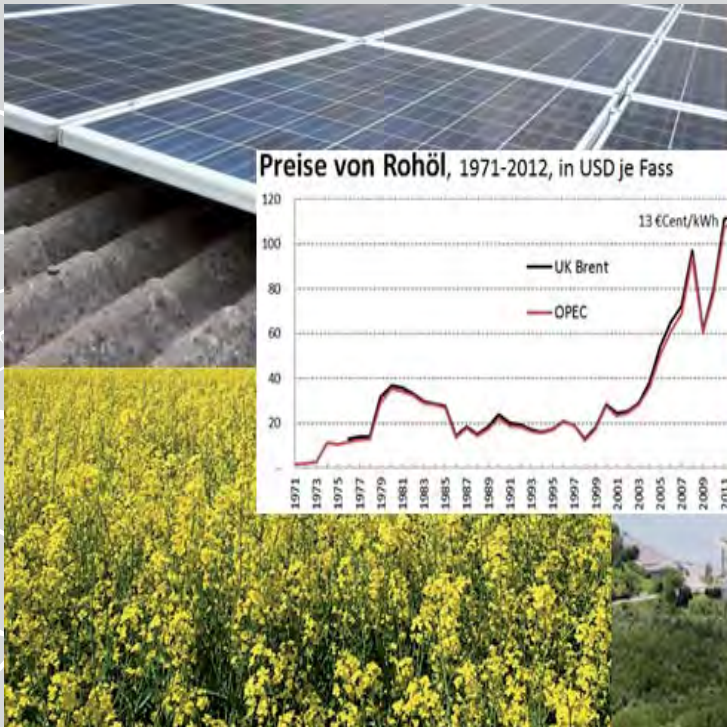


Karl M. ORTNER
Hubert JANETSCHKEK
Erika QUENDLER

Die Zukunft der Energie: Potenziale, Maßnahmen und Wettbewerbsfähigkeit von Bioenergie







Karl M. ORTNER
Hubert JANETSCHEK,
Erika QUENDLER

Die Zukunft der Energie:
Potenziale, Maßnahmen und
Wettbewerbsfähigkeit von Bioenergie

Wien, 2013

Inhalt

Vorwort	9
1 Einleitung	11
1.1 Problemstellung	11
1.2 Aufbau und Gliederung	18
1.3 Bestehende Studien	19
2 Das bestehende Energiesystem	25
2.1 Nachfrage nach und Versorgung mit Energie	25
2.1.1 Verbrauch weltweit	26
2.1.2 Erzeugung und Verbrauch in der EU	27
2.1.3 Energie in Österreich	31
2.2 Handel mit Energie	44
2.3 Energiepreise und -steuern	47
3 Energiequellen: Potenzial und Nutzung	49
3.1 Angebot an Energie, verfügbare Ressourcen	49
3.2 Kohle	50
3.3 Erdöl	52
3.4 Erdgas	57
3.5 Atomenergie	61
3.6 Erneuerbare Energie	63
3.6.1 Wasserkraft	65
3.6.2 Energie aus Biomasse	65
3.6.3 Forstwirtschaftliche Biomasse	73
3.6.4 Landwirtschaftliche Biomasse	81
3.6.5 Geothermie	105
3.6.6 Sonnenenergie	106
3.6.7 Gezeiten	112
3.6.8 Wind	112
4 Transformation, Verwertung und Verteilung	115
4.1 Produktionstechnik der Bioenergie	115
4.2 Wärme und Strom	119
4.2.1 Kraft-Wärme-Kopplung	119
4.2.2 Verteilernetze	120
4.2.3 Ökostrom	121
4.2.4 Rentabilität von Heizsystemen mit erneuerbarer Energie	122
4.3 Flüssige Treibstoffe	124
4.3.1 Herstellung und Verbreitung	124
4.3.2 Bioethanol	127
4.3.3 Biodiesel	131
4.3.4 Synthetische Treibstoffe	134
4.4 Gas	134
4.4.1 Biogas	134
4.4.2 Synthesegas und Wasserstoff	141
4.5 Holzkohle	143
4.6 CO ₂ -Abscheidung und -Verwertung	144
4.6.1 CO ₂ -Verwertung	145
4.6.2 CO ₂ -Abscheidungskosten	146

5	Rahmenbedingungen und Ziele	149
5.1	Globale Herausforderungen für Energie aus Biomasse	149
5.1.1	Einleitung	149
5.1.2	Chancen	150
5.1.3	Emissionen	153
5.1.4	Wettbewerb im Sektor Biomasse	153
5.1.5	Nachhaltigkeit	155
5.1.6	Bodennutzung	158
5.1.7	Ernährungssicherheit und -souveränität	160
5.1.8	Bewertung	162
5.2	Internationale Rahmenbedingungen	163
5.2.1	Klimaschutzvereinbarungen	164
5.2.2	Kyoto-Protokoll	165
5.2.3	USA	167
5.3	Richt-Ziele der EU und Österreichs	168
5.3.1	Die Lissabon- und Barcelona-Strategie	168
5.3.2	Das Kyoto-Protokoll in der EU und in Österreich	169
5.3.3	Das Klima- und Energiepaket der EU bis 2020	172
5.3.4	Die Energiestrategie Österreich	175
5.3.5	Der Energiefahrplan 2050 der EU	179
5.3.6	Energieautarkie	181
6	Maßnahmen	185
6.1	Maßnahmengruppen	185
6.2	Maßnahmen für erneuerbare Energieträger	186
6.2.1	Ökostrom	186
6.2.2	Gas und Wärme	191
6.2.3	Biokraftstoffe	191
6.3	Subventionen, Steuern und Beimischungszwang	194
6.4	Emissionssteuern	195
6.5	Emissionsrechtelandel	196
6.5.1	Konzeption des ETS	196
6.5.2	Nationale Umsetzung und Wirkungen	199
6.6	Importbeschränkungen	201
6.7	Energiespar- und Effizienzmaßnahmen	202
6.8	Technischer Fortschritt und Beratung	204
6.9	Anderes	204
6.9.1	Verteilungssysteme	204
6.9.2	Zertifizierungssysteme	206
6.9.3	Nachhaltigkeitskriterien für Biokraftstoffe	206
6.9.4	Mobilitätsmanagement	209
6.10	Forschung für erneuerbare Energie	209
6.10.1	Erneuerbare Energiepotenziale Europas	209
6.10.2	Biomassepotenziale der Landwirtschaft	211
6.10.3	BIOENERGY 2020+	220
6.10.4	Andere	221
7	Wirkungen von Fördermaßnahmen	223
7.1	Bewertungskriterien und -modelle	223
7.1.1	Kosten der Energiedienstleistungen	223

7.1.2	Wirtschaftlichkeit der Rohstoffproduktion	225
7.1.3	Vermeidungskosten von Treibhausgasen	229
7.1.4	Wirkungen eines Maßnahmensystems	232
7.2	Wirkungen einer steigenden Nachfrage nach Bioenergie	233
7.3	Wechselwirkungen zwischen Preisen	235
7.3.1	Preise von Agrarprodukten, Bioenergie und Rohöl	235
7.3.2	Einfluss von Rohölpreisen und von energie- und umweltpolitisch motivierten Eingriffen	236
7.3.3	Preisvolatilität	238
7.3.4	Abhängigkeit von CO ₂ -Preisen	239
7.3.5	Wirkungen auf öffentliche Interessen	240
8	Zusammenfassung	247
9	Hinweise	253
9.1	Literatur	253
9.2	Netzwerke und Kontaktadressen	285
9.3	Abkürzungen	287
9.4	Glossar	292

Vorwort

Das Thema „Bioenergie“ wurde auf Wunsch der Zentralstelle (BMLFUW Abt. III 9) in das Arbeitsprogramm 2008 der Bundesanstalt für Agrarwirtschaft als Projekt AWI/163/08 übernommen. Dies geschah im Kontext des Vorschlages der Europäischen Kommission (EK 2005), wonach die Mitgliedsländer Biomasseaktionspläne erstellen sollten. Zu diesem Zweck wurde im BMLFUW eine Task Force eingerichtet. Eine Mitarbeit der Bundesanstalt für Agrarwirtschaft am nationalen Biomasseaktionsplan kam aber nicht zustande, weil vordringlich naturwissenschaftlich-technische Fragestellungen zum Potenzial an heimischer Biomasse untersucht werden sollten. Als erstes Ergebnis dazu wurde eine Untersuchung der Energieagentur zum Biomasse-Aktionsplan vorgelegt (Austrian Energy Agency 2006). Ihr Schwergewicht lag auf der Frage, wie und an welchen Stellen Biomasse auf möglichst effiziente Weise im österreichischen Energiesystem Verwendung finden könnte. Agrarökonomische Fragen wurden insofern berücksichtigt, als geschätzt wurde, welche Mengen an unterschiedlichen Arten von Biomasse unter bestimmten Annahmen über die Flächenverwendung aus österreichischer land- und forstwirtschaftlicher Produktion aufgebracht werden können. Die damit verbundenen Kosten wurden am Rande oder als Nebenbedingungen behandelt. Es folgten weitere Studien, in denen das Ressourcenpotenzial für die Aufbringung an heimischer Biomasse sowohl aus land- als auch aus forstwirtschaftlicher Produktion quantifiziert wurde (z. B. Brainbows 2007).

Die Ergebnisse der Vorstudien für den Biomasseaktionsplan wurden mit aktualisierten Datensätzen als Dokument „Erneuerbare Energie 2020 – Potenziale und Verwendung in Österreich“ in die Publikation der „Energienstrategie Österreich“ übernommen (BMLFUW 2009). Die Entwicklung der Energiestrategie Österreich (BMWFA und BMLFUW 2010) erforderte eine umfangreiche politische und fachliche Koordination von neun Arbeitsgruppen, von denen 40 Einzeldokumente veröffentlichte wurden¹. Des Weiteren muss noch auf eine wichtige Publikation des Klima- und Energiefonds hingewiesen werden: „Strategien für eine nachhaltige Aktivierung landwirtschaftlicher Bioenergie-Potenziale“ mit Fragestellungen, die den Agrarsektor und dessen Beitrag für das österreichische Energiesystem unter naturräumlichen und ökonomischen Bedingungen im Fokus haben (Kalt et al. 2010)².

Der hier vorliegende Bericht legt den Fokus auf das globale physische, wirtschaftliche und regulatorische Umfeld, in dem sich die Entwicklung der Biomasse in Relation zu anderen Energieträgern abspielt. Die Wirtschaftlichkeit einer verstärkten Nutzung von Biomasse hängt einerseits davon ab, welche Maßnahmen zugunsten einer Umstellung des Energiesystems auf erneuerbare Energieträger weltweit getroffen werden, und andererseits davon, welche erneuerbaren Energieträger jetzt und in der Zukunft mit Energie aus Biomasse in Konkurrenz stehen bzw. treten werden. Das hängt wiederum davon ab, welche Ziele sich die Politik setzt und wie diese Ziele auf effiziente Weise, d.h. zu niedrigen Kosten, erreicht werden können.

1 www.energiestrategie.at

2 http://www.eeg.tuwien.ac.at/eeg.tuwien.ac.at_pages/research/downloads/PR_179_Endbericht_ALPot.pdf

Die vorliegende Studie bietet eine Zusammenschau von bereits vorliegenden Dokumenten und Ergebnissen. Aus Mangel an personellen und finanziellen Ressourcen wurden keine spezifischen Modelle zur Analyse der anstehenden Fragen entwickelt. Als Leitfaden für die Struktur des Berichts wird eine Beschreibung des Energiesektors anhand seiner Komponenten und seiner Wertschöpfungskette verwendet. Damit soll eine Grundlage für eine informierte Diskussion über die Umstellung des Energiesystems geschaffen werden.

Klaus Wagner
Interimistischer Leiter

1 Einleitung

1.1 Problemstellung

Motivation und Zielsetzung

Zu Beginn des 21. Jahrhunderts steht die Welt vor riesigen Herausforderungen, denn das derzeitige Energiesystem, das zu 89 % auf fossilen Energieträgern und Atomenergie beruht, muss umgebaut und erweitert werden, um die Ansprüche einer wachsenden und wohlhabenderen Bevölkerung zu erfüllen und den Klimawandel hintan zu halten. Der Umbau und Ausbau sollte daher auf Basis von erneuerbaren Energieträgern erfolgen, die in Konkurrenz zu fossilen Energieträgern stehen und auf dem freien Markt nur teilweise wettbewerbsfähig sind. Aber auch zwischen den verschiedenen Formen der erneuerbaren Energie besteht ein Konkurrenzverhältnis, dessen Ausgang von vielen Faktoren, in erster Linie jedoch von Entwicklungen auf den Rohstoffmärkten, von technischen Innovationen sowie von politischen Zielsetzungen und Maßnahmen abhängt. Niemand kann mit Sicherheit sagen, wie unsere Welt in Zukunft aussehen wird, aber die Notwendigkeit von Änderungen ist unbestritten und führt dazu, dass enorme Anstrengungen unternommen und Investitionen getätigt werden, um den richtigen Weg zu finden. Dabei werden – mit staatlicher Unterstützung – verschiedene technische Lösungen verfolgt und verfeinert, die theoretisch vielversprechend, in der Praxis aber noch zu teuer sind. Die bisherigen Erfahrungen mit technischen Entwicklungen, die oft zu spektakulären Kostensenkungen geführt haben, geben Anlass zur Hoffnung, dass bestimmte erneuerbare Energieträger und Systeme zur ihrer Umwandlung in Nutzenergie in Zukunft große Verbreitung finden könnten. Welche das sind, wird sich zeigen. Welche Rolle der Staat bei der Suche nach ihnen spielen soll und welche Maßnahmen dafür am besten geeignet sind, bedarf einer öffentlichen Debatte, zu der die vorliegende Studie einen Beitrag leisten soll.

Wie aus dem Titel hervorgeht, liegt das Hauptaugenmerk der Studie auf der Biomasse. Das Interesse an der Ausweitung der Verwendung von Biomasse als Ersatz für fossile Brennstoffe beruht auf mehreren Ursachen:

- Erstens ist es die Erderwärmung bzw. die Zunahme der Konzentration von Treibhausgasen (THG) in der Atmosphäre, die durch die Verbrennung fossiler Energiequellen verursacht wird.
- Zweitens die begrenzte Verfügbarkeit fossiler Energiequellen, deren Bestände durch Ihre Nutzung unweigerlich abnehmen und deren Energie, soweit ihr Verbrauch nicht eingespart werden kann, durch alternative Quellen ersetzt werden muss.
- Drittens die Sorge um die Sicherheit der Versorgung mit Energie, die durch die Abhängigkeit von wenigen Lieferanten, von denen sich manche absprechen, um das Angebot zu steuern (OPEC), gefährdet ist.
- Viertens die steigenden Kosten der Versorgung, verursacht durch abnehmende Bestände, steigende Preise und steigende Importmengen, die die Kosten der Energie im Inland erhöhen und die Handelsbilanz verschlechtern.

Somit gibt es gute Gründe für Regierungen, in den freien Markt einzugreifen, um den Energieverbrauch im Inland zu verringern, die Erzeugung erneuerbarer Energien zu erhöhen und die Importe von fossiler Energie und die mit ihrer Verbrennung verbundenen Emissionen von THG zu reduzieren. Dabei gilt es, eine Balance zwischen den verschiedenen Möglichkeiten, die zu diesen Zielen führen, zu finden. Dies erfordert eine Analyse des Zielsystems und eine Beurteilung der Maßnahmen, die zu diesen Zielen beitragen sollen, sowie der Kosten dieser Maßnahmen, die im Einklang mit ihren Wirkungen stehen sollten.

Die Förderung der Biomasse ist nur eine unter verschiedenen Maßnahmen zur Vermeidung von Treibhausgasemissionen. Sie wird kontrovers diskutiert. Eine Gruppe von zehn internationalen Institutionen forderte die führenden Wirtschaftsnationen auf, ihre Mrd. schwere Subventionierung der Biokraftstoffe zu beenden. Die staatliche Unterstützung treibe die Preise für Zucker, Getreide und Pflanzenöl nach oben. Sie verschärfe damit Preissprünge und die Gefahr von Hungersnöten in armen Ländern, heißt es in der Studie, an der unter anderem Fachleute der Vereinten Nationen (UN), der Welthandelsorganisation, der Weltbank, des Internationalen Währungsfonds und der Organisation für wirtschaftliche Zusammenarbeit und Entwicklung mitgearbeitet haben. Auch gesetzlich vorgeschriebene Mindestanteile von Biokraftstoffen an den Tankstellen sollten abgeschafft werden. Die Situation auf den Nahrungsmittelmärkten ist angespannt. Die Preise für landwirtschaftliche Rohstoffe sind seit 2007 sprunghaft gestiegen. Zugleich hat sich die globale Erzeugung von Biokraftstoffen, die bislang vor allem aus Zuckerrohr und Getreide gewonnen werden, seit der Jahrtausendwende etwa versechsfacht. Nach Angaben der Internationalen Energieagentur sind sie mit rund 20 Mrd. US\$ im Jahr die am stärksten geförderte Form der erneuerbaren Energien. 80 % der Subventionen entfallen auf die Vereinigten Staaten und die EU³.

In der vorliegenden Studie, die sich weitgehend auf veröffentlichte Forschungsberichte, international zugängliche Daten und Prognosen beruft, wird die Förderung der Biomasse als eine unter vielen Möglichkeiten untersucht, den oben genannten Zielen gerecht zu werden. Die Schlussfolgerungen, die für die Politik daraus gezogen werden, erfordern eine Bewertung der unterschiedlichen Ziele relativ zueinander und der Kosten, die die Allgemeinheit bereit ist, zu tragen, um den verschiedenen Zielen, die sie verfolgt, in bestimmten Ausmaßen näher zu kommen. Die Auswahl der zu Rate gezogenen Studien ist subjektiv und reflektiert hauptsächlich die Zeitspanne von 2008-2012; sie erhebt keinen Anspruch auf Repräsentativität und Vollständigkeit.

Problembereich Klimawandel

Am 16. November 2007 beendeten die IPCC-Wissenschaftler im spanischen Valencia ihre Arbeit an einem ‚Synthesebericht‘ ihres vierten Sachstandsberichts über den Klimawandel. Am selben Tag wurde ein Entwurf einer Zusammenfassung für politische Entscheidungsträger veröffentlicht, der bei den UN-Verhandlungen zum Klimawandel in Bali vom 3. bis 14. Dezember 2007 eine wichtige Rolle spielte.

³ Frankfurter Allgemeine Zeitung“ Nr. 140 vom 18.06.2011, S. 11

Demnach ist der Meeresspiegel aufgrund von Wärmeausdehnung, schmelzender Gletscher und Eiskappen seit 1961 weltweit durchschnittlich um 1,8 mm/Jahr, seit 1993 sogar um 3,1 mm/Jahr gestiegen. Die Erdatmosphäre enthalte bereits genügend CO_2 , um einen Anstieg des Meeresspiegels um 1,5 m im nächsten Millennium zu verursachen. Die Zusammenfassung warnt vor einem 5 %igen Rückgang des weltweiten BIP sowie des Feldfruchtertrags in Afrika um 50 %, einer Zerstörung des Regenwalds im Amazonas, weit verbreiteten Trockenperioden, Wüstenbildung, Überschwemmungen und starken Unwettern. Der Anstieg der weltweiten CO_2 -Emissionen müsse laut IPCC innerhalb von sieben Jahren gedrosselt werden, um ein Aussterben von 25 % der Arten weltweit verhindern zu können.⁴

Zu denen, die den Klimawandel bestritten, gehörten auch Rohde et al. (2011), die den Daten mit den neuesten zur Verfügung stehenden Methoden zu Leibe rückten. Sie überzeugten sich selbst und stellten fest, dass die Temperaturen am Land weltweit im Durchschnitt der Jahre 2000-2009 um 0,91 °C gestiegen sind – im Vergleich zum Durchschnitt der Jahre 1950-1959 (Abbildung 1).

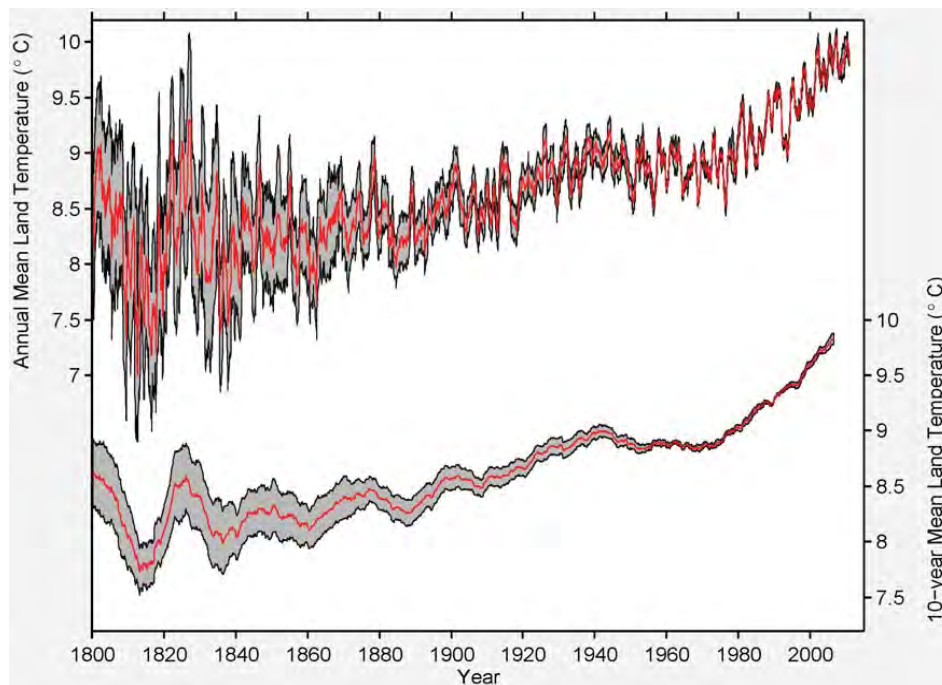


Abbildung 1: Entwicklung der globalen durchschnittlichen Temperaturen auf dem Land seit 1800 mit Konfidenzintervall

Quelle: Rohde et al. (2011)⁵

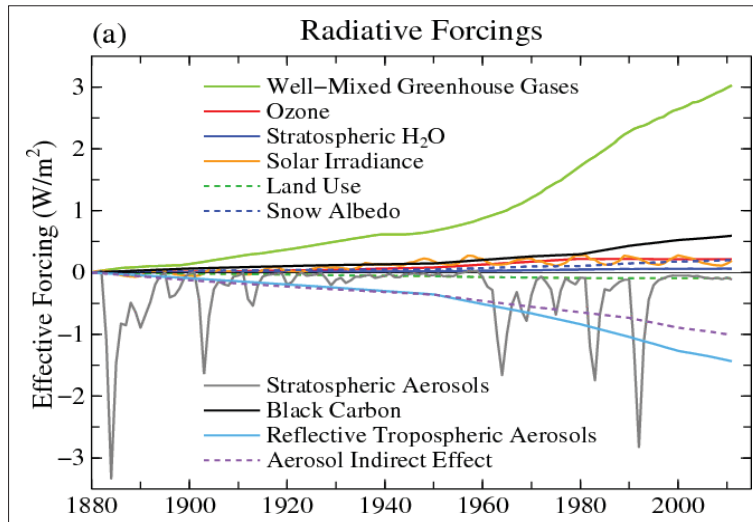
Ursache dafür ist vor allem die steigende Konzentration von THG (CO_2 , Methan, Stickoxide und Chlorfluor-Kohlenwasserstoffe), Ruß (BC = *black carbon*, entsteht durch unvollständige Verbrennung fossiler Energieträger) und Ozon in der Atmosphäre (Abbildung 2). Sie verstärken den Treibhausgaseffekt, der darin besteht, dass die auf die Erde treffende Sonnenenergie in der At-

4 <http://www.euractiv.com/de/klimawandel/un-ausschuss-aert-letzte-klimawarnungen-bali-gesprachen/article-168493>

5 <http://berkeleyearth.org/>

mosphäre gespeichert wird⁶. Im Gegensatz dazu führt der zunehmende Gehalt der Atmosphäre an reflektierenden Aerosolen (Feinstaub) dazu, dass ein zunehmender Teil der auf die Erde treffenden Sonnenenergie (Wärme) ins Weltall zurückgespiegelt wird. Einen gewissen Einfluss auf die Lufttemperatur haben auch der Staub in der Luft, die Dichte der Wolken, die Stärke der Sonneneinstrahlung und die Landnutzung (Abbildung 3).

Abbildung 2: Beiträge verschiedener Faktoren zum Klimawandel



Quelle: <http://data.giss.nasa.gov/modelforce/>

Abbildung 3: Beiträge verschiedener Faktoren zum Klimawandel von den Jahren 1750 bis 2000

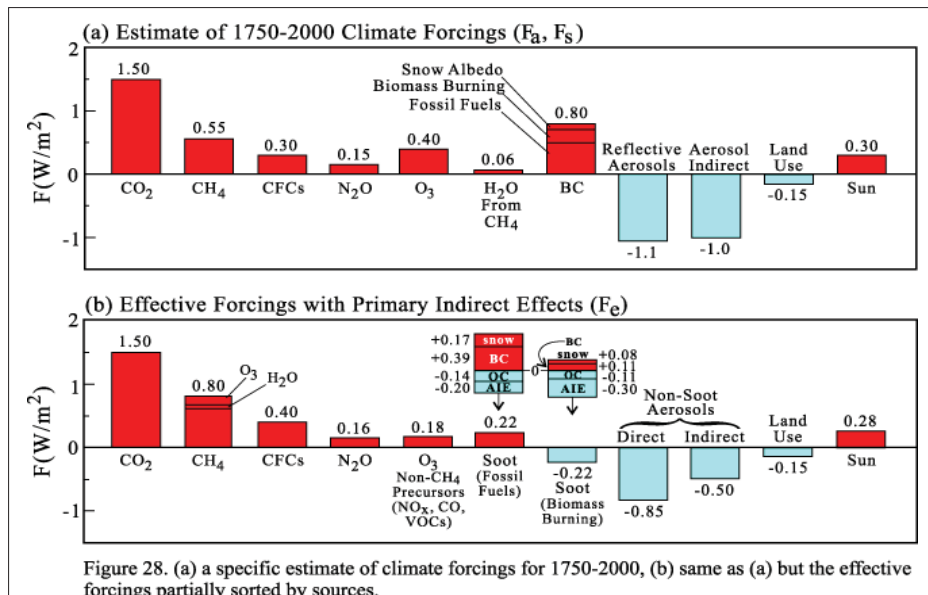


Figure 28. (a) a specific estimate of climate forcings for 1750-2000, (b) same as (a) but the effective forcings partially sorted by sources.

b) wie a) aber zusammengestellt nach Quellen

Quelle: <http://data.giss.nasa.gov/modelforce/>

6 Probleme und vorgeschlagene Maßnahmen zur Verminderung der CO₂-Konzentration in der Luft siehe: OECD Environmental Outlook to 2050. Paris 2012. www.oecd.org/berlin/publikationen/oecdumweltausblickbis2050.htm. Für Abonnenten der Online-Bibliothek: www.oecd-ilibrary.org/environment/oecd-umweltausblick-bis-2050_9789264172869-de

Die Erderwärmung führt unter anderem dazu, dass die Eisdecke in der Arktis und in den Gebirgen ständig zurückgeht – sowohl in der Ausdehnung als auch in der Dicke⁷. Durch das schmelzende Eis steigt der Meeresspiegel und bedroht stark besiedelte Küstenländer und kleine Koralleninseln mit Überflutung. Der Treibhausgaseneffekt wird verstärkt durch kleiner werdende Eisdecken und Gletscher, sodass weniger Wärmestrahlen in das All zurück reflektiert werden. Durch die höhere Konzentration von Ruß in der Atmosphäre gelangt dieser mit dem Niederschlag auf die Schneedecke und verdunkelt sie, so dass sie weniger Sonnenenergie reflektiert. Diese einander verstärkenden Effekte bergen die Gefahr irreversibler Veränderungen, die gebannt werden müssen, um das Überleben der Menschen in gefährdeten Zonen zu gewährleisten.

CO₂ trägt zu ca. 60 % zur Zunahme der Treibhausgase, die den Klimawandel beschleunigen, bei; 20 % entfällt auf Methan und der Rest auf Stickoxyde und Fluorkohlenstoffe. Die Menschheit ist derzeit für einen Ausstoß von 25*10⁹ t CO₂ pro Jahr verantwortlich, das entspricht 3,67 t CO₂ oder 1 t C pro Person, mit großen Unterschieden zwischen Ländern: USA, Australien und Neuseeland: 20 t, Afrika 0,8 t pro Kopf und Jahr. Diese jährlichen Emissionen belaufen sich auf 0,9 % des Bestandes in der Atmosphäre (2.800 Gt CO₂), werden jedoch zu 40 % im Meer und in der zuwachsenden Biomasse gespeichert. 15 Gt bleiben in der Atmosphäre, die ca. 360 ppm_v CO₂ enthält, eine Konzentration, die jährlich um 2 ppm_v steigt.

Um den Klimawandel zu behindern, ist es dringend notwendig, den Ausstoß von THG zu reduzieren. Dies erfordert Anpassungen in allen Sektoren, insbesondere in Industrie und Gewerbe, Verkehr und Raumwärme (Abbildung 4)⁸.

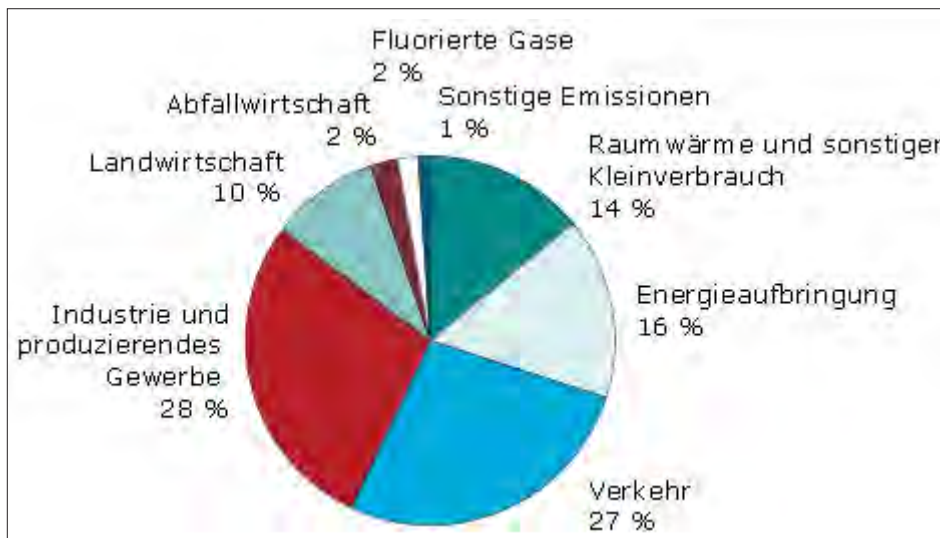


Abbildung 4: Anteil der Sektoren an den THG-Emissionen Österreichs, 2009

Quelle: UBA (2010)

7 Die Luft in der Arktis erwärmt sich doppelt so stark wie im Durchschnitt. Siehe die Folgen davon in <http://www.economist.com/blogs/dailychart/2011/09/melting-arctic-sea-ice-and-shipping-routes>

8 Die vergleichbaren Anteile in der EU finden sich in EK (2011e; http://ec.europa.eu/energy/observatory/countries/doc/key_figures.pdf#page=25)

Diese Umstellung (*Greening*) erfordert eine Reduktion des Gebrauchs von fossilen Energieträgern und deren (teilweisen) Ersatz durch erneuerbare Energieträger, bei deren Verwendung weniger oder keine Treibhausgase freigesetzt werden. Eine stärkere Nutzung von Biomasse führt zu einer Verringerung des Ausstoßes von THG, weil Biomasse nur jenes CO₂ abgibt, das sie vorher – im Zuge der Photosynthese – aus der Atmosphäre aufgenommen hat. Die Gewinnung von Energie aus Biomasse ist aber nicht CO₂-neutral, weil zum Anbau, zur Ernte, zum Transport der Biomasse und zur Tierhaltung Energie verbraucht wird. Das gilt auch für andere so genannte CO₂-neutrale Technologien zur Energiegewinnung, zu deren Produktion bzw. zur Produktion der dazu benötigten Anlagen Energie verbraucht wird. Aus diesem Grund ist es notwendig, die Nettoverringerung der THG-Emissionen, die durch verschiedene Technologien möglich ist, zu schätzen und in ihre Bewertung einfließen zu lassen.

Versorgungssicherheit

Nachwachsende Rohstoffe können Energie aus inländischen Quellen zur Verfügung stellen und damit die Abhängigkeit von Energieimporten vermindern, also einen Beitrag zu Sicherheit der Energieversorgung leisten. Da ein großer Teil der Importe von Erdöl und Erdgas aus Weltregionen stammt, deren politische Beständigkeit – aus unterschiedlichen Gründen – als eingeschränkt angesehen wird, kann eine vermehrte Produktion und Nutzung von Energie aus Biomasse im Inland einen Teil der Importe ersetzen, Devisenabflüsse verhindern und die politische Unabhängigkeit erhöhen. Ausfälle von Lieferanten durch Kriege, Revolutionen, Boykotte und wirtschaftliche Krisen können die Preise von Energieträgern in ungeahnte Höhen katapultieren und Industriebetriebe finanziell in Bedrängnis bringen. Eine dezentrale Produktion in räumlicher Nähe des Verbrauchs verbessert die Versorgungssicherheit durch kurze Transportwege. Diese beiden Aspekte, Klima- und Umweltschutz einerseits und Energiesicherheit andererseits, sind die treibenden Kräfte, die politisches Handeln indizieren.

Absatzsteigerung

Die Produktion von Biomasse hat auch einen agrarpolitischen Reiz. Die Agrarmärkte der Welt neigen zu Überschüssen, die die Preise unter Druck setzen. In vielen Industrieländern hat die Politik über lange Zeit hinweg versucht, diesen Preisdruck zumindest von den eigenen Bauern fernzuhalten, indem sie die Inlandsmärkte vom internationalen Handel abgekoppelt und mit Eingriffen der unterschiedlichsten Art geschützt hat. Dies ist allerdings kostspielig für die öffentliche Hand und nachteilig für die Verbraucher, die höhere Preise bezahlen, und den Weltmarkt, der dadurch zu einem Restmarkt degradiert wird (OECD-FAO 2012). Reformbemühungen der Agrarpolitik gehen dahin, die Erzeugerpreise zunehmend den Kräften des freien Marktes auszusetzen. Steigende Preise für fossile Energie bei gleichbleibenden oder sinkenden Preisen für Biomasse eröffnen der Landwirtschaft ein entsprechendes Marktpotenzial. Die Politik ist bestrebt, den Landwirten diese Chance zu eröffnen, auf diese Weise den Strukturwandel sozial erträglich zu gestalten und die vorhandenen natürlichen Ressourcen weiterhin sinnvoll zu nutzen.

Aus diesen Gründen erfährt Biomasse zunehmende Aufmerksamkeit. In einigen Ländern, z. B. Brasilien, spielt sie in der Alltagspraxis schon seit vielen Jahren eine wichtige Rolle. Auf globaler Ebene kam der große Aufschwung von Biomasse, der über die traditionelle Nutzung von Holz zur Feuerung hinausgeht, insbesondere in Form von Biokraftstoffen, erst im 21. Jahrhundert. Die Ursache dafür war die Entwicklung des Preises von Erdöl. Dieser lag im Jahr 2002 noch unter 30 US\$/Fass und stieg bis zum Jahr 2011 auf 111 US\$. Dieses Preisniveau wurde zwar auch schon zu Zeiten der ersten und zweiten Ölkrise in der Mitte der siebziger und Anfang der achtziger Jahre erreicht und sogar überschritten, aber ein Rückfall auf das alte Niveau erscheint zunehmend unwahrscheinlich.

Bevor mehr Versorgungssicherheit und Nachhaltigkeit in die Energieversorgung einkehrt, sind weitere Fragen zu beantworten, nämlich: Welchen Anteil des gesamten Energiebedarfs kann Biomasse überhaupt abdecken und wie wirkt sich das auf die Land- und Forstwirtschaft aus? Wie abhängig ist die Landwirtschaft von fossilen Energiequellen? Wie viel an Energie kann sie produzieren und wie kann diese Energie nutzbar gemacht werden? Welche land- und forstwirtschaftlichen Nutzflächen und Pflanzen eignen sich für die Erzeugung von Biomasse zur Energieerzeugung? Welche Änderungen und Investitionen sind notwendig, um die Energieproduktion aus Biomasse zu optimieren? Wird dadurch die Versorgungslage bei Nahrungs- und Futtermitteln beeinträchtigt? Welche Folgen ergeben sich daraus für die Erzeugung, den Verbrauch und die Preise von Nahrungsmitteln? Ist die Nachhaltigkeit der Agrarproduktion in Gefahr bzw. wie kann sie sichergestellt werden? Zuerst muss allerdings gefragt werden, ob es wirtschaftlich ist, Biomasse zur Energieerzeugung zu produzieren.

Wirtschaftlichkeit

Die Rentabilität der Produktion von Biomasse hängt in erster Linie von den Erzeugerpreisen der Agrarprodukte und in zweiter Linie von den Preisen der Vorleistungen für diese Produktion ab, also den Preisen für Düngemittel, Pflanzenschutzmittel, Treibstoffe, Energie und Saatgut. Die Nachfrage nach Energie beeinflusst die Preise der Agrarprodukte mehr oder weniger proportional zu deren Energiegehalt. Energiepreise können daher wie ein Interventionssystem für die landwirtschaftlichen Rohstoffe wirken – deren (potenzielle) energetische Verwertung bestimmt einen Basispreis, der nicht unterschritten wird, weil der Rohstoff andernfalls am besten zu Energie verarbeitet werden würde. D.h. dass die Erzeugerpreise von Agrarprodukten nicht mehr dauerhaft unter den Preis ihres Energieäquivalentes sinken werden, sofern die Regeln des freien Marktes gelten. Zu demselben Befund kommt man durch einen Blick auf Abbildung 77, S. 236.

Allerdings wird der Markt für erneuerbare Energie und Energie insgesamt global sehr stark von politischen Maßnahmen in Form von Förderungen, Steuern, Steuerbefreiungen, Beimischungsquoten und Einspeisetarifen beeinflusst. Diese Eingriffe führen je nach ihrer Ausgestaltung zu einem Erlösniveau für Agrarprodukte, welches meist deutlich über dem Wert ihres Energieäquivalents liegt. Andererseits wirken die Energiepreise für landwirtschaftliche Roh-

stoffe nicht nur als Preisabsicherung nach unten, sondern haben auch nach oben eine Deckelwirkung. Höhere Getreide- und Rapspreise verteuern die Produktion von Ethanol und Biodiesel bis zu einem Punkt, an dem diese Produktion nicht mehr wettbewerbsfähig ist.

Der günstigste Fall für Biomasse aus der Landwirtschaft tritt ein, wenn die daraus gewonnenen Energieträger auch ohne staatliche Eingriffe wettbewerbsfähig sind. In diesem Fall kann Bioenergie günstiger hergestellt werden als Energie aus anderen Quellen. Der Verwendung von Biomasse für diesen Zweck sind allerdings Grenzen gesetzt durch die Nachfrage nach Nahrungsmitteln, die stärker ist, so dass sie durch Bezahlung entsprechend hoher Preise befriedigt wird. Die Frage ist, bei welchem Preis für Erdöl und anderen fossilen und biogenen Energieträgern welche Formen von Biomasse in welchen Teilen der Welt preislich konkurrenzfähig sind, ohne dass Subventionen, Zölle oder andere staatliche Maßnahmen nachhelfen müssen. Fraglich ist auch, wie sich das zusätzliche Angebot an Energieträgern auf den Ölpreis und den Absatz von Erdöl auswirkt und welche Folgen daraus für die Treibhausgasemissionen entstehen. Darüber hinaus ist zu beachten, dass die Landwirtschaft positive und negative externe Effekte produziert, die durch staatliche Eingriffe gefördert bzw. verhindert werden sollten. Die Bewertung dieser Effekte erfordert eine politische Auseinandersetzung mit ihnen, und ihre Berücksichtigung erfordert Maßnahmen der zuständigen Stellen.

Aus diesem Grund interessiert nicht nur die Wirtschaftlichkeit der Produktion von Energie aus Biomasse, sondern auch die Effizienz staatlicher Förderungsmaßnahmen zur Erreichung politischer Zielvorstellungen. Da es sich dabei um einen Mix von verschiedenen Zielen handelt, kann diese Effizienz nur in Abhängigkeit von der Bewertung der verschiedenen Ziele relativ zueinander festgestellt werden.

1.2 Aufbau und Gliederung

Die vorliegende Studie beginnt mit einer Darstellung des bestehenden Energiesystems weltweit, in der EU und in Österreich. In diesem Kapitel (2) wird eine Übersicht über die Produktion, den Verbrauch, den Handel und die Preise der wichtigsten Energieträger in diesen Regionen gegeben.

Das Kapitel 3 befasst sich mit den verschiedenen Energierohstoffen (Kohle, Erdöl, Erdgas, Atomenergie und erneuerbare Energiequellen) im Hinblick auf ihre Eigenschaften, Produktionstechnik, Vorkommen, Produktionspotenzial und Produktion, Verwendung, Wirtschaftlichkeit und Umweltwirkungen.

Im Kapitel 4 werden die daraus abgeleiteten Energiedienstleistungen und Nutzenergieträger (Wärme, Strom, Biotreibstoffe) samt der dazugehörigen Technik kurz vorgestellt; dabei wird wieder die Reihenfolge von global bis Österreich sowie von Eigenschaften bis Umweltwirkungen eingehalten. Ein weiteres Unterkapitel widmet sich den Möglichkeiten zur Verwertung des anfallenden CO₂.

Kapitel 5 behandelt die Anforderungen, die die Gesellschaft an ein nachhaltiges, umweltverträgliches und wirtschaftlich leistungsfähiges Energiesystem stellt und die durch entsprechende Regulierungen und Anreizsysteme nach Möglichkeit erfüllt werden sollten. Die internationalen Rahmenbedingungen und Abkommen, die Ziele und Strategien zu ihrer Erreichung in der EU und in Österreich werden vorgestellt.

Kapitel 6 beschreibt, welche gesetzlichen Regelungen (auf globaler Ebene, auf Ebene der EU und in Österreich) getroffen wurden, welche Maßnahmen vorgesehen sind, wie sie umgesetzt wurden, was sie kosten und wie sie (auf sich allein gestellt) wirken.

Im Kapitel 7 werden die Wirkungen der Maßnahmen im Rahmen des Gesamtsystems (Energie, Ernährung, Umwelt) zu einander in Beziehung gesetzt und bewertet. Es folgen die Schlussfolgerungen und Empfehlungen.

Den Abschluss bilden ein umfangreiches Literaturverzeichnis mit weiterführenden Informationen, auf die im Text an den passenden Stellen hingewiesen wird, und ein Abkürzungsverzeichnis, in dem auch die wichtigsten Institutionen und technischen Einheiten enthalten sind. Im folgenden Kapitel 1.3 werden einige Studien vorgestellt, die einen Vorgeschmack auf die zu behandelnde Thematik geben sollen.

1.3 Bestehende Studien

Zum Thema Energie aus Biomasse wurden bereits zahlreiche Studien und Analysen verfasst. Diese zeigen die unterschiedliche Herangehensweise an das Thema und die Vielseitigkeit in der Fragestellung auf.

Haag et al. (2008) belegen in ihrer Studie, dass die **Bedeutung der Bioenergie** für die dezentrale Energieversorgung weiter zunimmt. Sie wird in Deutschland im Jahr 2030 126 bis 170 TWh zur gewerblichen Strom- und Wärmeerzeugung beitragen; das entspricht einer Steigerung gegenüber 2007 um den Faktor 6 bis 8 und einem kumulierten Investitionsvolumen von 25 bis 39 Mrd. €. Darin ist die Nutzung von flüssigen Bioenergieträgern noch nicht eingeschlossen, da diese aufgrund der damals noch fehlenden internationalen Zertifizierung bewusst nicht in die quantitative Analyse einbezogen wurden. Das starke Wachstum der Bioenergie erweist sich als weitgehend unabhängig von den betrachteten Szenarien. Die Produktion in Europa wird sich aufgrund der bisher geringen Potenzialausschöpfung um den Faktor 5 bis 9 erhöhen und liegt je nach Szenario bei 367 bis 728 TWh. Dabei behält der deutsche Markt auch im Jahr 2030 mit einem Anteil der Biomasse an der Energieversorgung von 25 bis 37 % je nach betrachtetem Szenario in Europa eine Spitzenstellung.

Kratena und Wüger (2005) modellierten „Energieszenarien für Österreich bis 2020“. Sie prognostizierten in verschiedenen Szenarien einen Anstieg der erneuerbaren Energieträger.

In den letzten Jahren wurden verschiedene wissenschaftliche Untersuchungen zum **Potenzial von Biomasse** aus der Landwirtschaft und/oder Forstwirtschaft erstellt:

Indinger et al. (2006): Die „Vorstudie für einen nationalen Biomasseaktionsplan für Österreich“ ist ein zentrales Dokument, das den Weg hin zur Energieproduktion aus Biomasse für 2010 bzw. 2020 aufzeigt. Darin werden die Sektoren Strom, Wärme und Treibstoffe aus Biomasse behandelt und die notwendigen Biomasse-Ressourcen zur Zielerreichung errechnet.

Brainbows (2007): In dieser Studie wird das Ressourcenpotenzial der in Österreich verfügbaren Biomasse (aus der Land- und Forstwirtschaft) analysiert und mit dem prognostizierten Biomasse-Rohstoffbedarf aus der Vorstudie zum Österreichischen Biomasseaktionsplan verglichen.

Hirschberger (2006): Die Österreichischen Bundesforste verfassten in Kooperation mit dem WWF eine Studie „Potenziale der Biomassenutzung aus dem Österreichischen Wald unter Berücksichtigung der Biodiversität“.

Thrän et al. (2005): In ihrer Studie werden mögliche Strategien einer verstärkten Biomassenutzung zur Bereitstellung fester, flüssiger und gasförmiger Bioenergieträger zur Strom-, Wärme- und Kraftstoffbereitstellung im Kontext der deutschen, der europäischen und weltweiten Gegebenheiten sowie Zusammenhänge und Vorgaben für Deutschland analysiert und bewertet. Ausgehend davon werden Schlussfolgerungen gezogen, die Aussagen über die Setzung umwelt-, energie-, industrie- und agrarpolitischer Randbedingungen einer verstärkten Biomassenutzung in Deutschland und der Europäischen Union (EU) ermöglichen. Zwei Szenarien („Current Policy“ und „Environment+“) werden untersucht. Das technische landwirtschaftliche Potenzial (in ha) wird für die EU und ihre Mitgliedstaaten berechnet. Es umfasst Energiepflanzen, die auf den Landwirtschaftsflächen, die aus der Nahrungsmittelproduktion herausfallen, produziert werden können. Das wirtschaftliche Biomassepotenzial wird für die EU und Deutschland kalkuliert.

Schönleber et al. (2007), Henze und Zeddies (2007): Die Autoren untersuchten, inwiefern die Landwirtschaft der EU27 Energie aus erneuerbaren Energieträgern bei gleichzeitiger Gewährleistung der Selbstversorgung mit Nahrungsmitteln bereitstellen kann. Dabei wurden Veränderungen im Nahrungsmittelverbrauch, der Ertragsleistung in der Produktion sowie der Flächenentwicklung und des Abbaus von Exportüberschüssen berücksichtigt.

Die **volkswirtschaftlichen Wirkungen** einer Ausweitung der Nutzung von Biomasse wurden mit verschiedenen Modellsimulationen analysiert:

Die OECD-FAO (2010) widmete ein Spezialekapitel ihres jährlichen Berichts über Weltmärkte und Prognosen für die wichtigsten landwirtschaftlichen Produkte der Bioenergie. Ihr Bericht analysiert die Entwicklung der Märkte für landwirtschaftliche Produkte bis 2019 und die Auswirkungen von Maßnahmen zur Förderung der Biokraftstoffe in den USA und der EU auf Produktion, Verbrauch, Handel, Lagerbestände und Preise mittels Szenarioanalysen. Die aktuellsten Prognosen über landwirtschaftliche Märkte finden sich in OECD-FAO (2012). In diesem Zusammenhang sei auch auf den „OECD-Umweltausblick bis 2050 - die Konsequenzen des Nichthandelns“ (OECD 2012) hingewiesen.

Delzeit et al. (2010): Im Projekt „Nachwachsende Rohstoffe und Landnutzung (NaRoLa) - Integration der Bioenergie in ein nachhaltiges Energiekonzept“ wurde die Rolle von Bioenergie in einem nachhaltigen Energiesystem der EU untersucht. Um die gesamtwirtschaftlichen Effekte und das Problem der Landnutzungskonflikte im Zusammenhang mit dem Anbau von Biomasse

zu untersuchen, verknüpften Delzeit et al. (2010) ein globales, multi-regionales allgemeines Gleichgewichtsmodell, ein regionalisiertes Agrarsektormodell für Deutschland (RAUMIS) und ein Modell zur räumlichen Optimierung von Biogasanlagen. Damit lassen sich nationale und internationale Rückwirkungen einer erhöhten Nutzung von Bioenergie auf Agrarpreise zu einer detaillierten Spezifikation der regionalen landwirtschaftlichen Märkte für Energiepflanzen und der Standortwahl von Biogasanlagen in Deutschland darstellen. Eine Analyse der Auswirkungen des Erneuerbare Energien-Gesetzes, das die Förderung der Biogaserzeugung und den Beimischungszwang der EU von 10 % Biotreibstoffen zu Benzin und Diesel etabliert, ergibt, dass die Modellergebnisse signifikant von der Substitutionselastizität zwischen verschiedenen Formen der Landnutzung abhängen. Aufgrund der zusätzlichen Nachfrage nach Getreide und Ölsaaten zur Erfüllung der Biotreibstoffziele in Deutschland steigen die Preise für Weizen und Raps um 17 % bzw. 30 %. Die Anbaufläche von Ölsaaten steigt um 34 % und das Einkommen der Landwirte um 18 %. Unter Berücksichtigung einer eingeschränkten Substituierbarkeit reagieren auch die Weltmarktpreise viel stärker. Der Beimischungszwang der EU bewirkt einen Anstieg der Weltmarktpreise um 15 bis 19 % für Mais und Ölsaaten und 5 bis 7 % für Weizen, andere Getreidearten und Zuckerrüben / Zuckerrohr.

Clement et al. (1998) beschreiben ausführlich den österreichischen Biomassemarkt. Ein Randbereich der Studie befasst sich mit der Quantifizierung volkswirtschaftlicher Auswirkungen auf Beschäftigung und Wertschöpfung mit Hilfe einer Input-Output-Analyse.

Pichl et al. (1999) untersuchten mithilfe einer Allgemeinen Gleichgewichtsanalyse für Österreich die nationalen Auswirkungen eines vermehrten Biomasseeinsatzes in den Bereichen Wärme, Strom und Treibstoffe auf ausgewählte Wirtschaftsindikatoren (BIP, Beschäftigung, Staatsbudget, Außenhandel) im Vergleich zu einer fossilen Referenztechnologie.

Haas und Kranzl (2003) untersuchten die volkswirtschaftlichen Aspekte der Bereitstellung von Raumwärme aus fester Biomasse in Österreich bis 2020.

Madlener und Koller (2005) quantifizierten die Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte von geförderten Biomasseanlagen in Vorarlberg. Der Schwerpunkt der Studie liegt auf geförderten Biomasse-Nahwärmeanlagen und Biomasse-Kleinanlagen, die mit fester Biomasse betrieben werden.

Birnstingl-Gottinger et al. (2007) zeigen neue wirtschaftliche Perspektiven für die Land- und Forstwirtschaft am Beispiel der Energieregion Oststeiermark auf. Unter anderem leiten sie die regionalen Arbeitsplatzeffekte sowie die regionalen Wertschöpfungseffekte einer forcierten Biomassebereitstellung aus Land-, Forst- und Energiewirtschaft ab.

Steininger et al. (2008): Das Projekt „Volkswirtschaftliche Effekte einer erweiterten Biomasse-Energie-Nutzung in der Energieregion Oststeiermark“ analysiert die Wirkungen eines bedarfsorientierten Ausbaus der energetischen Nutzung von Biomasse am Beispiel der Oststeiermark auf Beschäftigung, Wertschöpfung und öffentliche Budgets. Im Mittelpunkt stehen die betriebs- und volkswirtschaftlichen Aspekte der regionalen Biomassenutzung; auf ökologische Aspekte wird nicht näher eingegangen.

Mitchell (2008) kommt zum Ergebnis, dass die Lebensmittelpreise von Januar 2002 bis Juni 2008 um 130 % gestiegen sind und 70-75 % dieses Preisanstieges direkt oder indirekt durch die Ausdehnung der Biokraftstofferzeugung verursacht wurde.

Kletzan et al. (2008) evaluierten die volkswirtschaftlichen Auswirkungen des nationalen Biomasseaktionsplans für Österreich mit Fokus auf der zusätzlichen Nachfrage nach biogenen Rohstoffen und die Agrar- und Forstproduktion. Sie quantifizierten die direkten und indirekten volkswirtschaftlichen Effekte der Maßnahmen zur Erhöhung des österreichischen Biomasseaufkommens und des biogenen Energieeinsatzes. Im Biomasseaktionsplan-Szenario verteuern sich Produkte der Land- und Forstwirtschaft bis zum Jahr 2020 gegenüber dem Basisszenario um 20 % bis 25 %. Für die Maßnahmen ergeben sich im Jahr 2020 folgende Finanzierungskosten: Biomasseprämie (300 Mio. €), Investitionsförderung an private Haushalte für Installationen zur Nutzung der Wärme aus Biomasse (300 Mio. €), Mineralölsteuerentgang durch Biotreibstoff-Beimischung (rund 900 Mio. €) und zusätzliche Ökostromförderung (rund 6,6 Mrd. €). Aufgrund dieser Effekte sinkt der Verbrauch an fossilen Energieträgern, vor allem an fossilen Kraftstoffen, Gasöl für Heizzwecke und Naturgas, in Österreich beträchtlich. Das bewirkt eine deutliche Verringerung der CO₂-Emissionen gegenüber dem Basisszenario um etwa 36 Mt im Jahr 2020. Aufgrund der Kosten der Maßnahmen ergeben sich in diesem Szenario Kosten der Emissionsreduktion von 180 bis 200 € pro t CO₂.

Die folgenden Studien untersuchen in erster Linie verschiedene Möglichkeiten der **THG-Reduktion**:

Energy Economics Group (2007): In dieser Studie werden Entwicklungspfade hinsichtlich einer maximalen CO₂-Reduktion – und unter Berücksichtigung energetischer, ökonomischer und anderer gesellschaftlicher Zielsetzungen – identifiziert und Wege zu ihrer Erschließung (Szenarien) mit einem dynamischen Modell ermittelt. Zusätzlich werden derzeit zu beobachtende Entwicklungen (z. B. Biomasse Know-how, Vertriebskanäle, mögliche Preise der THG-Emissionszertifikate, Preise fossiler Energieträger) hinsichtlich dieser Zielsetzungen bewertet.

Bliem et al. (2011) beleuchten die Ökoenergiezukunft Österreichs unter Berücksichtigung des Potenzials zur Verwendung von Wasserkraft, Photovoltaik, Windenergie, Solarthermie, Wärmepumpen, Biomasse und Geothermie. Bis 2050 könnten mehr als 85 % des energetischen Endverbrauchs mittels erneuerbaren Energieträgern gedeckt werden. Die für das Jahr 2010 prognostizierte CO₂-Jahresbilanz von 73,3 Mio t kann in den nächsten vier Jahrzehnten auf 6,4 Mio t reduziert werden. Ein hoher Anteil an CO₂-Emissionen lässt sich durch den Ausbau erneuerbarer Energieträger für die Stromerzeugung einsparen. Ein großes Energiesparpotenzial besteht vor allem im Wohnbau und Verkehrssektor. Eine vollständig auf erneuerbarer Energie beruhende Stromerzeugung bis zum Jahr 2050 ist mit der bereits verfügbaren Technik erreichbar. Für den Verkehrssektor sieht die Studie ein großes Wachstumspotenzial im öffentlichen Verkehr und eine weitgehende Elektrifizierung des Individualverkehrs. Eine weitere Voraussetzung sind gesetzliche Rahmenbedingungen: langfristige Zielvereinbarungen und die Weiterentwicklung des Ökostromgesetzes mit einer bevorzugten Abnahme von Strom aus er-

erneuerbaren Energieträgern und garantierte Einspeisetarife über einen längeren Zeitraum. Die Windenergie kann bei geeigneten Rahmenbedingungen bereits 2020 10 % des heimischen Stromverbrauchs abdecken.

Die Auswirkungen einer verstärkten Nutzung nachwachsender Rohstoffe auf verschiedene Indikatoren wurden von Haberl et al. (2002) untersucht. Sie beschreiben die Biomasseflüsse von der land- und forstwirtschaftlichen Produktion über Import und Export von Rohprodukten bis hin zu Verarbeitung und Endkonsum in der Volkswirtschaft. Ihr Ziel ist, Zusammenhänge zwischen der Verwendung von Biomasse als Rohstoff und Energieträger und der Landnutzung anhand der Berechnung von vier Szenarien (Trend, maximale Biomasse, Nachhaltigkeit, Liberalisierung) aufzuzeigen. Dabei wurde eine Ausweitung der Nachfrage nach biogenen Energieträgern auf ca. 170 PJ im Jahr 2020 angenommen. Im Maximalszenario steigt die Produktion von Bioenergie auf 217 PJ, im Nachhaltigkeitsszenario auf 195 PJ⁹. Die Außenhandelsvolumina wurden in Flächenäquivalente umgerechnet. Der Vergleich zeigt, dass im Maximalszenario, bedingt durch die höhere Eigenversorgung mit Eiweißfuttermitteln aus dem Rapsanbau, die geringste Flächennutzung im Ausland stattfindet, nämlich ca. 1.500 km². Allerdings führt die Ausweitung der Biomassenutzung in diesem Szenario (durch stärkere Nutzung des Waldes und des Grünlandes) zu einer erheblich niedrigeren CO₂-Speicherung in der Vegetation, nämlich 2,57 Mt jährlich im Vergleich zu 5,5 Mt, die im Trend- und Nachhaltigkeitsszenario gespeichert werden; letzteres sind immerhin 8-9 % der jährlichen CO₂-Emissionen Österreichs. Ob die Ausweitung der Bioenergieproduktion netto zu einer Senkung der THG-Emissionen Österreichs führt, ist daher nicht sicher.

Auf weiterführende Literatur und Daten wird in den folgenden Kapiteln und Quellenangaben verwiesen. Das Verzeichnis der Hinweise findet sich im Kapitel 9, S. 253.

Auf einer Internetplattform¹⁰ stellt das BMVIT Informationen über „effiziente Energienutzung, erneuerbare Energien (Bauen & Wohnen, Biogas, Biokraftstoffe, Biomasse, feste, Brennstoffzelle, Industrie & Erneuerbare Energie, Internationale Kooperationen, Nutzerverhalten & Akzeptanz, Photovoltaik, Regionale Energiesysteme, thermische Solarenergie), Windenergie, nachwachsende Rohstoffe, ökoefiziente Produktion, Produkte und Dienstleistungen, Querschnittsthemen“ und Veröffentlichungen zu diesen Themen zur Verfügung.

9 <http://www.uni-klu.ac.at/socec/downloads/wp65.pdf#page=65>

10 <http://www.nachhaltigwirtschaften.at/>

2 Das bestehende Energiesystem

Die statistische Darstellung des Energiesystems folgt einer zwischen IEA, OECD und Eurostat vereinbarten Systematik und Methodik (Tabelle 1)¹¹.

Fossile Energieträger	Erneuerbare Energieträger		Abgeleitete Energieträger
Steinkohle Braunkohle Brenntorf Erdöl Fossile Gase	Holz	Brennholz	Braunkohlenbriketts
		Hackschnitzel	Koks
		Sägenebenprodukte	Gichtgas
		Waldhackgut, Rinde, Stroh	Kokereigas
		Ablauge der Papierindustrie	Sonstiger Raffinerieeinsatz
	Biogene Brenn- und Treibstoffe	Biogas	Benzin
		Klärgas	Leucht- und Flugpetroleum
		Deponiegas	Dieselmotortreibstoff
		Klärschlamm	Gasöl für Heizzwecke
		Rapsmethylester	Heizöl
Umgebungswärme	Energie aus Wärmepumpen Geothermische Energie	Sonstige Produkte der Erdölverarbeitung	
		Flüssiggas	
	Solarwärme Solarstrom Windkraft Wasserkraft	Sonstige Abfälle, Müll	Raffinerierestgas
			Mischgas
			Fernwärme
Brennbare Abfälle		Elektrische Energie	

Tabelle 1: Klassifikation der Energieträger

Quelle: OECD (2005)

Eine steuerrechtlich verbindliche Definition der Energieträger wird im §2 des Mineralölsteuergesetzes¹² (RÖ 2007) gegeben.

2.1 Nachfrage nach und Versorgung mit Energie

Die International Energy Agency (IEA) veröffentlicht in geraden Jahren einen Ausblick auf die Nachfrage nach Energie weltweit und in ungeraden Jahren spezielle Analysen zu bestimmten Themen oder Regionen. Der „World Energy Outlook 2012“ (IEA 2012)¹³ enthält Projektionen der Energietrends bis 2035 und gibt Aufschluss darüber, was diese Trends für die Versorgungssicherheit, die ökologische Nachhaltigkeit und die wirtschaftliche Entwicklung bedeuten. Analysiert werden darin alle Energieträger – Öl, Kohle, Erdgas, erneuerbare Energien und Kern-

11 Siehe z. B. das Eurostat- und das IEA-Format bei Erdgas- und Dieselbilanzen in http://www.statistik.at/web_de/static/handbuch_energiestatistik_eurostatiea_2005_022695.pdf#page=41

12 <http://www.ris.bka.gv.at/GeltendeFassung.wxe?Abfrage=Bundesnormen&Gesetzesnummer=10004908>

13 www.worldenergyoutlook.org

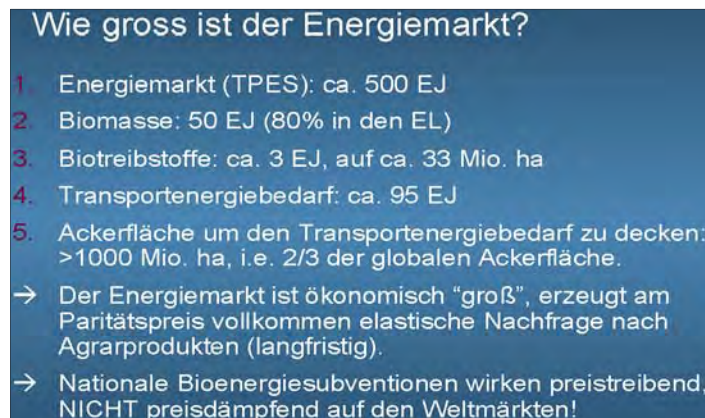
energie – einschließlich aktuelle Informationen zu Fragen des Klimawandels geliefert werden. Weltenergieverbrauch und -produktion, Handel, Investitionen und CO₂-Emissionen werden nach Regionen bzw. Ländern, Energieträgern und Sektoren aufgeschlüsselt.

Die OPEC veröffentlicht umfassende Berichte samt Daten, Prognosen und Grafiken über die Entwicklung der Märkte für Rohöl und Erdgas in den wichtigsten Regionen und weltweit (OPEC 2012)¹⁴. Die *US Energy Information Administration* stellt ebenfalls Daten und Prognosen bis 2040 über Herkünfte, Verbrauch, Kapazitäten und Preise von Energie, gegliedert nach Rohstoffen, Nutzungsart und Sektoren in der Welt und den wichtigen Weltregionen zur Verfügung¹⁵.

2.1.1 Verbrauch weltweit

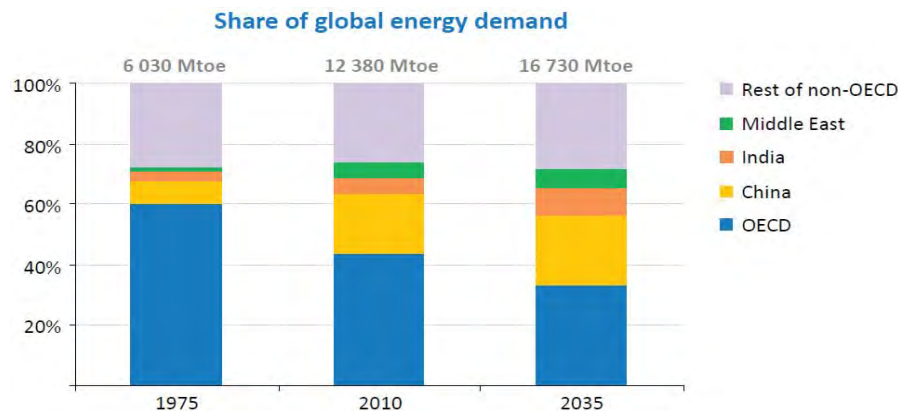
Daten über den weltweiten Verbrauch von Energie sind schwer zu finden, weil er für die einzelnen Energieträger in verschiedenen Einheiten gemessen wird. Einen groben Überblick über den Weltmarkt für Energie geben Abbildung 5 und Abbildung 6.

Abbildung 5:
Die Größe des
Weltmarktes für
Energie



Quelle: Schmidhuber (2012)

Abbildung 6:
Entwicklung der
Nachfrage nach
Energie nach
Weltregionen,
1975 bis 2035



Quelle: IEA (2012a)¹⁶

14 http://www.opec.org/opec_web/en/publications/2244.htm

15 <http://www.eia.gov/>

16 <http://www.worldenergyoutlook.org/pressmedia/recentpresentations/PresentationWEO2012launch.pdf>

Im Jahr 2004 wurden weltweit 11.204 Mtoe bereitgestellt und 7.639 Mtoe Endenergie verbraucht, davon 16 % als elektrische Energie, 26 % für den Verkehr und 49 % für Wärme. 32 % der Primärenergie wurde zur Herstellung von Endenergie, insbesondere für Strom, benötigt; das waren 4.133 Mtoe. Durch die Verwendung fossiler Quellen wurden im Jahr 2004 26.077 Mt CO₂ emittiert (Metzger und Hüttermann 2008).

Im Jahr 2011 wurden täglich 87,4 Mio. Fass (mb/d) Öl verbraucht. Für 2016 rechnet die IEA mit einem Verbrauch von 95,3 Mio. Fass täglich; 2035 wird sich die Ölnachfrage auf 99,7 mb/d belaufen; 41 % der Steigerung entfallen auf China. Die OPEC wird ihre Produktion von 35,72 im Jahr 2010 auf 37,85 Mio. Fass im Jahr 2016 steigern.

Über die Hälfte des weltweiten Ölverbrauchs entfällt bereits heute auf den Verkehrssektor, und dieser Anteil steigt durch die Verdoppelung der Zahl der Personenkraftwagen (auf 1,7 Mrd.) und der rasch wachsenden Straßengüterverkehrsnachfrage weiter. Der Straßengüterverkehr ist für fast 40 % des Ölverbrauchswachstums verantwortlich. Der Ölverbrauch von Lastkraftwagen – hauptsächlich Diesel – steigt wesentlich stärker als der von Pkw. (IEA 2012).

Daten und Prognosen bis 2040 über Herkunft, Verbrauch, Kapazitäten und Preise von Energie, gegliedert nach Rohstoffen, Nutzungsart und Sektoren in den USA stellt die Energy Information Administration (<http://www.eia.gov>) zur Verfügung. Dabei zeigt sich eine hohe Abhängigkeit vom Rohstoff Kohle. In den USA wurde im Jahr 2011 12,7 % des privaten Stromverbrauchs aus erneuerbaren Energien gedeckt (UN-Energy 2012); fast ein Viertel davon entfiel auf Windkraft (Tabelle 2).

Strom aus	Erzeugung (EWh)				Kapazität (Sommer) (PW)			
	2010/11	2040	Änderung	%	2010/11	2040	Änderung	%
Wind	107,1	189,9	82,8	77	42,5	66,7	24,1	57
Holz u. andere Biomasse	11,0	49,3	38,3	349	2,4	2,9	0,5	22
Geothermie	16,0	46,5	30,6	192	2,4	6,3	3,9	165
Photovoltaik	0,7	20,2	19,5	2.810	0,7	8,2	7,5	1.084
Wasserkraft	290,8	310,1	19,3	7	77,8	81,2	3,4	4
Solarthermie	0,8	2,9	2,1	256	0,5	1,4	0,9	180
Offshore Wind	0,0	0,8	0,8		0,0	0,2	0,2	
Bioabfall	16,2	14,7	-1,5	-9	3,3	3,4	0,1	2
insgesamt	442,6	634,3	191,7	43	129,6	170,2	40,6	31

Quelle: EIA¹⁷

Tabelle 2:
Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Quellen in den USA, 2010/11 und 2040

2.3 Erzeugung und Verbrauch in der EU

In der EU27 wurden 2010 knapp 831 Mt Rohöläquivalent an Primärenergie erzeugt und 1.759 Mt verbraucht. Die Energieausbeute, also der Anteil des Endverbrauchs am Bruttoinlandsverbrauch, lag zwischen 64 und 66 %; sie hat sich im letzten Jahrzehnt nicht verbessert. Der Selbstversorgungsgrad in der EU27 verminderte sich von 56 % im Jahr 1999 auf ca. 47 % im

17 <http://www.eia.gov/oiaf/aeo/tablebrowser/#release=AE02013ER&subject=0-AE02013ER&table=16-AE02013ER®ion=0-0&cases=full2012-d020112c,early2013-d102312a>

Jahr 2007; seither hat er nicht weiter abgenommen, weil der Bruttoinlandsverbrauch zurückgegangen ist (Tabelle 3). Weitere Daten und Abbildungen über die Erzeugung und den Verbrauch von Energie in der EU und den Mitgliedstaaten finden sich in EK (2011e)¹⁸.

Der Selbstversorgungsgrad (= Gesamtzeugung von Primärenergie / Bruttoinlandsverbrauch an Primärenergie) ist in Deutschland mit 39 % geringer als in der EU27; in Österreich liegt er bei 34 %¹⁹. Die Energieausbeute (= Energieendverbrauch / Bruttoinlandsverbrauch an Primärenergie) lag in Deutschland zwischen 63 und 66 %, in Österreich jedoch bei 81 %. Diese Prozentzahl ist ein wenig geringer, wenn man die Daten der Energiebilanz für Österreich zugrunde legt (Tabelle 5). Der so berechnete Selbstversorgungsgrad ist nicht ganz korrekt, weil der nichtenergetische Verbrauch von Primärenergie (Schmiermittel, Fette, Bitumen, Lösemittel) und die Zusammensetzung der Importe und Exporte unberücksichtigt bleiben.

Deutschland war auch im Jahr 2011 der weltweit drittgrößte Markt für Investitionen in erneuerbare Energien. Es deckt inzwischen 12,2 % des gesamten Endenergieverbrauchs und 20 % des Stromverbrauchs aus erneuerbaren Energiequellen. Die Erzeugung von Solarenergie stieg in Deutschland im letzten Jahrzehnt (zwischen 2000 und 2010) um das 12,6-fache, in Österreich um das 2,7-fache und in der EU27 um das 8,6-fache. Solarenergie erreichte im Jahr 2010 einen Anteil von 0,4 % an der Erzeugung von Primärenergie in der EU27. In Deutschland betrug dieser Anteil 1,1 % und in Österreich 1,5 %.

18 http://ec.europa.eu/energy/observatory/countries/doc/key_figures.pdf

19 EK (aktuell), <http://www.energy.eu/#renewable>

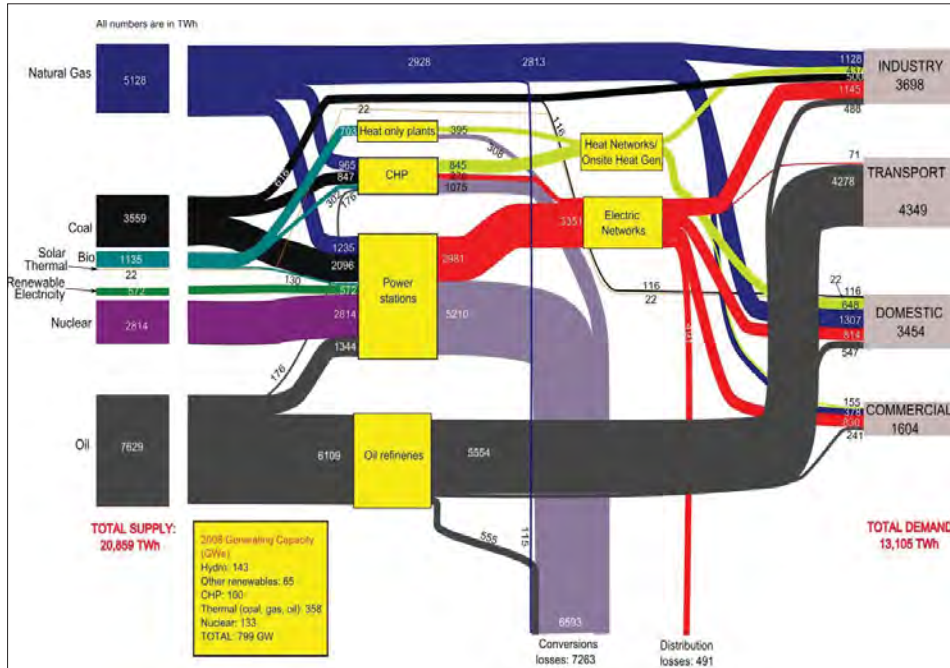
1000 t RÖE	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
EU27												
Gesamterzeugung von Primärenergie	949.404	940.616	940.938	939.932	931.603	928.426	896.868	878.052	856.892	850.350	813.658	830.868
davon Solarenergie	391	430	482	533	594	683	806	988	1.264	1.730	2.498	3.686
Nettoimporte	761.131	784.290	822.541	818.318	867.606	891.945	927.475	947.651	951.994	949.965	889.711	928.147
Bruttoinlandsverbrauch	1.710.535	1.724.906	1.763.479	1.758.250	1.799.209	1.820.371	1.824.343	1.825.703	1.808.886	1.800.315	1.703.369	1.759.015
Energieendverbrauch	1.112.313	1.120.903	1.145.029	1.132.238	1.171.483	1.186.394	1.191.402	1.191.970	1.165.436	1.173.745	1.112.212	1.153.312
Selbstversorgungsgrad in %	56	55	53	53	52	51	49	48	47	47	48	47
Deutschland												
Gesamterzeugung von Primärenergie	137.161	135.383	134.682	134.544	135.879	138.778	136.410	138.480	139.923	135.184	127.513	131.505
davon Solarenergie	92	115	150	184	216	262	353	472	580	735	973	1.452
Nettoimporte	204.378	208.239	218.651	210.896	212.573	211.333	209.585	210.425	199.870	207.684	198.933	204.590
Bruttoinlandsverbrauch	341.539	343.622	353.333	345.440	348.452	350.111	345.995	348.905	339.793	342.868	326.446	336.095
Energieendverbrauch	220.833	219.083	222.687	219.232	230.770	230.812	229.527	233.212	215.346	223.781	213.096	217.378
Selbstversorgungsgrad in %	40	39	38	39	39	40	39	40	41	39	39	39
Österreich												
Gesamterzeugung von Primärenergie	9.734	9.777	9.781	9.829	9.603	9.921	9.961	10.137	10.888	11.228	11.446	11.755
davon Solarenergie	58	63	67	70	80	87	93	101	109	118	127	171
Nettoimporte	19.438	19.402	20.891	21.141	23.161	23.458	24.437	24.348	23.253	23.107	21.034	22.863
Bruttoinlandsverbrauch	29.172	29.179	30.672	30.970	32.764	33.379	34.398	34.485	34.141	34.335	32.480	34.618
Energieendverbrauch	23.441	23.670	25.075	25.290	26.580	26.983	28.141	27.855	27.637	27.883	26.287	27.933
Selbstversorgungsgrad in %	33	34	32	32	29	30	29	29	32	33	35	34

Quelle: EUROSTAT, http://epp.eurostat.ec.europa.eu/portal/page/portal/energy/data/main_tables

Tabelle 3:
Erzeugung und Verbrauch von Energie in der EU27, Deutschland und Österreich, 1999-2010

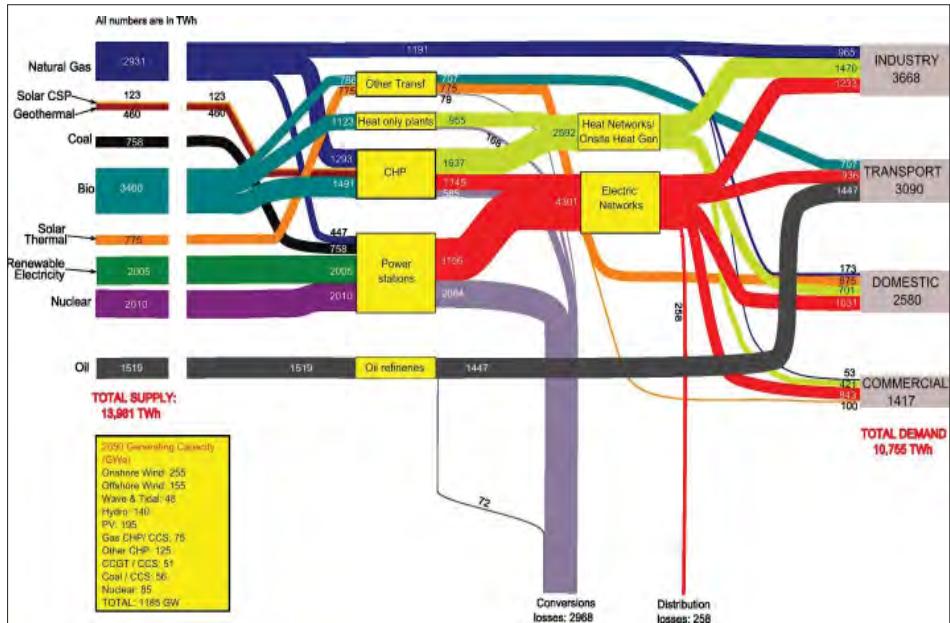
Die Umwandlung von Rohenergie zu Endenergie in der EU27 samt den dazu nötigen Transporten im Jahr 2008 zeigt das Energieflussdiagramm in Abbildung 7 (der Energiefluss von Biomasse in der EU wird in Abbildung 29 gezeigt); den prognostizierten Energiefluss im Jahr 2050 zeigt Abbildung 8. Die wichtigsten Daten dazu finden sich in Tabelle 4.

Abbildung 7:
Einsatz und
Verbrauch von
Energie in Europa,
2008



Quelle: <http://www.cogeneurope.eu/medialibrary/2011/08/16/9a4fbfd5/30062011-COGEN-Europe-report-Cogeneration-2050.pdf>

Abbildung 8:
Einsatz und
Verbrauch von
Primärenergie für
die EU27 im Jahr
2050 (in TWh)



Quelle: <http://www.cogeneurope.eu/medialibrary/2011/08/16/9a4fbfd5/30062011-COGEN-Europe-report-Cogeneration-2050.pdf>

Demand by sector	Today (TWh)	2050 (TWh)	% Reduction
Commercial	1604	1417	12
Industrial	3698	3668	1
Residential	3454	2580	25
Transport	4349	3090	29
Total	13105	10755	20

Tabelle 4:
Verbrauch von
Endenergie in
Europa, 2008 und
2050

Quelle: <http://www.cogeneurope.eu/medialibrary/2011/08/16/9a4bfd5/30062011-COGEN-Europe-report-Cogeneration-2050.pdf>

2005 stammten 6,7 % des Energieverbrauchs der EU aus erneuerbaren Quellen, davon 66 % aus Bioenergie. 15 % des Elektrizitätsverbrauchs stammte aus erneuerbaren Quellen, dieser Anteil soll bis 2010 auf 21 % steigen (siehe EK aktuell)²⁰.

Bis zum Jahr 2020 soll der Anteil der erneuerbaren Energien am europäischen Gesamtenergieverbrauch 20 % betragen. Hierbei wird die Bioenergie, insbesondere der Energieträger Holz, eine entscheidende Rolle spielen.

Schon heute werden zwei Drittel der erneuerbaren Energien in Europa durch Bioenergie bereitgestellt. Dabei werden 66 % der eingesetzten Biomasse im Wärmemarkt genutzt, 31 % werden verstromt und 3 % zu Biokraftstoffen verarbeitet. Dominierender Rohstoff ist mit 85 % der eingesetzten Biomasse Holz. In Deutschland stammten im Jahr 2012 8,2 % des Endenergieverbrauchs aus Biomasse²¹. Bioenergie hatte einen Anteil von 9,5 % am Wärmeverbrauch, von 5,5 % am Kraftstoffverbrauch und von 6,9 % am Bruttostromverbrauch; letzterer soll laut Erneuerbare Energie Gesetz bis 2020 auf mindestens 35 % steigen²². Im Jahr 2020, im Wärmemarkt von 5,8 % auf mindestens 10 %. Große Ausbaupotenziale bestehen bei der Mobilisierung ungenutzten Waldholzes, beim Einsatz von Stroh und Getreide sowie bei schnell wachsenden Baumarten.

Weitere Daten über Energie in Deutschland und Europa finden sich in BMUNR (2013) bzw. EK (2012) und EK (2012a).

2.1.3 Energie in Österreich

Energie insgesamt

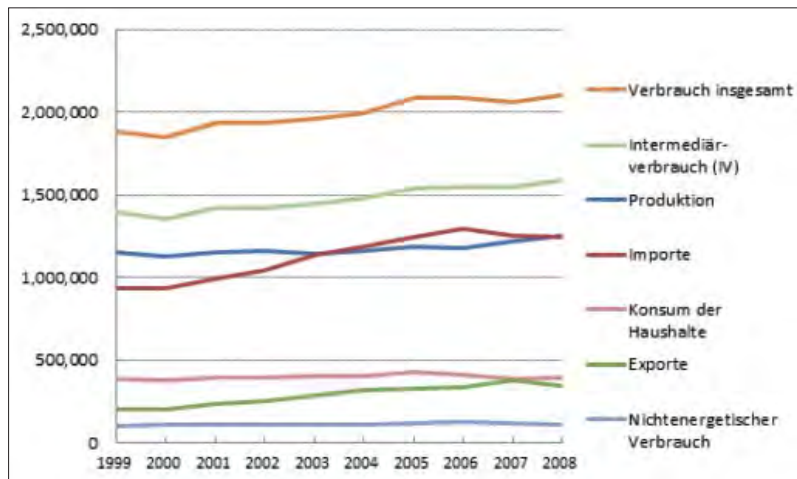
Das Aufkommen und die Verwendung von Energie werden einerseits in der Energiegesamtrechnung dargestellt, die derzeit für die Jahre 1999 bis 2008 vorliegt. Demnach erreichte der bis zum Jahr 2006 leicht steigende Energieverbrauch insgesamt 2.000 PJ und blieb seit 2005 annähernd konstant. Ca. 50 % des Energieverbrauchs werden importiert. Der größte Teil des Verbrauchs entfällt auf Industrie und Verkehr (sogenannter Intermediärverbrauch) (Abbildung 9).

20 <http://www.energy.eu/#renewable>

21 http://www.erneuerbare-energien.de/fileadmin/Daten_EE/Dokumente__PDFs_/hgp_d_ppt_2012_fin_bf.pdf#page=2

22 http://www.bioenergie.de/index.php?option=com_content&view=category&layout=blog&id=7&Itemid=23

Abbildung 9:
Entwicklung des
Aufkommens und
der Verwendung
von Energie in
Österreich, 1999-
2008, Tj



Quelle: Bundesanstalt Statistik Österreich, Energiegesamtrechnung; eigene Darstellung

Andererseits erstellt die Bundesanstalt Statistik Österreich eine Energiebilanz, die aktuellere Daten über Energie in Österreich enthält; sie liegt bis zum Jahr 2010 vor (Tabelle 3). Ihr zufolge erreichte der energetische Bruttoinlandsverbrauch im Jahr 2010 in Österreich den bisher höchsten Wert von 1.458 PJ. Davon standen für den „Energetischer Endverbrauch“ 1.119 PJ zur Verfügung. Das Aufkommen von inländischer Rohenergie betrug 502 PJ, davon stammten 364 PJ aus erneuerbaren Energieträgern, die somit einen Anteil von 73 % an der Erzeugung von Rohenergie einnahmen. Der Anteil der Kategorien Brennholz und biogene Brenn- und Treibstoffe an den erneuerbaren Energieträgern belief sich auf etwa 51 %; 16 Prozentpunkte entfielen auf Brennholz.

Die Produktion und der Anteil von erneuerbarer Energie im Verkehrssektor steigt aufgrund der Beimischungsverpflichtung von Biotreibstoffen zu Treibstoffen (Tabelle 43, S. 192, Kapitel 6.3, S. 194). Im Jahr 2011 wurden in Österreich 7,82 Mt Dieselkraftstoff und Benzin abgesetzt (Tabelle 6); darin befanden sich 103.149 t Bioethanol und 422.072 t Biodiesel (Tabelle 25, S. 125).

Kalt et al. (2011)²³ haben diese und viele weitere Daten ausgewertet und in einem Bericht über den österreichischen Handel mit Energie, unter besonderer Berücksichtigung der erneuerbaren Energie und der Bioenergie, übersichtlich, detailliert und mit gut verständlichen Grafiken dargestellt (Abbildung 10, Abbildung 12).

23 <http://www.bioenergytrade.org/downloads/iea-task-40-country-report-2011-austria.pdf>

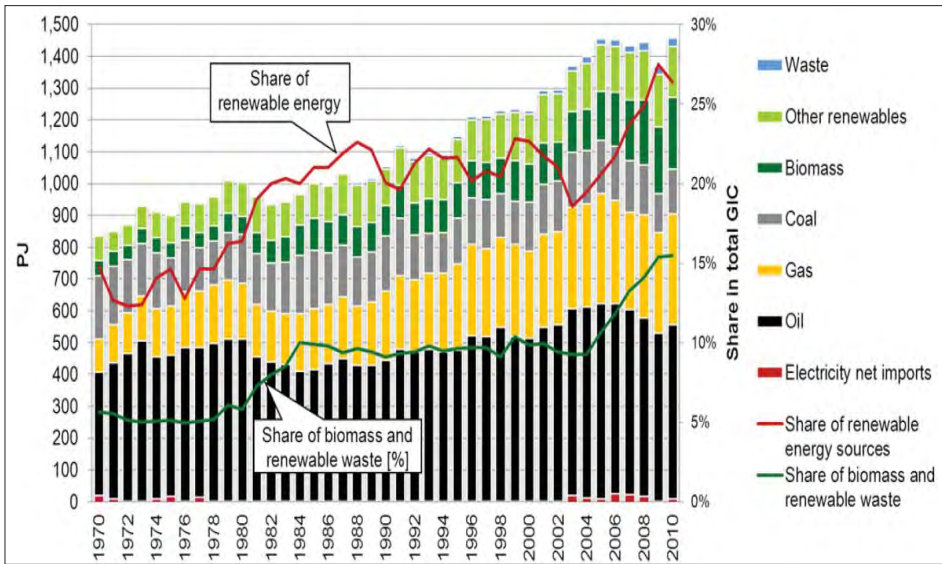


Abbildung 10: Struktur des Bruttoinlandsverbrauchs von Energie in Österreich und Anteile erneuerbarer Energien und Energie aus Biomasse, 1970 bis 2010

Waste: Abfall (erneuerbare und nicht erneuerbare Quellen); other renewables: Andere Erneuerbare enthalten Biomasse, erneuerbaren Abfall, Wasserkraft, Wind, Umgebungsenergie, Photovoltaik usw.

Quelle: Kalt et al. (2011)²⁴. Daten: Bundesanstalt Statistik Österreich (aktuell), Energiebilanz

²⁴ http://www.eeg.tuwien.ac.at/index.php?option=com_wrapper&view=wrapper&Itemid=66

Tabelle 5:
Energiebilanz für
Österreich, 1999-
2010

in Tj	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Inländ. Erzeugung v. Rohenergie	410.459	412.206	412.482	412.891	413.297	418.365	418.927	428.567	458.833	476.614	486.622	501.832
davon erneuerbare Rohenergie	281.709	278.911	282.838	273.737	258.908	279.331	301.118	299.242	330.902	350.722	356.450	364.391
Importe	925.788	925.951	982.270	1.030.498	1.130.795	1.174.261	1.241.027	1.280.708	1.246.772	1.239.492	1.200.086	1.243.711
Verwendung	1.336.248	1.338.157	1.394.752	1.443.389	1.544.092	1.592.626	1.659.954	1.709.275	1.705.606	1.716.105	1.686.708	1.745.542
Einlagerung	15.522	11.585	40.964	745	-11.743	-9.363	232	-26.883	-10.867	-27.307	-9.340	57.962
Exporte	124.849	125.265	143.368	147.754	162.758	185.539	206.540	229.759	260.882	244.316	310.818	345.843
Bruttoinlandsverbrauch	1.226.920	1.224.477	1.292.348	1.296.380	1.369.590	1.397.724	1.453.646	1.452.633	1.433.857	1.444.482	1.366.550	1.457.662
Umwandlungseinsatz	854.150	803.012	839.623	839.261	830.504	843.652	881.058	867.036	868.230	892.124	864.999	872.983
Umwandlungsausstoß	744.336	713.990	739.199	746.037	727.671	736.281	768.279	754.606	761.013	784.197	765.845	759.946
Verbrauch des Sektors Energie	61.000	66.561	64.539	70.797	76.628	77.289	95.054	81.743	79.427	82.994	77.365	84.164
Transportverluste+ Meßdifferenzen	16.858	16.576	15.898	16.510	17.966	20.096	20.969	19.357	22.927	17.952	19.185	21.202
Nichtenergetischer Verbrauch	104.854	111.028	112.715	110.125	110.769	115.087	119.864	129.632	126.641	123.527	110.849	120.105
Energetischer Endverbrauch	934.394	941.289	998.772	1.005.726	1.061.394	1.077.881	1.104.979	1.109.471	1.097.645	1.112.083	1.059.997	1.119.154
Produzierender Bereich	235.645	253.629	258.802	257.335	272.858	288.696	299.338	309.301	313.246	320.723	316.176	317.852
Verkehr	280.254	292.724	313.083	335.830	357.014	364.478	379.318	374.386	382.062	369.816	357.923	368.548
Sonstige	418.495	394.936	426.887	412.561	431.522	424.707	426.323	425.785	402.338	421.544	385.898	432.753

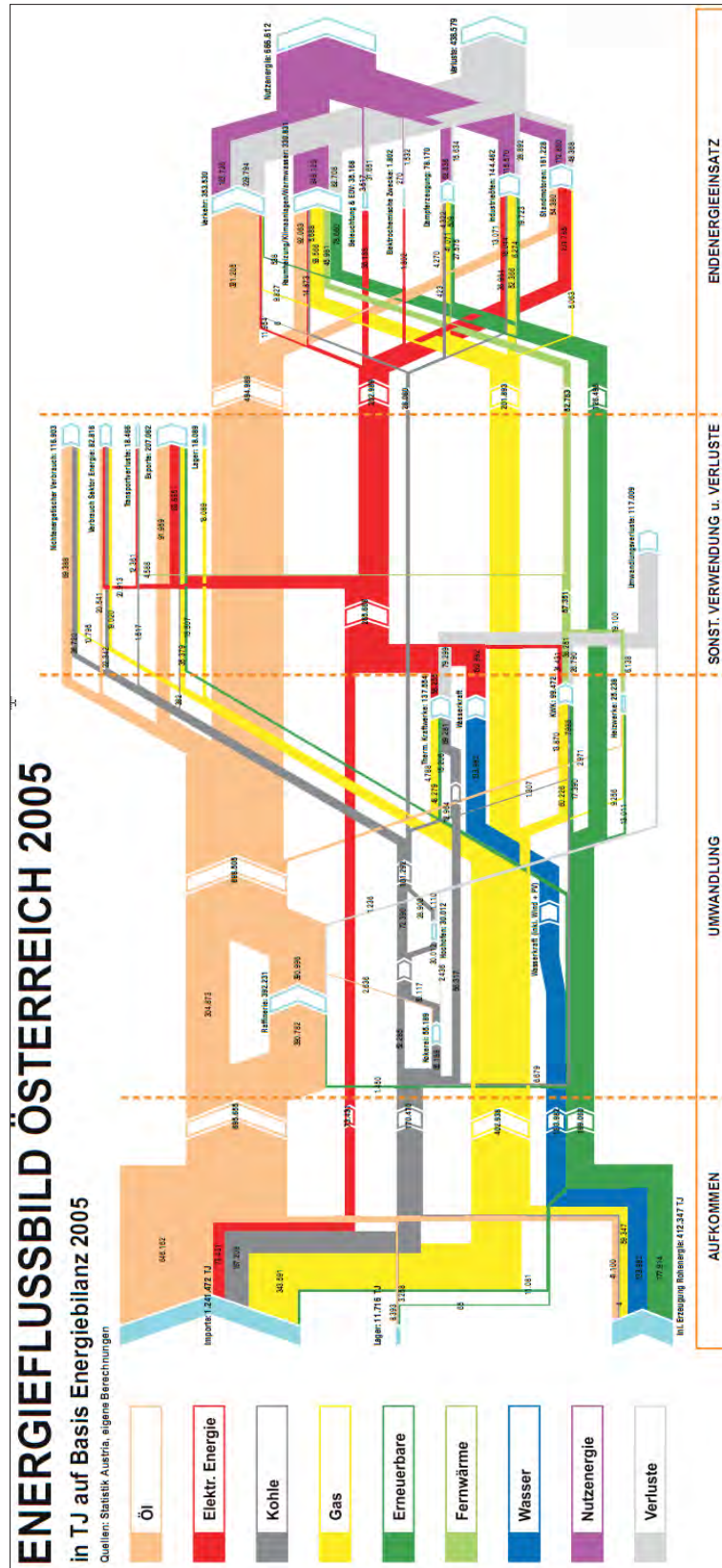
Quelle: Bundesanstalt Statistik Österreich (2013)

Jahr	Normalbenzin	Normalbenzin mit Bioanteil	„Super“ Benzin	„Super“ Benzin mit Bioanteil	„Super Plus“ Benzin	„Super Plus“ mit Bioanteil	Diesekraftstoff ohne	Diesekraftstoff mit Bioanteil	Gesamt
2001	599.831		1.311.286		87.038		4.674.751		6.672.906
2002	603.783		1.444.538		93.445		5.175.368		7.317.134
2003	597.989		1.530.973		93.519		5.741.610		7.964.091
2004	563.869		1.492.409		77.039		5.935.601		8.068.918
2005	545.331		1.467.054		61.054		4.755.597	1.508.539	8.337.575
2006	512.703		1.423.229		56.096		353.169	5.801.416	8.146.613
2007	369.431	104.714	1.141.524	294.538	48.350	7.528	23.233	6.063.719	8.053.037
2008	33.665	276.835	82.255	1.394.583	12.519	35.137	157.621	5.932.279	7.924.894
2009	152	149.371		1.643.652		48.688	62.475	5.889.649	7.793.987
2010		110.868		1.662.392		47.172	164.520	6.062.964	8.047.916
2011		35.099		1.679.254		41.106	120.853	5.944.040	7.820.352
Anteile in %		0,4		21,5		0,5	1,5	76,0	100,0

Quelle: Winter (2012) (http://www.biokraft-austria.at/uploads/austria_2012_de_133346_DE.pdf). Siehe auch Tabelle 25, S. 125

Tabelle 6:
Der Verbrauch
von Treibstoffen
für den Verkehr
in Österreich,
2001-2011

Abbildung 11:
Energieflussbild
Österreich 2005



Quelle: Austrian Energy Agency (2007)²⁵

25 [http://www.energyagency.at/\(de\)/publ/pdf/efluss05.pdf](http://www.energyagency.at/(de)/publ/pdf/efluss05.pdf)

Detailliertere Daten über die Entwicklung des Energiesektors in Österreich und in Niederösterreich finden sich auch im Energiebericht Niederösterreich 2010 (Amt der niederösterreichischen Landesregierung 2011). Aggregierte Daten über die Entwicklung der Herkünfte und Verwendungen verschiedener Energieträger in Österreich (Kohle, Erdöl, Gas, Erneuerbare Energie, Fernwärme, Wasserkraft, elektrische Energie, Wind und Photovoltaik) veröffentlicht auch das WIFO (aktuell). Das BMWFJ (2009) publizierte einen Energiestatus-Bericht Österreich mit einem Energieflussbild und der Energiebilanz 2005 sowie anschaulichen Grafiken über die Entwicklungen verschiedener Komponenten bis zum Jahr 2007.

Die Landwirtschaftskammer Österreich veröffentlicht auf ihrer Homepage aktuelle Daten über die forstwirtschaftlich genutzte Fläche, Vorrat, Zuwachs und Nutzung im Ertragswald, den Holzeinschlag, die Holzproduktion in der EU, die inländische Erzeugung von Rohenergie, den Bruttoinlandsverbrauch, den Treibstoffverbrauch inkl. Biotreibstoffe, automatische Biomassefeuerungen und Ökostrom-Einspeisemengen und -Vergütungen in Österreich. Letztere veröffentlicht auch das BMLFUW auf seiner Homepage (Tabelle 7).

Verbrauch und Ausgaben

Der Haushaltssektor verbrauchte im Durchschnitt der Jahre 1990 bis 2005 30 % des energetischen Endverbrauches; er stieg in diesem Zeitraum um knapp ein Fünftel. Verantwortlich dafür war die zunehmende Technisierung der Haushalte durch stärkere Verbreitung von Kühlschränken, Gefrierschränken, Geschirrspülmaschinen, Waschmaschinen, Wäschetrocknern, Fernsehgeräten, Unterhaltungs- und informationstechnische Geräte, und die zunehmende Zahl von Haushalten und deren Nutzflächen.

Daten über die Ausgaben der Haushalte für Energie und Verkehr stehen aus der Volkswirtschaftlichen Gesamtrechnung zur Verfügung. Demnach entfielen laut Konsumerhebung 2004/05 im Durchschnitt 16 % der Konsumausgaben auf Verkehrsausgaben – mit deutlichen Unterschieden nach der Bevölkerungsdichte und dem Vorhandensein eines oder mehrerer PKW im Haushalt. 5 % der Konsumausgaben entfielen auf Energieausgaben für Wohnen; Haushalte in Regionen mit mittlerer und geringer Bevölkerungsdichte geben um 50 % mehr dafür aus als solche in Gebieten mit großer Bevölkerungsdichte, wo die Wohnungen durchschnittlich kleiner sind.

Seit dem Jahr 1995 nahmen die Anteile von Gas und flüssigen Brennstoffen an den Ausgaben für Energie zum Wohnen zu, während jene von Elektrizität, festen Brennstoffen und Fernwärme abnahmen. Die gestiegenen Anteile beruhten zum Teil auf gestiegenen Preisen. Die Ausgaben für Personenverkehrsleistungen der Bahn stiegen schwächer als die gesamte Verkehrsnachfrage, während ihre Preise stärker stiegen.

Köpl und Wüger (2007) schätzten die Nachfrageelastizitäten für Elektrizität, andere Energieträger und die Energieausgaben für Wohnen auf Basis eines *Almost Ideal Demand System*. Sie lagen nach allen Merkmalsausprägungen deutlich niedriger als 1, was zeigt, dass Preissteigerungen zu nur geringen Änderungen der Nachfrage führen. Die Elastizitäten unterschieden sich kaum nach Energieträgern und „nicht sehr ausgeprägt“ nach Haushaltsmerkmalen, waren aber höher bei Haushalten mit niedrigeren Einkommen. Die unabhängig davon geschätzte

Elastizität für Energieausgaben für den Verkehr lag dagegen für Haushalte, die mindestens ein Auto besitzen, deutlich über 1, während die Elastizitäten der Energieausgaben für die anderen Verkehrsausgaben deutlich unter 1 lagen. Haushalte ohne Auto hatten eine hohe Elastizität für öffentliche Verkehrsmittel.

Von den 310,9 TWh Energie, die im Jahr 2010 in Österreich verbraucht wurden, entfielen 55,0 TWh (17,7 %) auf Strom (Tabelle 7; erneuerbare Energie siehe Tabelle 8).

Tabelle 7:
Aufbringung und
Verwendung
von Strom in
Österreich,
2008-2010

Verwendung von Strom in Österreich		
	2008	2009
	in GWh	
Endverbrauch Strom	55.277	53.291
Netzverluste	3.449	3.314
Eigenbedarf Netz	252	278
Eigenbedarf Erzeugung	1.098	1.021
Inlandsstromverbrauch	60.075	57.905
Pumpspeicherung	3.269	3.957
Physikalische Stromexporte	14.818	18.676
Verwendung Total	78.162	80.538

Aufbringung von Strom in Österreich			
	2008	2009	2010
	in GWh		
Wasserkraft inkl. Kleinwasserkraft	39.015	41.911	39.901
Wärmeleistung inkl. erneuerbarer Wärmeleistung	17.048	16.760	19.581
Windkraft, Photovoltaik und Geothermie	2.031	1.979	2.096
Sonstige Erzeugung	379	407	335
Physikalische Stromimporte	19.689	19.481	19.844
Aufbringung Total	78.162	80.538	81.757

Quelle: BMLFUW (Homepage)²⁶

Die zukünftige Entwicklung des Stromverbrauchs in Österreich bis zum Jahr 2050 wurde von der *Austrian Energy Agency* (2012) geschätzt. Demnach nimmt die Bedeutung von Strom als Energieträger zu. Insgesamt wird 2050 in Österreich je nach Szenario um 15–20 % mehr Strom verbraucht werden als im Jahr 2010. Der Endenergieverbrauch in den vorliegenden Szenarien-Ergebnissen bewegt sich 2050 zwischen 1.040 PJ (*Waiting*) und 799 PJ (*Steering*). Bei den privaten Haushalten ist bis 2050 aber ein Rückgang des Endenergie- und Stromverbrauchs zu erwarten. Im Verkehrssektor ist die Dynamik des Rohölpreises die entscheidende Variable. Der Stromverbrauch wird sich bis 2050 im *Chasing*- und im *Steering*-Szenario (globale Herausforderungen werden rechtzeitig erkannt und sowohl nationale wie auch internationale Steuerungsmaßnahmen werden getroffen) vervierfachen und etwa ein Fünftel des Gesamtenergieverbrauchs betragen.

²⁶ <http://duz.lebensministerium.at/duz/duz/theme/view/1303896/0/608/626?REF=popup> und <http://duz.lebensministerium.at/duz/duz/theme/view/1303813/0/608/670?REF=popup>

Erneuerbare Energie in Österreich

An der Erzeugung von Primärenergie in Österreich haben erneuerbare Energieträger einen Anteil von über 70 %. Die Produktion von Kohle ist im Jahr 2004 praktisch zum Erliegen gekommen, und der Anteil von Erdgas und Erdöl an der Energieerzeugung blieb seit den 1980er Jahren unter 20 %. Dagegen wurde der Anteil von Biomasse und biogenen Abfällen kontinuierlich gesteigert und übertrifft inzwischen jenen der übrigen erneuerbaren Energieträger (Abbildung 12, Tabelle 8).

Im Bericht „Basic data - Bioenergy 2012“ stellt die *Austrian Energy Agency* (2012) die aktuelle Lage der Ökoenergie in Österreich dar²⁷. Daten über die Herkunft und die Verwendungen von erneuerbaren Energien in Österreich finden sich auch in BMLFUW (2011)²⁸. Eine Übersicht über Einspeisemengen und Vergütungen von Ökostrom in Österreich bis 2009 finden sich im Grünen Bericht (BMLFUW 2012, Tabelle 6.1.5).

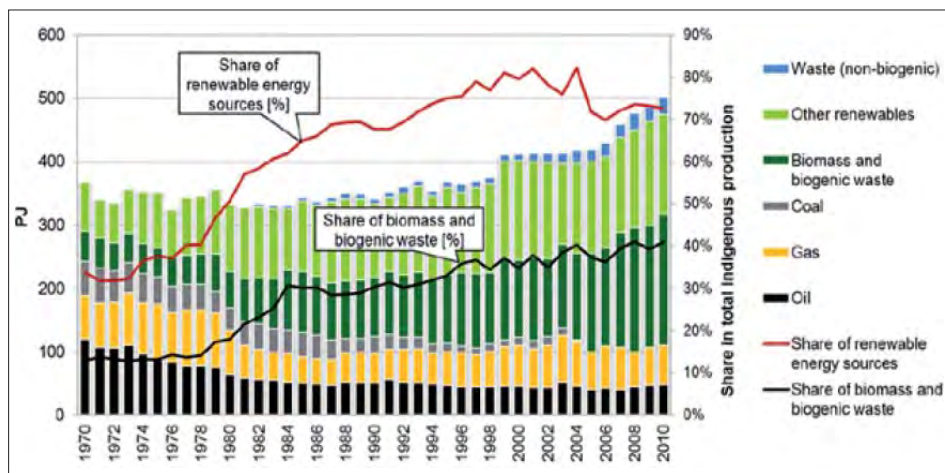


Abbildung 12: Erzeugung heimischer Primärenergie-träger und Anteile erneuerbarer Energien und Energie aus Biomasse, 1970 bis 2010

Waste: Abfall (nicht erneuerbare Quellen); *other renewables*: Andere Erneuerbare (Biomasse, erneuerbarer Abfall, Wasserkraft, Wind, Umgebungsenergie, Photovoltaik usw.); Biomasse und Abfall aus erneuerbaren Quellen;
Quelle: Kalt et al. (2011). Daten: Bundesanstalt Statistik Österreich

Die erneuerbaren Energien wurden in den Jahren 2008 und 2009 je zur Hälfte für Strom und Wärme verwendet. Der größte Teil der erneuerbaren Endenergie stammt aus Wasserkraft (39,5 %), gefolgt von Holzbrennstoffen (32,4 %) und erneuerbarer Fernwärme (Tabelle 8). Die Erzeugung von Biokraftstoffen (siehe Kapitel 4.3.2, S. 127, und Tabelle 25, S. 125) spielte in diesen Jahren eine geringere Rolle, weil Getreide zu teuer war, um als Rohstoff dafür eingesetzt zu werden.

²⁷ <http://www.energyagency.at/fileadmin/dam/pdf/publikationen/berichteBroschueren/bioenergy-basicdata.pdf>

²⁸ http://www.bmlfuw.gv.at/lmat/dms/lmat/publikationen/umwelt/energie/energie_zahlen_2010/Erneuerbare-Energie-in-Zahlen-2010_neu/Erneuerbare%20Energie%20in%20Zahlen%202010_neu.pdf?1=1

Tabelle 8:
Erzeugung
erneuerbarer
Endenergie in
Österreich nach
Sparten, in GWh,
2008-2009

	2008			2009			2008	2009	Anteile
	Strom	Wärme	Kraftstoff	Strom	Wärme	Kraftstoff	Gesamt		in %
Wasserkraft	38.757			39.237			38.757	39.237	39,5
Holzbrennstoffe ¹⁾	2.599	27.744		2.674	29.511		30.343	32.185	32,4
Fernwärme ²⁾		7.138			8.451		7.138	8.451	8,5
Laugen	1.121	4.866		1.201	5.810		5.987	7.011	7,1
Biokraftstoffe	40		6.222	30		6.064	6.262	6.094	6,1
Windkraft	2.024			2.035			2.024	2.035	2,0
Solarwärme		1.429			1.904		1.429	1.904	1,9
Umgebungswärme		1.335			1.381		1.335	1.381	1,4
Biogas	611	192		649	189		803	838	0,8
Geothermie	2	78		1	89		80	90	0,1
Photovoltaik	49			89			49	89	0,1
Summen	45.201	42.782	6.222	45.916	47.335	6.064	94.205	99.315	100,0

1) Brennholz, Hackschnitzel, Holzpellets, Holzbriketts, Holzabfälle, Holzkohle, biogene Abfälle

2) Erneuerbarer Anteil: enthält Müll erneuerbar, Holz-basiert, Biogas, Biogene flüssig, Laugen, sonstige feste Biogene und Geothermie

Quelle: Bundesanstalt Statistik Österreich (2011), BMLFUW²⁹

Mitte 2012 wurden 10.235 Anlagen mit einer Engpassleistung von 1.911 MW betrieben. Die durchschnittlichen Leistungen liegen zwischen 11 KW bei Photovoltaikanlage und 6.360 KW bei Windkraftanlagen. Nicht alle der 27.000 genehmigten Ökostromanlagen wurden oder werden tatsächlich gebaut bzw. sind in Betrieb; manche haben sich als unrentabel erwiesen und andere sind erst in der Errichtungsphase (Tabelle 9).

Tabelle 9:
Ökostromanlagen
in Österreich und
ihre Engpass-
leistung,
2. Quartal 2012

Energieträger	Anlagen in Betrieb ¹⁾		Anerkannte Anlagen ²⁾	
	Anzahl	MW	Anzahl	MW
Biogas	293	80,7	362	104
Biomasse fest	127	327,4	198	435
Biomasse flüssig	43	8,9	94	25
Deponie- und Klärgas	45	16,5	69	30
Geothermie	2	0,9	2	1
Photovoltaik	7.840	87,5	23.468	215
Windkraft	176	1.119,4	247	1.852
Summe „sonstiger Ökostrom“	8.526	1.641,3	24.440	2.663
Kleinwasserkraft bis 10 MW (unterstützt)	1.709	269,7	2.767	1.270
Gesamt	10.235	1.911,1	27.207	3.933

1) Ökostromanlagen mit Vertragsverhältnis mit OemAG, die bereits in Betrieb sind

2) genehmigte Anlagen am 30.06.2011, die aber zum Teil nicht errichtet wurden bzw. werden

Quellen: ÖMAG, E-Control³⁰

Im ersten Halbjahr 2012 wurden 3.166 GWh Ökostrom in das österreichische Stromnetz eingespeist und mit 328 Mio. € vergütet (Tabelle 24).

29 <http://duz.lebensministerium.at/duz/duz/theme/view/1303663/0/979/592?REF=popup>

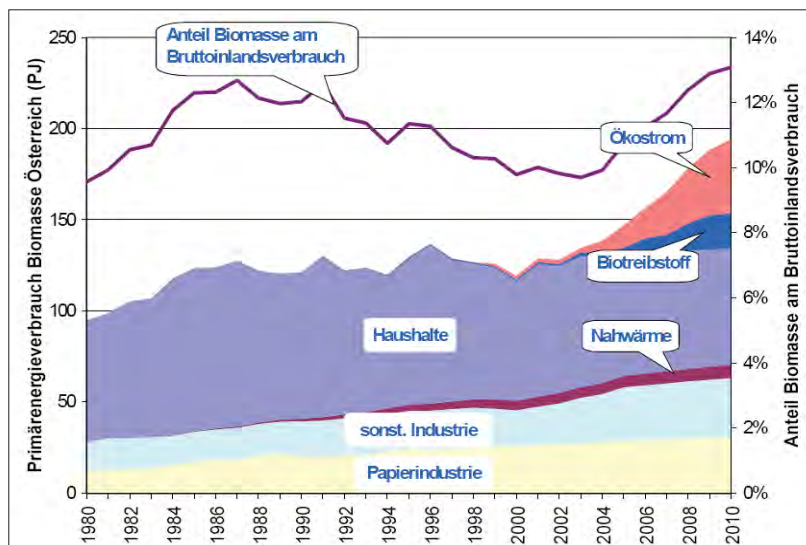
30 http://www.oem-ag.at/oemag/statistik/inst_leistung/2012_q2.jpg bzw. http://www.e-control.at/portal/page/portal/medienbibliothek/oeko-energie/dokumente/pdfs/eca_oekostrombericht%202011.pdf

Verwendung von Biomasse in Österreich

Von 2005 bis 2009 erhöhte sich der Bruttoinlandsverbrauch an Bioenergie (inkl. biogenen Hausmülls) von 160 PJ auf 210 PJ, also um 31 %. Aus der Tabelle 8 (S. 40) ist ersichtlich, dass die Biomassenutzung damals fast ausschließlich auf forstlichen Ressourcen beruhte, und zwar entweder in Form einer primären Nutzung von Waldholz oder einer sekundären Verwertung in Form von Sägenebenprodukten (SNP) und Abgabe („industrielle Biomasse“) oder auch Altholz. Kurzfristig werden noch Steigerungen beim Holzeinschlag möglich sein. Unter der Prämisse, dass die energetische Holznutzung nicht stark auf Kosten der Rohstoffversorgung der stofflichen Holzverwerter (insbesondere Papier-, Zellstoff und Plattenindustrie) gehen sollte, sind die zusätzlich mobilisierbaren inländischen Potenziale von forstlicher Biomasse und SNP jedoch sehr beschränkt.

Prognosen des Potenzials von Bioenergie finden sich in Tabelle 22 (S. 105). Demnach ist und bleibt Holz die wichtigste Ressource für den Bioenergiemarkt. Weitere Daten darüber finden sich bei ÖBV (2011, 2011b)³¹.

Abbildung 13 zeigt die historische Entwicklung der Biomasse-Nutzung seit dem Jahr 1980 sowie eine Kurzfrist-Prognose bis zum Jahr 2010 auf Basis relativ sicherer Daten zu bereits vorliegenden Anlagengenehmigungen. In den vergangenen Jahrzehnten wurde Biomasse nahezu ausschließlich zur Wärmebereitstellung genutzt. Der vorherrschende Sektor waren die Haushalte, deren Anteil vor allem zu Zeiten hoher Ölpreise (Anfang der 80er Jahre) stark anstieg. Erst in den letzten Jahren und bis 2010 steigt die Ökostrom- sowie Biotreibstoffproduktion stark an – vor allem verursacht durch die entsprechenden Förderinstrumente. Dieser Anstieg wird vermutlich bis zum Jahr 2010 zu einem Anteil der Biomasse am gesamten Bruttoinlandsverbrauch von etwa 13 % führen.



Quelle: Kalt und Kranzl (2007)³²

31 <http://www.biomasseeverband.at/service/download/biomasse-daten-fakten/bioenergie-2020-die-prognosen/> und http://www.biomasseeverband.at/uploads/tx_osfopage/Basisdatenfolder_2011_OEBMV.pdf

32 http://eeg.tuwien.ac.at/events/iewt/iewt2007/papers/abstracts/Poster/PosterStrategien/Kalt_BiomasseStrat.pdf

Abbildung 13:
Entwicklung
der Biomasse-
Nutzung in Ös-
terreich seit 1980
und Prognose bis
2010

Der Flächenbedarf für Bioenergie setzte sich im Jahr 2009 wie folgt zusammen: Zur Erzeugung von Bioethanol wurden 55.000 ha Weizen und 25.000 ha Körnermais benötigt, zur Erzeugung von Biodiesel ca. 57.000 ha Raps, für Biogas 34.000 ha (22.000 ha Silomais, 6.500 ha Grassilage und 3.500 ha Grünroggen) (Stürmer 2011).

CO₂-Emissionen in Österreich

Zufolge der Emissionsbilanz stiegen die CO₂-Emissionen aus dem Verkehr seit 1990 von 12,4 auf 24 Mt (94 %). Der CO₂-Ausstoß aus dem Personenverkehr auf der Straße nahm um 46 % zu, die dort zurückgelegten Personenkilometer jedoch um 73 %. Die Verbesserung der Energieeffizienz um 16 % wurde durch einen überproportionalen Nachfragezuwachs (infolge der Zunahme der PKW und deren Größe) überkompensiert (*Rebound* Effekt) (Köppl und Wüger 2007). Die mit PKW zurückgelegten Wege haben sich seit 1960 vervierfacht: sie stiegen von knapp 20 Mrd. auf 80 Mrd. Personenkilometer im Jahr 2000. Die mit der Bahn zurückgelegten Wege wuchsen im selben Zeitraum von 7,5 auf 9,5 Mrd. Personenkilometer. Im Bereich des Gütertransports hat sich die mit LKW durchgeführte Transportleistung in den letzten 5 Jahrzehnten auf das zwanzigfache erhöht, jene der Schiene ist „nur“ um das Dreifache gestiegen (Herry 2007).

Die Emissionen von THG (CO₂, Methan, Lachgas, Fluorkohlenwasserstoffe, Schwefelhexafluorid) stiegen in Österreich im Jahr 2005 auf 93,2 Mt CO₂-Äquivalente und entfernten sich damit vom Kyoto-Ziel, nach dem im Durchschnitt der Jahre 2008-2012 erreicht werden muss. Hauptverursacher des Anstiegs waren der Verkehrssektor (+94,1 % seit 1990)³³, die Energieversorgung (+16,6 %) sowie Industrie und produzierendes Gewerbe (+14,5 %).

Der Anteil der Kohle am energetischen Endverbrauch verringerte sich deutlich auf 2,4 %, während jener von Erdgas auf 18,3 % und jener von Erdöl auf 44,8 % stieg. Die Anteile von erneuerbaren Energieträgern und Elektrizität sanken leicht auf 11,4 bzw. 18,4 %; Fernwärme stieg auf 4,8 %. Die Zunahme des Endverbrauchs aus erneuerbaren Energieträgern (35,9 %) konnte also mit der Zunahme insgesamt (44,2 %) nicht Schritt halten.

Die deutliche Änderung des Energieträger-Mixes zugunsten von Gas und Erdöl änderte kaum etwas an der Energieintensität (Energieverbrauch je Einheit des realen Produktionswertes) insgesamt. In der Industrie wurde jedoch zwischen 1990 und 2005 eine um 13,3 % geringere Intensität erreicht. Veränderungen der relativen Preise (z. B. durch Einführung einer Energiesteuer auf Ölprodukte, Gas und Elektrizität 1995) hatten in einzelnen Branchen hohe Substitutionseffekte und entsprechende Wirkungen auf die Emissionen zur Folge, da die Emissionsfaktoren sehr unterschiedlich sind (Kohle ca. 100 t CO₂ je Tj, Ölprodukte 78, Gas 55). Die Zunahme des Anteils von PKW mit Dieselmotor auf ca. 50 % aller PKW reduzierte die Energieintensität pro Fahrleistung um 16 %. Dieser Fortschritt bezüglich CO₂-Emissionen wurde jedoch konterkariert durch eine Steigerung der Zahl der Haushalte um 16 % und der Zahl der PKW je Haushalt um 23 %. Beim inländischen Güterverkehr wurde die Energieintensität um 30 % verringert; da die Transportleistungen aber deutlich stärker stiegen, stiegen seine CO₂-Emissionen.

³³ Der energetische Endverbrauch im Verkehrssektor nahm von 1999 bis 2005 um jährlich 5,8 % zu. Die Treibhausgasemissionen des Verkehrs erreichten im Jahr 2005 einen Höchstwert von 25,1 M t, sanken dann vier Jahre lang und stiegen dann im Jahr 2010 auf 22,5 Mio t.

Die CO₂-Emissionen der Haushalte änderten sich kaum; die Energieintensität je Nutzfläche sank um 25 %, während die Zahl der Hauptwohnsitze um 17 % und die durchschnittliche Nutzfläche um 14 % stiegen. (Kratena und Meyer 2007).

Der weltweite Wachstumseinbruch hat laut Kletzan-Slamanig (2009) gegenläufige Effekte auf den Energieverbrauch in Österreich. Einerseits wirkt der Rückgang der Gesamtproduktion ceteris paribus dämpfend. Andererseits induziert das niedrigere Energiepreisniveau ceteris paribus einen Anstieg des Energieverbrauchs. Die Effekte auf den Energieverbrauch und die CO₂-Emissionen in Österreich wurden in zwei Versionen berechnet:

- ■ ■ Mit einer aggregierten Gleichung wurden Energieverbrauch und CO₂-Emissionen insgesamt geschätzt.
- ■ ■ Der Energieverbrauch der Sachgütererzeugung wurde getrennt ermittelt und daraus der gesamte Energieverbrauch hochgerechnet.

Der ersten Berechnung liegen eine ökonometrische Gleichung für den aggregierten energetischen Endverbrauch und eine angeschlossene Gleichung für die CO₂-Emissionen zugrunde. Dabei wird der Energieverbrauch in Abhängigkeit vom BIP-Wachstum, den Energiepreisen und den klimatischen Bedingungen (Heizgradtage) dargestellt. Demnach wird der Energieverbrauch im Jahr 2010 um 10 % geringer sein als im Basisszenario. In diesem Krisenszenario stagniert der Energieverbrauch etwa; jedoch sinken in der Folge die CO₂-Emissionen und liegen damit um 7 Mt unter jenem Wert, der sich im Basisszenario ergäbe. Das Krisenszenario bedeutet also eine Senkung der Emissionen sowohl gegenüber dem Basisszenario als auch gegenüber dem Niveau von 2008 (rund 2.8 Mt). Damit ergibt sich eine geringfügige, aber nicht nachhaltige Annäherung an das österreichische Kyoto-Ziel.

Die Nachfrage nach Energiedienstleistungen in seinen Hauptformen (Treibstoffe, Heizung, Elektrizität) hängt auch von deren Preisen ab. Die unkomensierte (*in Klammer jeweils die kompensierte*) Eigenpreiselastizität der Nachfrage nach Treibstoffen in Österreich beträgt -0,4750 (-0,4635), nach Beheizung -0,2699 (-0,2642) und nach Elektrizität -0,1241 (-0,1193). Die Substitutionsmöglichkeiten, vor allem zwischen Elektrizität und Treibstoffen, ausgedrückt durch Kreuzpreiselastizitäten, sind mit 0,30 beachtlich hoch, während Elektrizität und Beheizung komplementär sind (-0,19). Effizienzsteigerungen zwischen 1990 und 2006 bewirkten eine Einsparung von fast 13 % des Treibstoffverbrauchs, 18 % des Heizenergieverbrauchs und 13 % des Elektrizitätsverbrauchs. Dagegen steigerte die Zunahme der Wohnnutzfläche den Heizverbrauch um fast 11 % und den Elektrizitätsverbrauch um 8,5 %. (Kratena et al. 2009).

Energie in der österreichischen Land- und Forstwirtschaft

„Der Agrarsektor trägt durch Reduktion des Energieverbrauchs der landwirtschaftlichen Betriebe und durch Ausbau der Biomasseproduktion für erneuerbare Energie (Wärme, Elektrizität, Treibstoff) zur Verringerung der THG-Emissionen bei. Der Energieverbrauch am landwirtschaftlichen Betrieb ging zwischen 1990-92 und 2002-04 um 13 % zurück, wobei die Landwirtschaft einen Anteil von nur 2 % des gesamten Energieverbrauchs ausmacht (2002-04). Die Energiegewinnung aus landwirtschaftlicher und anderer Biomasse bzw. Futtermitteln, einschließlich der bäuerlichen Forstwirtschaft, wird rasch mit dem Ziel ausgebaut, 1 Mt CO₂-Emissionen bis

zum Jahr 2008 einzusparen. 2003 trugen Biomasse und Biokraftstoffe beinahe 10 % zur Deckung des primären Energiebedarfs bei. Biomasse einschließlich Biogas trägt ungefähr 4 % zur Stromgewinnung und ungefähr 15 % zur Wärmegewinnung aus erneuerbaren Energiequellen bei. Die Biodieselproduktion der 90er Jahre wurde um mehr als das Dreifache auf 25.000 t im Jahr 2002 erhöht.“ (OECD 2008).

2.2 Handel mit Energie

Da die Vorkommen wichtiger Energieträger regional teilweise stark konzentriert sind, werden sie weltweit gehandelt. Die größten Vorkommen von Erdöl und Erdgas liegen im Nahen Osten, in Saudi-Arabien und Venezuela, gefolgt von Kanada; bei Erdgas liegt Qatar vorne. Der Handel zwischen verschiedenen Ländern wird gemäß der Kombinierten Nomenklatur (KN) klassifiziert. Die wichtigsten Positionen (Viersteller) für Biomasse zur Energiegewinnung sind Holzbrennstoffe (4410 und 4402) und landwirtschaftliche Rohstoffe: 3101 (Gülle), 1213 (Stroh, Getreide und Gräser); agro-industrielle Biomasse-Rückstände und Abfälle: 2306, 2308, 4501, 0901 (Kaffee), 2401 (Isoglucose), 1205 (Raps); 1212 (Algen); flüssige Biokraftstoffe oder Rohstoffe für Kraftstoffe: 3803, 1511 (Palmöl), 2207 (Alkohol), 2909, 3823, 3824 und 3825; Abwasser- und Hausmüll (3825)³⁴. Eine Untergliederung nach Nutzungsarten wird meistens nicht vorgenommen (Alakangas 2011). Aus den Außenhandelsdaten (Werte und Mengen, siehe OECD, EK) lassen sich Import- und Exportpreise (*Unit Values*) berechnen.

Die Preise für Rohöl, Benzin, Diesel- und Heizöl werden größtenteils an der New York Mercantile Exchange (NYMEX) und der International Petroleum Exchange (IPE) in London für Futures-Kontrakte (Termingeschäfte) festgestellt. Dabei dienen die Preise der Referenzsorten (West Texas Intermediate, Brent, und Dubai Fateh) als Ausgangswerte für die verschiedenen Rohölsorten, die Auf- oder Abschläge auf die Preise der Referenzsorten erhalten. Ein großer Teil des Ölhandels wird über langfristige Lieferverträge abgewickelt. Kurzfristige Geschäfte werden *on the spot*, also hauptsächlich in den Ölhäfen von Rotterdam, New York, Houston, Singapur und im Persischen Golf abgewickelt. Weitere Informationen zur Preisbildung gibt die Erdöl-Vereinigung (2005).

Die Spotmärkte, Börsen und die anderen Handelsplätze sind weltweit integriert. Über die aktuellen Preise für Strom, Erdgas und Emissionsrechte des Emission Trading Systems (ETS) informiert die European Energy Exchange (EEX) mit Sitz in Leipzig. Die EEX wurde von der Europäischen Kommission im September 2012 als vorläufige gemeinsame Plattform für die Versteigerung der Emissionszertifikate für 24 Mitgliedstaaten, darunter auch Österreich, benannt (S. 196). Je höher deren Preise sind, desto lukrativer ist es, auf erneuerbare Energien umzustellen.

³⁴ Die bezüglich der Importtarife relevanten KN-Codes werden im § 2 des Mineralölsteuergesetzes (RÖ 2007) und im § 2 der Kraftstoffverordnung 2012 (RÖ 2012) angeführt; siehe <http://www.ris.bka.gv.at/Geltendefassung.wxe?Abfrage=Bundesnormen&Gesetzesnummer=10004908>

Die Entwicklung der Rohölpreise seit 1971 ist in Abbildung 14 dargestellt. Daraus ist ersichtlich, dass die Ölpreise Anfang und Ende der siebziger Jahre (1. und 2. Ölpreisschock) und in der letzten Dekade stark gestiegen sind. Die Preise für Getreide und Rapsöl sind aber ebenfalls gestiegen (Abbildung 78), so dass sich die Entwicklung der Preise fossiler Energieträger nicht zum Vorteil von Energie aus Biomasse auswirkte.

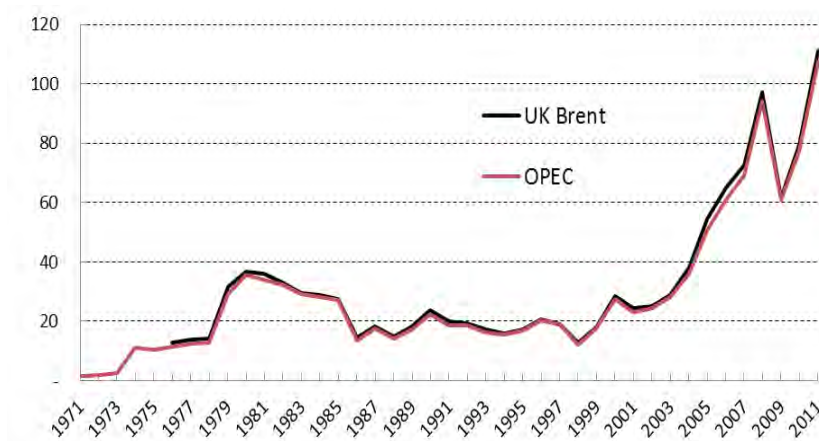


Abbildung 14: Entwicklung der Preise von Rohöl in US\$ pro Fass*, 1971 bis 2011

* Durchschnittspreise für das jeweilige Jahr

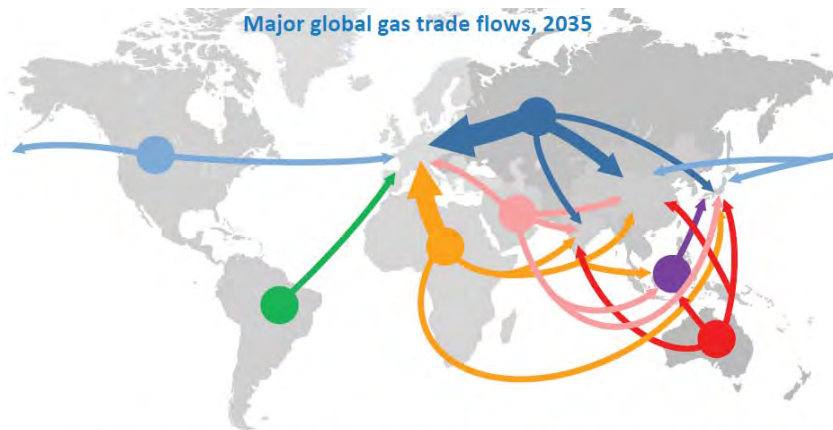
Quelle: Mineralölwirtschaftsverband e. V. (Homepage)³⁵; eigene Darstellung

Durch die neu erschließbaren Vorkommen, die in bestimmten Regionen konzentriert sind, wird der internationale Handel deutlich zunehmen. Dadurch werden die internationalen Märkte für Energieträger integriert, das heißt, ihre Preise werden sich weniger regional differenzieren und stärker an ihrem Nutzwert orientieren. Die Konzentration der Vorkommen bedingt aber auch eine stärkere Abhängigkeit insbesondere Europas von Drittstaaten, wie aus dem prognostizierten Handelsrouten für Erdgas im Jahr 2035 hervorgeht (Abbildung 15).

„Ab ungefähr 2020 werden die Vereinigten Staaten voraussichtlich zum weltweit größten Ölproduzenten (und überholen damit Saudi-Arabien bis Mitte der 2020er Jahre), während zugleich neue Maßnahmen zur Senkung des Kraftstoffverbrauchs pro Fahrzeug im Verkehrssektor Wirkung zu zeigen beginnen. Dies hat zur Folge, dass die US-amerikanischen Ölimporte drastisch sinken, wodurch Nordamerika um das Jahr 2030 zu einem Nettoölexporteur wird. Dadurch beschleunigt sich der Prozess der Umorientierung des internationalen Ölhandels in Richtung Asien, so dass die Frage der Sicherheit der strategischen Handelswege vom Nahen Osten nach Asien in den Vordergrund rückt. Die Vereinigten Staaten, die derzeit rund 20 % ihres gesamten Energiebedarfs durch Importe decken, werden netto fast zum Selbstversorger – ein umgekehrter Trend im Vergleich zur Entwicklung in den meisten anderen energieimportierenden Ländern. ... Der (Spot-) Preis von Erdgas an der EEX belief sich am 11.2.2013 auf 26,60 €/MWh. Während der Tiefstpreisphase im Jahr 2012 wurde Erdgas in den Vereinigten Staaten zu etwa einem Fünftel des Niveaus der Einfuhrpreise in Europa und zu einem Achtel des Niveaus in Japan gehandelt.“ (IEA 2012). Im vierten Quartal sollte die Ukraine für Gas aus Russland 430 US\$/m³ bezahlen, das entspricht einem Preis von 12,08 US\$/MJ.

35 <http://www.mwv.de/index.php/daten/statistikenpreise/?loc=4>

Abbildung 15:
Wichtige Handelsrouten für Erdgas im Jahr 2035



Rising supplies of unconventional gas & LNG help to diversify trade flows, putting pressure on conventional gas suppliers & oil-linked pricing mechanisms

Quelle: IEA (2012a)³⁶

Die Entwicklung der Großhandelspreise für Strom wird in Abbildung 62 (Seite 176) gezeigt. Er lag im 4. Quartal 2012 bei 4,137 Ct/KWh.

Nicht nur fossile, sondern auch erneuerbare Energieträger werden weltweit gehandelt. Auch in diesem Fall ist das Ziel der Handelsströme hauptsächlich Westeuropa (Abbildung 16). Ethanol aus Brasilien und den USA wird jedoch überall hin verkauft. Dabei ändern sich die Handelsströme von Jahr zu Jahr stark (Schmidhuber 2012).

Brasilien ist nicht nur der größte Produzent von Ethanol weltweit, sondern auch der größte Exporteur (Abbildung 56). Das Exportprodukt wird allerdings unterschiedlich verwendet: In Asien gehen 70 % davon in die Getränkeindustrie, im Rest der Welt dagegen finden 76 % davon Verwendung als Treibstoff.

Abbildung 16:
Handelsströme von Ethanol, Biodiesel und Holzpellets



Quelle: IEA Bioenergy (2011)³⁷

36 <http://www.worldenergyoutlook.org/pressmedia/recentpresentations/PresentationWEO2012launch.pdf>

37 <http://www.ieabioenergy.com/MediaItem.aspx?id=6880>

Durch den Beitritt zur EU hat der Außenhandel Österreichs mit Holzprodukten deutlich zugenommen (Abbildung 17). Umfassendere Untersuchungen über den Außenhandel Österreichs mit Bioenergie (Brennholz, Hackgut, Holzabfälle, Biodiesel, Raps und Rübsen, Rapsöl, Sojaöl und Palmöl, Bioethanol, Weizen und Mais) haben Diesenreiter et al. (2009) sowie Kalt und Kranzl (2012) durchgeführt.

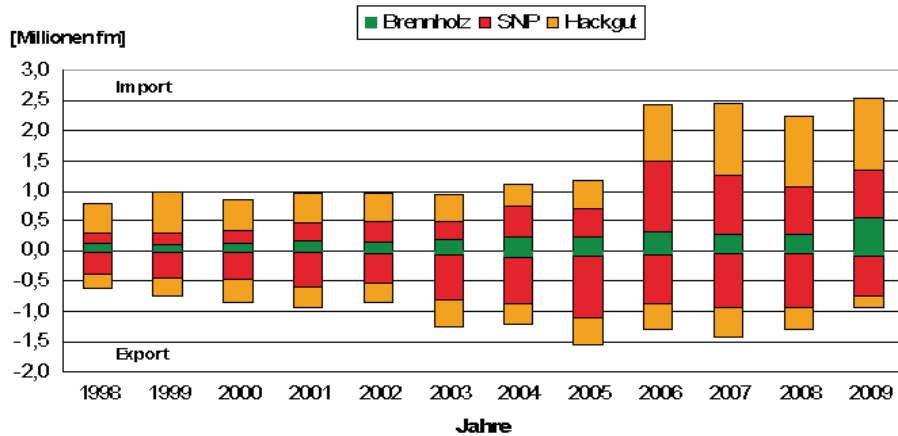


Abbildung 17: Österreichs Außenhandel mit Brennholz, Sägennebenprodukten und Hackgut, 1998 bis 2009

Quelle: BMVIT (2011)³⁸

Der Handel mit Bioenergie wird durch Importsteuern (Zölle) und Produktionssubventionen beeinflusst. Eine Übersicht über diese betreffend Biotreibstoffe in der EU und den USA gibt Ecofys (2012)³⁹.

2.3 Energiepreise und -steuern

Die Preise von und Steuern auf Superbenzin, Diesel, Erdgas und Strom (für Haushalte und Industrie) werden für alle Mitgliedsstaaten aufgelistet (EK aktuell)⁴⁰ und grafisch dargestellt (EK 2011e)⁴¹. Die Verbraucherpreise für die wichtigsten Energieträger in Österreich sind in Tabelle 10 angegeben. Dabei zeigt sich erwartungsgemäß eine Zunahme der Preise je GJ mit dem Verarbeitungsgrad, aber auch eine Preisdifferenzierung nach Typen von Verbrauchern (Kraftwerke, Industrie, Haushalte). Die Bevorzugung von Kraftwerken ist möglicherweise eine Folge geringere Transportkosten (per Schiff) und kann zu einem günstigeren Preis für die von ihnen produzierte Nutzenergie (Strom) führen. Es zeigt sich, dass die Energie für Haushalte aus Erdgas am günstigsten und aus Strom am teuersten ist. Im Vergleich dazu liegen die Einspeisetarife für Ökostrom (mit Ausnahme von Photovoltaik) zwischen 6,23 Ct/KWh (Kleinwasserkraft) und 18,5 Ct/KWh (kleine Biogasanlagen) (Tabelle 24, S. 122, Tabelle 40, S. 189, und Tabelle 41).

38 http://www.pvaustria.at/upload/3032_Marktstatistik-2010.pdf#page=47

39 http://www.ecofys.com/files/files/ecofys_ufop_2012_internationalebiodieselmaerkte.pdf#page=12

40 <http://www.energy.eu/#renewable>. Steuern auf Treibstoffe siehe auch Kapitel 6.3, S. 194

41 http://ec.europa.eu/energy/observatory/countries/doc/key_figures.pdf#page=34

Tabelle 10:
Jahresdurchschnittspreise
und -steuern für
die wichtigsten
Energieträger in
Österreich im
Jahr 2011

	€ je Einheit				€ je GJ	
	Nettopreis	Energieabgabe	MwSt.	Steuern	Bruttopreis	Bruttopreis
Heizöl schwer (Industrie)/t ¹⁾	504,20	67,70	0,00	67,70	571,90	14,5
Heizöl schwer (Kraftwerke)/t	320,06	7,70	0,00	7,70	327,76	8,3
Diesel (komm. Einsatz)/l	0,48	0,44	0,00	0,44	0,92	26,3
Diesel (privater Einsatz)/l ¹⁾	0,67	0,44	0,22	0,66	1,33	38,0
Superbenzin 98 Oktan/l ¹⁾	0,73	0,53	0,25	0,78	1,51	46,3
Superbenzin 95 Oktan/l ¹⁾	0,61	0,53	0,25	0,78	1,38	42,3
Steinkohle (Industrie)/t	126,79	50,00	0,00	50,00	176,79	6,0
Steinkohle (Kraftwerke)/t	91,96	0,00	0,00	0,00	91,96	3,1
Naturgas (Industrie)/GJ - Brennwert	8,56	1,45	2,94	4,39	12,95	12,9
Naturgas (Haushalte)/KWh ³⁾	0,05	0,01	0,01	0,02	0,07	19,4
Elektrischer Strom (Industrie)/KWh	0,09	0,02	0,02	0,04	0,13	36,1
Elektrischer Strom (Haushalte)/KWh ²⁾	0,14	0,02	0,03	0,05	0,20	55,6

Quellen: Bundesanstalt Statistik Österreich, Gütereinsatzstatistik 2011⁴², Großhandelspreisindex 2011, VPI 2011.

Erstellt am 28.11.2012; eigene Berechnungen

¹⁾ Quelle: Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit

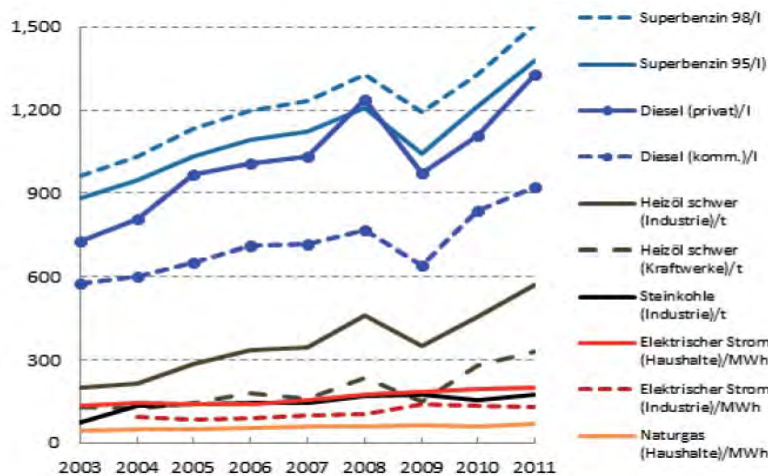
²⁾ Quelle E-Control

³⁾ BW=Brennwert

Die Preise der in Tabelle 10 gegebenen Energieträger, aber auch jene von Heizöl leicht, sind im Zeitraum zwischen 2003 und 2011 stark gestiegen (Abbildung 18, Abbildung 54, S. 123). Bei Heizöl, Gasöl und Steinkohle (Industrie) betrug die durchschnittliche jährliche Steigerung über 10 %; am geringsten war sie bei Strom mit durchschnittlich 4,9 %.

Die EU importierte im Jahr 2009 52 % ihres Energiebedarfs; bei Öl stammten sogar 83,5 % und bei Gas 64,2 % aus Drittstaaten. Diese Anteile werden weiter steigen. Um die Versorgungssicherheit zu erhalten, ist die Diversifizierung der Importe und der Energiequellen eine strategische Priorität der EU. Derzeit liefern Russland und die OPEC 68 % des eingeführten Rohöls. 65 % des eingeführten Erdgases stammen aus Russland und Norwegen (EK 2011)⁴³.

Abbildung 18:
Entwicklung der
Preise verschie-
dener Energieträ-
ger in Österreich,
2003-2011



Quelle: Bundesanstalt Statistik Österreich; eigene Berechnungen

42 http://www.statistik.gv.at/web_de/statistiken/oeffentliche_finanzen_und_steuern/steuerstatistiken/energiesteuern/index.html

43 http://ec.europa.eu/energy/observatory/countries/doc/key_figures.pdf#page=7

3 Energiequellen: Potenzial und Nutzung

3.1 Angebot an Energie, verfügbare Ressourcen

Fossile Energieträger sind aus Biomasse entstandene Stoffe, die unter Luftabschluss von der Atmosphäre nicht verrotteten und so ihre chemische Energie erhielten. Einen sehr guten Überblick über die Vorräte an fossilen Energieträgern gibt Andruleit et al. (2012) (Tabelle 11). Die wichtigsten Arten sind: Kohle, Erdgas und Erdöl. Die Atomenergie nimmt eine Sonderstellung ein, weil sie aus spaltbaren Mineralien gewonnen wird, ohne THG zu emittieren; sie hinterlässt jedoch radioaktives Material, dessen sichere Verwahrung weiterhin nicht möglich ist.

Energieträger	Maß- einheit	Reserven	Ressourcen	Reserven EJ	Ressourcen EJ	Reserven + Ressourcen %
Erdöl	Gt	168	159	7.014	6.637	2,4
Erdgas	Bill m ³	191	307	7.240	11.671	3,3
Konventionelle Kohlenwasserstoffe	Gt _{oe}	341	438	14.254	18.308	5,7
Ölsand	Gt	27	63	1.120	2.613	0,7
Schwerstöl	Gt	21	61	886	2.541	0,6
Schieferöl / Tight Oil	Gt	<0,5	87	11	3.636	0,6
Ölschiefer	Gt		97		4.068	0,7
Nicht-konventionelles Erdöl	Gt	48	308	2.018	12.858	2,6
Schiefergas	Bill m ³	2,8	157	105	5.984	1,1
Tight Gas	Bill m ³		63		2.397	0,4
Kohleflözgas	Bill m ³	1,8	50	70	1.886	0,3
Erdgas in Aquiferen	Bill m ³		24		912	0,2
Erdgas aus Gashydrat	Bill m ³		184		6.992	1,2
Nicht-konventionelles Erdgas	Bill m ³	5	478	175	18.171	3,2
Nicht-konv. Kohlenwasserstoffe	Gt _{oe}	52	742	2.193	31.029	5,8
Kohlenwasserstoffe gesamt	Gt _{oe}	393	1.180	16.446	49.337	11,5
Hartkohle	Gt SKE	638	14.486	18.692	424.553	77,6
Weichbraunkohle	Gt SKE	111	1.684	3.260	49.340	9,2
Kohle gesamt	Gt SKE	749	16.169	21.952	473.893	86,8
Fossile Energieträger gesamt	EJ			38.399	523.230	98,3
Uran	Mt	2,1	13	1.061	6.254	1,3
Thorium	Mt		5		2.606	0,5
Kernbrennstoffe				1.061	8.860	1,7
Nicht erneuerbare Energierohstoffe	EJ			39.459	532.090	100,0

Tabelle 11: Globale Reserven und Ressourcen nicht-erneuerbarer Energierohstoffe, 2011

Quelle: Andruleit et al. (2012)⁴⁴

44 http://www.bgr.bund.de/DE/Gemeinsame_s/Produkte/Downloads/DERA_Rohstoffinformationen/rohstoffinformationen-15.pdf?__blob=publicationFile&v=6#page=12

Die derzeit bekannten Kohlenstoffreserven bestehen zu fast zwei Dritteln aus Kohle, zu 22 % aus Öl und zu 15 % aus Gas (IEA 2012).

Laut Metzger und Hüttermann (2008) reichten die Ende 2007 bekannten wirtschaftlich nutzbaren Erdölvorkommen bei einem Jahresverbrauch von ca. 3,4 Mrd. t statistisch gesehen noch für rund 42 Jahre; rechnet man Schweröl, Schieferöl und Teersande dazu, dann verlängert sich dieser Zeitraum auf über 100 Jahre. Die Reserven von Erdgas und Kohle reichten bei der damaligen Verbrauchsrate für 60 bzw. 133 Jahre. Durch neue Fördertechniken werden jedoch neue förderbare Reserven erschlossen, die die potentiellen Reichweiten nach hinten verschieben. Daher rückt bezüglich der fossilen Energieträger eine andere Frage in den Vordergrund: wie viel von ihnen wird in Zukunft noch an die Oberfläche befördert werden und wie wird diese Menge den Klimawandel beschleunigen?

Fossile Energie dominiert das Angebot: weltweit wurden 388 EJ/a verbraucht, während auf Atomenergie 26 und Wasserkraft 28 EJ/a entfielen. Die Nutzung von Biomasse lag zwischen 35 und 55 EJ/a. Insgesamt wurde der Anteil der erneuerbaren Energieträger im Jahr 2000 auf 13,8 % des Verbrauchs geschätzt; er liegt jetzt bereits bei über 18 %, davon stammt ca. die Hälfte aus Holz. In den entwickelten Ländern lag der Anteil der Biomasse meistens weit unter 10 %, während er in manchen unterentwickelten Ländern oder armen Bevölkerungsschichten, wo er für Kochen und Heizen benötigt wird, auf bis zu 90 % steigen kann. Ein Großteil der verfügbaren Biomasse bleibt ungenützt, obwohl die Nutzung – vor allem in den entwickelten Ländern – steigt.

Die Weltproduktion von Bio-Diesel belief sich im Jahr 2010 auf 16,39 Mt. Die Produktion von Bio-Diesel in der EU27 stieg von 4,89 Mt im Jahr 2006 auf 9,57 Mt im Jahr 2010, die Produktionskapazitäten stiegen jedoch infolge von Steuerbegünstigungen und Investitionszuschüssen (vor allem in Deutschland) auf 22,12 Mt und waren aufgrund schlechterer Wettbewerbsbedingungen (im Vergleich zu Rohöl durch den Wegfall von Steuerbegünstigungen und Preissteigerungen bei Rohstoffen) nur zu 43 % ausgelastet. Bei Beimischungszwang lässt sich der Anteil billiger durch importierte Rohstoffe (vor allem Soja- und Palmöl) und importiertem Bio-Diesel erfüllen. Im Jahr 2011 dürfte die EU rund 2,4 Mt Bio-Diesel aus Drittstaaten beziehen, mehr als die Hälfte davon aus Argentinien und etwa 900.000 t aus Indonesien.

In den folgenden Kapiteln werden die verschiedenen Energieträger und ihr potenzieller Beitrag zur Energieversorgung in der Zukunft sowie zur Verminderung der THG-Emissionen vorgestellt und diskutiert.

3.2 Kohle

Unter den weltweit verfügbaren fossilen Energiequellen ist Kohle bei weitem die allerwichtigste; auf sie entfallen laut Andruleit et al. (2012) 86,8 % der Reserven und Ressourcen aller nicht erneuerbaren Energierohstoffe (Tabelle 11). Ihre Studie misst dem Kriterium einer potenziell wirtschaftlichen Gewinnbarkeit von Energierohstoffen eine hohe Bedeutung bei. Dementsprechend werden die enormen, aber auch langfristig nicht förderbaren In-place-Mengen nicht aufgeführt. Insbesondere die Ressourcen von Aquifergas und Erdgas aus Gashydrat wurden daher deutlich niedriger angegeben als in der vorhergehenden Studie. Addiert man Reserven

(39.459 EJ) und Ressourcen (532.090 EJ) aller fossilen Energieträger zusammen, dann ergibt sich eine global zur Verfügung stehende Energiemenge von 571.549 EJ. Die Produktion aus diesen Quellen im Jahr 2011 betrug im Vergleich dazu 494 EJ; davon stammten 34,9 % aus Kohle. Andruleit et al. (2012) zeigen auch kartografisch die regionale Verteilung der Vorkommen und der Erzeugung⁴⁵ (Abbildung 19).

„Fast die Hälfte des Anstiegs der weltweiten Energienachfrage wurde in den letzten zehn Jahren durch Kohle gedeckt, womit bei Kohle sogar ein stärkeres Wachstum verzeichnet wurde als bei erneuerbaren Energieträgern insgesamt.“ „Chinas Kohleverbrauch erreicht um das Jahr 2020 seinen Höchststand und verharrt dann bis 2035 auf diesem Niveau; in Indien setzt sich der Anstieg des Kohleverbrauchs fort, so dass Indien die Vereinigten Staaten 2025 als zweitgrößten Kohleverbraucher der Welt ablöst. Der Kohlehandel expandiert weiter bis 2020, d.h. bis etwa zu dem Zeitpunkt, ab dem Indien zum größten Nettoimporteure von Kohle wird, stabilisiert sich dann aber unter dem Einfluss sinkender Einfuhren in China.“ (IEA 2012).

Im Jahre 2001 wurden etwa 82 % der weltweit verbrauchten Steinkohle und 94 % der Braunkohle zur Umwandlung in sonstige Erzeugnisse eingesetzt. Steinkohle ist Kohle mit einem Heizwert von mindestens 23,865 MJ/kg. 67 % der Steinkohle und 92 % der Braunkohle wurde für die Erzeugung von Elektrizität und Wärme verwendet. Weitere 12 % der Steinkohle werden in Koksofenkoks umgewandelt, von dem wiederum etwa 80 % zur Befuerung von Hochöfen verwendet wird, in denen Koksofengas und Roheisen entstehen. Die Heizwerte der Kohle und ihrer Umwandlungsprodukte sinken in folgender Reihenfolge: Koksofenkoks, Briketts, Gaskoks, Koks-kohle, Fettkohle, Anthrazit, Subbituminöse, Kohle, Braunkohlebriketts, Braunkohle. (OECD 2005).

Das größte Problem der Verwendung von Kohle und anderen fossilen Energieträgern ist, dass bei ihrer Verbrennung CO₂ entsteht und normalerweise in die Erdatmosphäre abgegeben wird, wo es den Klimawandel fördert. Die Verbrennung von Kohle verursacht die größten THG-Emissionen pro verbrauchte Energieeinheit.

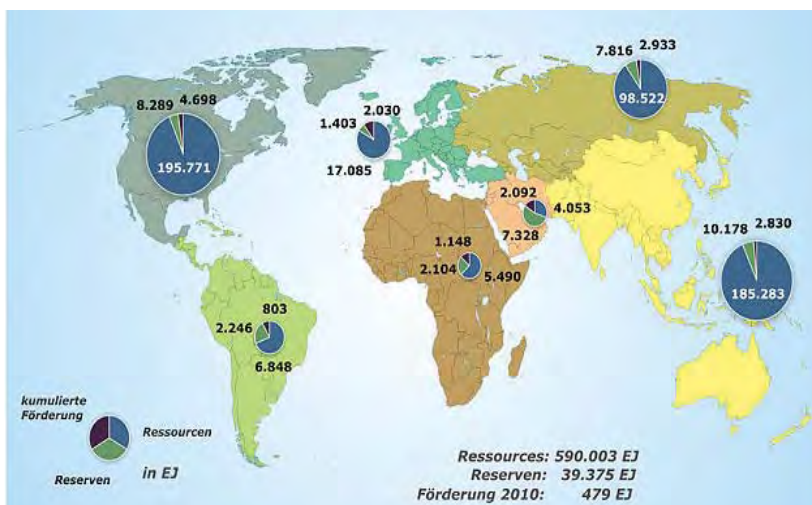


Abbildung 19:
Die weltweiten
Vorkommen von
Kohle

Quelle: Fug Verlag⁴⁶

45 Fug-Verlag (2012) präsentiert eine Kurzfassung der Studie.

46 http://www.fug-verlag.de/fug/bilder_size/00012926B1326278851.jpg-630.jpg

Der Kohleverbrauch steigt weltweit – auch in Ländern und Regionen mit Kohlenstoff-Zerifikatshandel und -Begrenzungen – mit Ausnahme der USA, wo Kohle durch Schiefergas aus dem Markt gedrängt wird. Der Rückgang des Kohleverbrauchs in den USA reduziert die Preise für Kohle weltweit und macht ihre Verwendung wirtschaftlich attraktiver. Der Anteil von Kohle am globalen Energieverbrauch wächst jährlich und wird jenen von Öl innerhalb eines Jahrzehnts übersteigen, wenn die gegenwärtige Politik fortgesetzt wird. Diese ist geprägt von sehr niedrigen Preisen für Verschmutzungsrechte in der EU. Die IEA⁴⁷ prognostiziert einen globalen Kohleverbrauch von 4,3 Mrd. t RÖE bei einem Ölverbrauch von 4,4 Mrd. t Tonnen im Jahr 2017.

3.3 Erdöl

Erdöl (Rohöl) und andere Hydrokarbonate (Kohle, Erdgas) entstanden aus organischem Material (Kerogen) durch Hitze oder anaerobe mikrobielle Zersetzung, Druck und Anreicherung vor mindestens 1 Mio. Jahren. Die Dichte der ursprünglich in porösem Gestein abgelagerten Substanzen reicht von 300 bis 1300 kg/m³. Ihre Viskose reicht von 0,05 mPas (Erdgas) bis 10.000 mPas (Schweröl) und darüber (Bitumen); sie steigt mit der Temperatur. Eine Übersicht über die aus Rohöl gewinnbaren Produkte gibt OECD (2005)⁴⁸. Die Beförderung erfolgt in Pipelines und Öltankern (*Ultra Large Crude Carrier*), deren Ladekapazität mehr als 320.000 t betragen kann.

47 IEA Medium-Term Coal Market Report 2012 Factsheet, <http://www.iea.org/newsroomandevents/news/2012/december/name,34467,en.html>

48 http://www.statistik.at/web_de/static/handbuch_energiestatistik_eurostatiea_2005_022695.pdf#page=80 bzw. page=199

Region	Remaining reserves		Production 2005		Consumption 2005 [Gb/yr]
	EWG [Gb]	IHS [Gb]	onshore [Gb/yr]	offshore [Gb/yr]	
OECD North America	84	67.6	3.20	1.71	9.13
Canada	17	15.3	0.89	0.12	0.82
USA	41	31.9	1.93	0.59	7.59
Mexico	26	20.4	0.36	1.00	0.72
OECD Europe	25.5	23.5	0.1	1.94	5.72
Norway	11	11.6	0	1.13	0.08
UK	8	7.8	0.01	0.70	0.65
OECD Pacific	2.5	5.1	0.025	0.18	3.18
Australia	2.4	4.8	0.02	0.17	0.31
Transition Economies	154	190.6	4.1	0.18	2.02
Russian Federation	105	128	3.4	0.13	1.00
Azerbaijan	9.2	14	0.01	0.15	0.04
Kazakhstan	33	39	0.47	0	0.08
China	27	25.5	1.1	0.22	2.55
South Asia	5.5	5.9	0.11	0.16	0.96
East Asia	16.5	24.1	0.3	0.65	1.75
Indonesia	6.8	8.6	0.27	0.11	0.43
Latin America	52.5	129	2.0	0.61	1.74
Brazil	13.2	24	0.075	0.55	0.75
Venezuela	21.9	89	1.17	0	0.20
Middle East	362	678.5	6.97	1.97	2.09
Kuwait	35	51	0.96	0	0.11
Iran	43.5	134	1.19	0.24	0.59
Iraq	41	99	0.67	0	
Saudi Arabia	181	286	2.85	0.86	0.69
UAE	39	57	0.46	0.45	0.14
Africa	125	104.9	2.03	1.53	1.01
Algeria	14	13.5	0.72	0	0.09
Angola	19	14.5	0.01	0.45	
Libya	33	27	0.61	0.02	
Nigeria	42	36	0.39	0.52	
World	854	1,255	19.94	9.15	30.3

Quelle: Zittel und Schindler (2007, 2008)

Das Vorkommen wird u.a. von der Internationalen Energieagentur, dem US-Energieministerium (DOE), der OPEC⁴⁹ und dem *US Geological Survey*⁵⁰ dargestellt. Saudi-Arabien verfügt über etwa ein Fünftel der bestätigten Ölreserven der Welt; es erzeugte 2010 mit 8,5 Mio. Fass pro Tag fast 10 % der Welterzeugung. Die Produktion im Jahr 2005 wird in Tabelle 12 dargestellt.

Aus Sicht von Kehrer (2007) ist mit dem verbleibenden Potenzial an konventionellem Erdöl⁵¹ bei einer mäßigen Verbrauchssteigerung in den kommenden Jahren die Versorgung noch 10 bis 15 Jahre gewährleistet. Danach sei infolge des Förderrückgangs nach Überschreiten der weltweit maximal möglichen Förderung mit einer Deckungslücke zu rechnen. Schindler (2007) warnt eindringlich: „Das Problem liegt im rapiden Rückgang der Fördermengen. Die entstehende Förderlücke kann weder aus fossilen oder atomaren noch aus erneuerbaren Energiequellen in dieser Geschwindigkeit wieder geschlossen werden.“ Seine Analyse beruht auf der Entwicklung der Fördermengen konventionellen Öls, die tatsächlich auf eine Spitze der Förderung zu Beginn des 21. Jahrhunderts hindeuten (Abbildung 19, Abbildung 21).

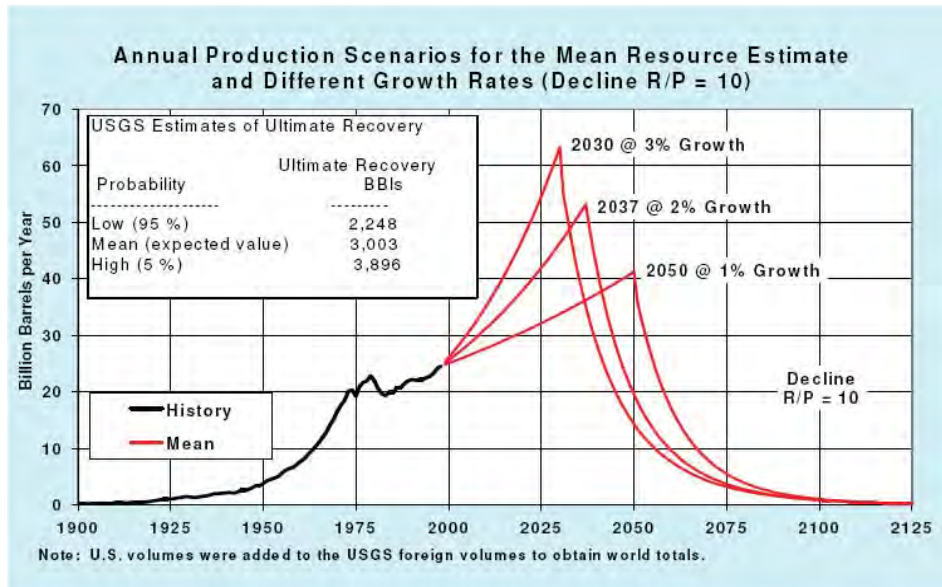
49 http://www.opec.org/opec_web/en/data_graphs/330.htm

50 <http://energy.usgs.gov/>

51 Gemeint ist frei fließendes Erdöl mit einer Dichte von 0,8 bis 0,934 g/cm³, und Natural Gas Liquids (NGL, unter 0,8 g/cm³), das gasförmig in der Lagerstätte und flüssig an der Erdoberfläche ist.

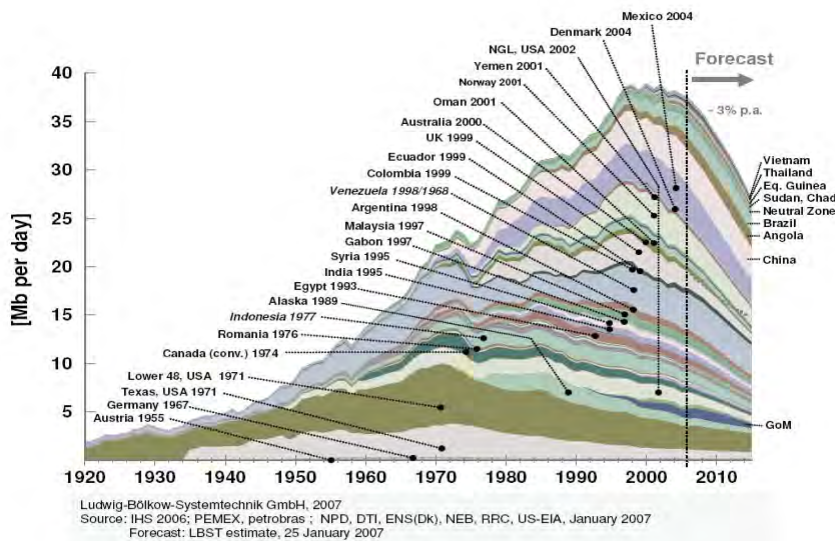
Tabelle 12: Ölreserven und jährliche Ölproduktion in verschiedenen Regionen und Schlüsseländern, 2005, in 10⁹ Fass pro Jahr

Abbildung 20:
Jährliche Erdöl-
produktion bis
2125



Quelle: EIA (2000)

Das Potenzial von Erdöl ist jedoch in den letzten Jahren durch Fortschritte der Bohrtechnik und der Extraktionstechnik deutlich gestiegen. Dadurch können nunmehr unvorstellbar große Vorkommen im Meer (Nordsee, Golf von Mexiko, Campos Basin in Brasilien, Westafrika) und in tief gelegenen Gesteinsschichten angezapft werden. Weiters werden stark zunehmende Mengen an (leichten) Ölen im Zusammenhang mit der Förderung von Erdgas gewonnen (*Natural Gas Liquids*). Im Jahr 2010 waren das 10 Mio. Fass pro Tag; bis zum Jahr 2030 könnte diese Menge auf 18 Mio. Fass pro Tag steigen und damit 15 % der Ölversorgung der Welt bereitstellen. Schließlich werden auch Versuche unternommen, die Erzeugung von Öl aus Kohle oder Erdgas (in Südafrika bzw. Qatar) wirtschaftlicher zu machen. Yergin (2011) geht daher von einem „Peak Oil“ aus, das möglicherweise erreicht ist, sich aber über die nächste Zeit wie ein Plateau erstrecken wird.



Quelle: Zittel und Schindler (2007, 2008)

Abbildung 21:
Fördermengen
bestimmter öl-
produzierender
Länder und
Zeitpunkt ihres
Förderhöhepunktes

Der Anteil an nicht-konventionellem Erdöl – Schweröl ($0,934 \text{ g/cm}^3$ bis 1 g/cm^3) und Schwerstöl (über 1 g/cm^3), Ölsand und Ölschiefer sowie synthetisches Erdöl (BtL aus Biomasse, GtL aus Erdgas und CtL aus Kohle) – wird zwar zunehmen, aber bis zum Jahr 2020 nicht mehr als 10 % an der Gesamtförderung ausmachen.

Der weltweite Verbrauch von Rohöl wird von der OPEC (2012) auf 88,8 Mio. ass/Tag im Jahr 2012 geschätzt; davon entfielen 13,79 Mb/d auf Westeuropa und 23,48 auf Nordamerika⁵². Die Produktion der OPEC von Erdgaskondensat (NGLs) und anderen nicht-konventionellen Ölen wird innerhalb eines Jahres von 5,75 Mb/d (2012) auf 5,99 Mb/d (2013) zunehmen.

Die Preise für Rohöl haben sich im letzten Jahrzehnt dramatisch erhöht; als es in den siebziger Jahren zu ähnlichen Erhöhungen kam, wurde das noch als Schock empfunden. Durch Anpassung der Fördererquoten versucht die OPEC, große Preisschwankungen auszugleichen, um Konjunkturerbrüche weltweit zu verhindern. Der Markt wird jedoch auch durch politische Entwicklungen und damit einhergehende kriegerische Auseinandersetzungen (Kuweit, Irak, Libyen, Venezuela,...) sowie durch die Produktion von Substituten (Biotreibstoffe) beeinflusst. Derzeit schwankt der Preis um ca. 110 US\$/Fass (Abbildung 14, S. 45). Die *US Energy Information Administration* rechnet mit einer Steigerung des Rohölpreises (Brent) bis zum Jahr 2040 auf 162 US\$/Fass (in 2011-US\$)⁵³.

Weitere Daten über den Ölmarkt stellen OPEC (2012), IEA-IEF-OPEC (2012) und die *Joint Organisations Data Initiative* (JODI)⁵⁴ zur Verfügung. Die Importe von Öl in die EU nach Herkunftsländern finden sich in EK (aktuell)⁵⁵. Die ÖMV plant, im Jahr 2014 täglich 303.000 Fass zu fördern; bis 2016 soll die Förderung auf 350.000 Fass ausgebaut werden.⁵⁶

52 http://www.opec.org/opec_web/static_files_project/media/downloads/publications/MOMR_December_2012.pdf#page=33

53 <http://www.eia.gov/oiaf/aeo/tablebrowser/#release=AE02013ER&subject=3-AE02013ER&table=12-AE02013ER®ion=0-0&cases=full2012-d020112c,early2013-d102312a>

54 <http://www.jodidata.org/>

55 <http://www.energy.eu/#renewable>

56 Der Standard, 21.2.2013

Ölsand

Ölsande (Teersande) sind weniger tief gelagerte Gesteine, die in ihren Poren Erdöle (Bitumen) binden. Ölsande sind stärker oxidiert als Ölschiefer und haben eine höhere Viskosität. Erste große Mengen wurden in Kanada entdeckt, das im Jahr 2003 eine Steigerung seiner Ölreserven von 5 auf 180 Mrd. Fass bekannt gab. Weitere große Vorkommen befinden sich in Venezuela, Saudi-Arabien und anderen Nahostländern. Die Produktion von Öl aus Ölsanden belief sich im Jahr 2010 auf 1,5 Mio. Fass pro Tag und könnte sich bis zum Jahr 2020 verdoppeln.

Ölsande werden über Tag mit riesigen Maschinen abgebaut, was viel Energie verbraucht und die Landschaft zerstört. Im Durchschnitt wird aus 2 t Ölsand ein Fass (159 Liter) Rohöl gewonnen. Der Rückstand wird als giftiger Schlamm in riesigen Teichen abgelagert, die in Alberta inzwischen 830 Mio. m³ Kohlenwasserstoff haltige Abfälle fassen und eine Fläche von 176 km² bedecken.

Laut Adam Brand sind die mit dem Abbau von Ölsand verbundenen THG-Emissionen um 22 % höher als jene von Erdöl, laut der von der kanadischen Regierung bevorzugten Jacobs Consultancy jedoch um 12 % höher.⁵⁷

Ölschiefer und Schieferöl

Als Ölschiefer (*oil shale*) werden geschichtete (nicht geschieferte) Sedimentgesteine bezeichnet, die Bitumen oder schwerflüchtige Öle enthalten; ihr Anteil an Kerogen liegt je nach Vorkommen zwischen 10 und 30 %. Der Heizwert in Bezug auf die Rohsubstanz liegt zwischen 4 MJ/kg und 8 MJ/kg, das ist etwa ein Drittel der in Kohle enthaltenen Energie.

Aus Ölschiefer (und ähnlichen Gesteinen) werden durch anaerobe Erhitzung vor Ort (auf 280-400 °C) unter Zufuhr von Wasser und Chemikalien (*fracking*) Flüssigkeiten und Gase herausgelöst: Schieferöl (Steinöl, *shale oil* oder *tight oil*) und Schiefergas (*shale gas*). Bei gemeinsamer Gewinnung von Öl und Gas lassen sich 60-70 % der im Ölschiefer enthaltenen Energie extrahieren. Pro Fass Öl braucht man ca. die dreifache Menge an Wasser. Bei der Gewinnung entstehen relativ hohe THG-Emissionen sowie Emissionen von Schwefel- und Stickoxyden, Kohlenmonoxyd, Ruß und giftige Verbindungen (z. B. mit Arsen, Selen, Bor, Barium, Molybdän, Kupfer), die abgeschieden werden müssen.

Die weltweiten Reserven von technisch abbaubarem Schieferöl sollen zwischen 2,8 und 3,3 Trio. (10¹⁸) Fass betragen; davon sollen sich 1,5 bis 2,6 Trio. Fass in den USA befinden. Im Jahr 2008 war China der größte Produzent mit 3,0 Mio. Fass, gefolgt von Estland (2,9 Mb aus „Kuckersit“) und Brasilien (1,6 Mb). (Yergin 2011, Wikipedia). Im Uinta Becken in Utah ist ein Projekt geplant, das über 18 Mio. Fass pro Jahr erzeugen soll; dazu wird eine Förderung von 80.000 t Ölschiefer pro Tag benötigt⁵⁸.

Torf

Torf ist ein Sediment mit einem Gehalt an organischer Substanz von mindestens 30 %. Es entsteht in Mooren aus der Ansammlung nicht oder nur unvollständig zersetzter pflanzlicher Substanz als erste Stufe der Kohlewerdung. Torf hat als Brennstoff in trockenem Zustand einen

57 http://www.euractiv.com/climate-environment/canada-tar-sands-charm-offensive-news-517338?utm_source=EurActiv%20Newsletter&utm_campaign=a5a1cfda6d-newsletter_energy&utm_medium=email

58 <http://energy.usgs.gov/OilGas/UnconventionalOilGas/OilShale.aspx>

Heizwert von 20–22 MJ/kg, vergleichbar mit Braunkohle. Frischer Torf muss wegen seines hohen Wassergehaltes vor der Verbrennung getrocknet werden. Außerdem hat Torf einen sehr hohen Aschegehalt und enthält Bestandteile, die sich bei der Verbrennung korrosiv und/oder umweltschädlich verhalten. Torfbrand ist für die Malzherstellung von schottischen Whiskysorten charakteristisch. Als Brennstoff wird Torf in nennenswerter Menge nur noch dort verwendet, wo es ausgedehnte Moorlandschaften gibt; in Europa vor allem in Skandinavien, dem Vereinigten Königreich und dem Baltikum. In Österreich gibt es noch rund 21.000 ha Moore. Ackerflächen und Grünland auf früheren Moorflächen tragen weiterhin zu THG-Emissionen bei. „1997 brannten auf Borneo 9 Mio. ha Sumpfwald ab und entließen 800 Mt CO₂ in die Atmosphäre - das ist mehr als der Gesamtausstoß Österreichs in den vergangenen 30 Jahren“ (Strnadl 2013).

Kerogen

Kerogen ist ein Gemisch aus komplexen organischen Molekülen in Sedimentgesteinen, die noch nicht lange genug unter Druck gestanden sind, als dass sich Erdöl hätte bilden können. Ihr Entstehungsprozess beginnt mit der Verwesung organischer Masse, aus der Polymere und daraus entstehen Geopolymere. Diese geben unter Hitze und Druck über lange Zeit Wasserstoff, Sauerstoff, Stickstoff und Schwefel ab. Kerogen liegt in riesigen Mengen vor; es gibt aber noch keine Verfahren, mit denen es möglich ist, Kerogen wirtschaftlich zu nutzen.

3.4 Erdgas

Konventionelles Erdgas

Erdgas wird bei einer Temperatur von -160°C unter atmosphärischem Druck verflüssigt; das verflüssigte Erdgas (LNG) benötigt nur 1/600 des Volumens und wiegt nur etwa 45 % der entsprechenden Wassermenge. Für den Transport von verflüssigtem Erdgas werden Spezialschiffe mit doppelter Hülle und Isoliertanks (Kugeltanks) eingesetzt. Am Zielort wird das verflüssigte Erdgas in Speichertanks gepumpt, durch beheizte Leitungen geführt und zur weiteren Verwendung in das Erdgasnetz eingespeist. Es wird in flüssiger Form auch als Treibstoff in Fahrzeugen eingesetzt; ein Hindernis für eine größere Verbreitung als Treibstoff ist das wenig dichte Tankstellennetz.

Der Heizwert von Erdgas wird als Brutto- und Netto-Brennwert angegeben; die Differenz ist die Wärme des Wasserdampfes, der bei der Verbrennung des Gases entsteht. Bei Erdgas liegt der Netto-Heizwert im Durchschnitt um 10 % unter dem Brutto-Heizwert.

Erdgas wird direkt aus der Erdoberfläche gewonnen und entsteht auch bei der Refinerie von Erdöl, enthält Butan und Propan und versorgt bereits mehr als 120 Mio. EU-BürgerInnen⁵⁹. Da es um 35 % weniger CO₂ als Kohle und 12 % weniger CO₂ als Erdöl emittiert sowie weniger Feinstaub, Stickoxide und Schwefel, bewirkt eine Umstellung von diesen Quellen auf Erdgas eine Einsparung von THG.

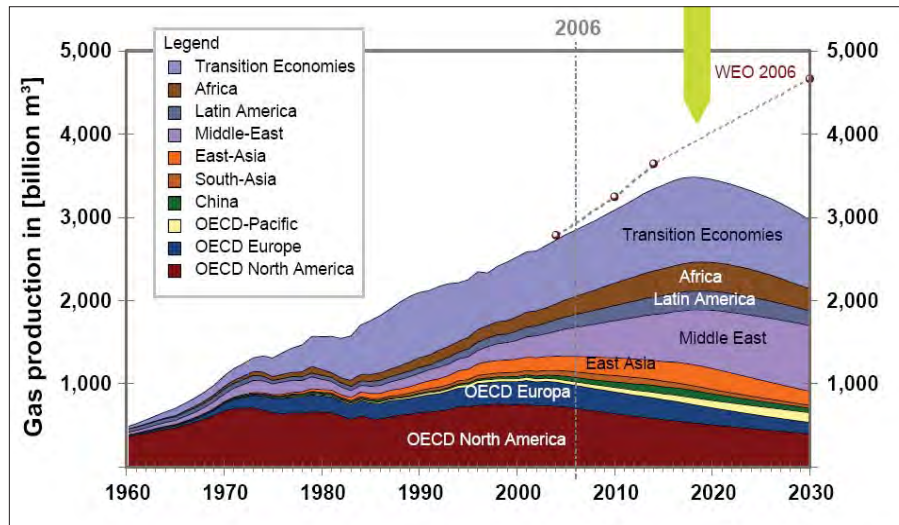
Das Vorkommen von Erdgas insgesamt wird auf knapp 500 Bio. (10¹²) m³ geschätzt (Tabelle 11, S. 49). Schenk (2012) schätzt den Bestand an noch nicht entdecktem konventionellem Erdgas in der Welt außerhalb der Vereinigten Staaten auf 43,8 Mio. m³; sie befinden sich in 171

⁵⁹ <http://www.aegpl.eu/lpg-an-exceptional-energy.aspx>

geologischen Zonen. 30 % der noch nicht entdeckten Reserven (und 15 % jener von Erdöl) werden unter der Arktis vermutet. Die weitaus größten nachgewiesenen Vorkommen finden sich in Russland (45,8 Bio. m³), Iran (31,3), Turkmenistan (24,7) und Qatar (24,2, siehe EK aktuell)⁶⁰.

Laut Kehrer (2007) ist das Gesamtpotenzial von Erdgas jenem von Erdöl vergleichbar, wobei aber noch höhere Reserven vorhanden sind, weil Erdgas später auf den Markt gekommen ist. Somit gleicht die Lage bei Erdgas etwa jener des Erdöls vor 20 bis 30 Jahren. Das Fördermaximum von Erdgas wird erst in der zweiten Hälfte dieses Jahrhunderts überschritten werden. Diese Aussage widerspricht Schindler (2007), der die unkonventionellen Erdgasreserven noch unterschätzte (Abbildung 22, Abbildung 23).

Abbildung 22:
Erdgasförderung
– Historie und
Szenario



Quelle: Schindler (2007, 2008)

Erdgas, das zusammen mit Öl gewonnen wird, wird "verbundenes Gas" genannt. Bei der Produktion von Erdgas treten auch flüssige Bestandteile zu Tage, die als leichte Öle (Erdgaskondensate, siehe Erdöl) abgesondert werden. Gas, das aus Kohlelagern freigesetzt wird, heißt Grubengas oder Grubenmethan. Wenn Gas einen signifikanten Anteil an Butan und schwereren Ölen enthält (z. B. im Zusammenhang mit Öl erzeugtes Erdgaskondensat), wird es als Feuchtgas bezeichnet.

Die Preise für Gas unterscheiden sich in den drei wesentlichen Märkten stark: 4 US\$ pro Mio. Btu (entspricht 300 kWh) in Amerika, 8 in Europa und 11 in Asien⁶¹. Laut dem letzten World Energy Outlook der IEA (2012) waren die Erdgaspreise in Europa fünfmal höher und in Asien achtmal höher als in den USA. Die Importe von Erdgas in die EU nach Herkunftsländern und eine Übersicht über die Erdgasvorräte finden sich in EK (aktuell)⁶².

Als Druck-Erdgas wird mit hohem Druck (in der Regel 22 MPa) komprimiertes Erdgas bezeichnet, das in speziellen Behältern zur Verwendung in Kraftfahrzeugen gelagert wird. Dies lohnt sich wegen der Kosten für den Einbau und die Inspektion der Behälter am ehesten in

⁶⁰ <http://www.energy.eu/#renewable>

⁶¹ The Economist, 6.8.2011, S. 47

⁶² <http://www.energy.eu/#renewable>

öffentlichen Verkehrsmitteln, aber auch zur Senkung von THG-Emissionen. Daher wird die Anschaffung von Erdgasautos in Österreich mit 1.200 € gefördert. Ein weiterer Kostenvorteil für Erdgas ergibt sich durch die Befreiung von der Mineralölsteuer und einem Prämienvorteil bei der Haftpflichtversicherung von bis zu 25 %. Erdgas verfügt über eine wesentlich höhere Oktanzahl als Benzin. Ein VW Caddy verbraucht rund 6 kg Gas je 100 km. 1 m³ entspricht 11,1 KWh. 1 kg Erdgas steht für eine Leistung von rund 15 KWh.

Schiefergas

Schiefergas ist in Tonsteinen gespeichertes Gas, das wesentlich mehr Methan enthält als Erdgas. Die Produktion von Schiefergas ist meist teurer als jene von Erdgas, weil nicht nur tief, sondern auch horizontal gebohrt werden muss. Zum Abbau benötigt man Risse, die man, wenn sie nicht ohnehin existieren, durch Einpressen von Flüssigkeit erzeugen kann (*hydraulic fracturing*, kurz *fracking*). Dazu werden überwiegend Wasser und Sand, aber auch krebserregende und biozide Chemikalien wie Benzol oder Ethylbenzol (0,5 bis 2 % Volumenanteil) verwendet. Diese Stoffe sowie Porenhaltwasser, das natürlich vorkommende radioaktive Substanzen (Radon) enthalten kann⁶³, können in das Grundwasser gelangen, ebenso wie salzhaltiges Wasser, das bei einer unzureichenden Abdichtung des Bohrloches (durch Zementschlamm) auf längere Frist eindringen kann.

Außerdem kann es durch die Extraktion leichter zu Erdbeben kommen. Man braucht wesentlich mehr Bohrlöcher und sehr viel Wasser, das in Amerika mit Tankern herangeschafft wird, die Landschaft wird zerstört. Andererseits wird erwartet, dass Schiefergas in Zukunft anstelle von Atomenergie und Kohle eingesetzt werden könnte, was wiederum einen Fortschritt durch geringere Emissionen von THG und anderen Umweltgiften, die mit der Kohle verbunden sind, bewirken würde.

Der größte Produzent von Schiefergas ist Qatar mit 28 % der Weltproduktion im Jahr 2010. Große Mengen an Schiefergasreserven in China (36,1 Mrd. m³), den USA (24,4), Argentinien (21,9), Australien (11,2), Kanada (11,0), Polen (5,3), Frankreich, Norwegen, Ukraine (1,2) und anderen Ländern haben die Aufmerksamkeit der Gasproduzenten auf sich gezogen. In den USA können die Vorkommen zu so günstigen Kosten abgebaut werden, dass das Gas zu 70 % jener Preise, die Gasprom derzeit verlangt, nach Europa geliefert werden könnte⁶⁴. Die ÖMV möchte große Vorkommen im Marchfeld fördern. Die Ukraine unterzeichnete am 24.1.2013 ein Projekt betreffend das Yuzivska-Gasfeld mit Shell, das in 5-6 Jahren mehrere Mrd. m³ und in 10 Jahren 8-11 Mrd. m³ Erdgas pro Jahr produzieren könnte. Je nach Ergiebigkeit der Vorkommen rechnet Shell mit Investitionen von 10 bis 50 Mrd. US\$.⁶⁵ Die Ukraine zahlt derzeit etwa 0,322 €/m³ für russisches Gas gemäß eines Vertrags mit zehnjähriger Laufzeit, der im Jahr 2009 geschlossen wurde und den die derzeitige Regierung für überhöht erachtet.⁶⁶

63 UBA (2011) http://www.umweltbundesamt.de/chemikalien/publikationen/stellungnahme_fracking.pdf

64 Alfred Gusenbauer in: Der Standard, 23.1.2013, S. 35

65 <http://www.euractiv.de/ukraine-und-eu/artikel/fracking-shell-bekommt-schiefergas-zugang-in-der-ukraine-007114>

66 <http://euractiv.us1.list-manage1.com/track/click?u=8f42af8d26b382b0bcc4930b2&id=66409a6c07&e=602cbde36b>

Die Vorkommen in Europa ($18,1 \cdot 10^{18} \text{ m}^3$) sind schwerer zu extrahieren als jene in den USA, weil sie sich in tieferen Lagen befinden. Ein Bohrloch in Europa kostet ca. 14 Mio. US\$, das dreieinhalbfache der Kosten in Amerika; aber die Preise für Erdgas sind hier auch doppelt so hoch⁶⁷. Laut Zittel (2012) sind die hohen Erwartungen, die in Schiefergas gesetzt werden, in Europa nicht gerechtfertigt.

Die Produktionskosten von Schiefergas sind stark gesunken, sodass es jetzt mit Erdgas wettbewerbsfähig ist. Nach 1 % im Jahr 2000 wurde 2011 bereits 25 % des Erdgases in den USA aus Schiefergas hergestellt; sein Anteil könnte bis 2035 auf 50 % steigen. China wird seinen Verbrauch auf $260 \cdot 10^{12} \text{ m}^3$ im Jahr 2015 steigern, im Vergleich zu 81 Bio. im Jahr 2008. Polen hat bereits an 20 Firmen Explorationsrechte vergeben; die Produktion soll 2014 beginnen. Auch in Rumänien⁶⁸ wurde eine Genehmigung zur Exploration erteilt. Großbritannien, Europas größter Gasverbraucher, hat sein Verbot der Exploration von Schiefergas, das wegen eines Erdbebens in der Nähe von Blackpool erlassen worden war, am 13.12.2012 wieder aufgehoben; dort wurde bisher nur eine Lizenz vergeben.

Die Verschiffung als *Liquefied natural gas* (LNG) bringt die Märkte und Preise in den Weltregionen einander näher. Das gestiegene Angebot von Schiefergas verringert die Preise für Erdgas wesentlich. In den USA verdrängt es die Kohlekraftwerke, weil bei der Verbrennung von Erdgas auch deutlich weniger CO_2 emittiert wird.

Methanhydrat

Diese eisähnliche Substanz aus Methan, umgeben von Wassermolekülen, existiert bei hohem Druck (>20 bar) und tiefer Temperatur (<4 °C) in großen Mengen, nämlich 12 Bio. t (laut Wikipedia) bzw. mehr als 1 Brd. (10^{15}) m^3 (laut Economist⁶⁹). Darin ist möglicherweise mehr als doppelt so viel Kohlenstoff gebunden wie in allen Erdöl-, Erdgas- und Kohlevorräten der Welt. Große Lagerstätten befinden sich vermutlich unter der Arktis (unterhalb des Permafrostes), zwischen 500 und 1000 m unter dem Meeresboden und an steilen Meeresabhängen (Pazifikküste der USA, Japan). Durch seine eisähnliche Struktur stabilisiert es den allenfalls sandigen Meeresuntergrund. Bei normalem Druck oder steigender Temperatur zersetzt es sich in Wasser und Gas (Methan, CO_2), das an die Oberfläche strebt, den CO_2 -Gehalt des Meeres und den THG-Gehalt der Luft steigert.

Sicher ist, dass die Technik nur auf einen geringen Teil der Reserven anwendbar sein wird. Ab 2016 könnte eine Förderung in Gebieten rentabel werden, in denen dann ungenutzte Infrastrukturen für Erdgas bestehen, wie z. B. in Kanada, Alaska, Golf von Mexiko. Die Kosten des Abbaus der Felder in Alaska und Kanada werden je nach Methode auf 6-12 Ct je m^3 geschätzt.

Prognosen

„Erdgas ist der einzige Energieträger, bei dem die Nachfrage in allen Szenarien steigt, ...; der Ausblick unterscheidet sich jedoch von Region zu Region. In China, Indien und dem Nahen Osten ist mit einem starken Nachfragewachstum zu rechnen: Eine aktive Förderung durch die

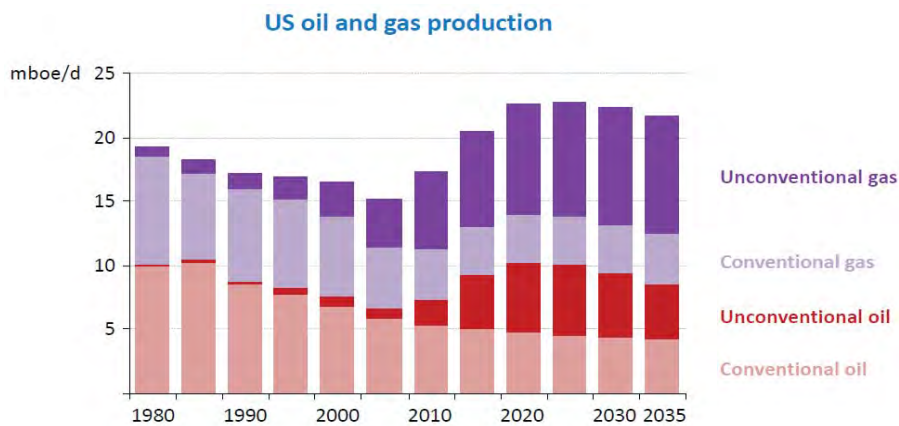
67 The Economist, 26.11.2011, S. 75

68 <http://www.presseurop.eu/de/content/news-brief/3753531-gruenes-licht-fuer-abbau-von-schiefergas>

69 The Economist, 6.8.2011, S. 47

Politik und Regulierungsreformen lassen Chinas Verbrauch zwischen 2011 und 2035 von rund 130 auf 545 Mrd. m³ steigen. In den Vereinigten Staaten setzt sich Erdgas unter dem Einfluss niedriger Preise und eines reichlichen Angebots um das Jahr 2030 vor Öl als wichtigster Brennstoff im Energiemix durch. In Europa wird es fast zehn Jahre dauern, bis der Gasverbrauch wieder das Niveau von 2010 erreicht, und auch in Japan wird der Ausblick durch höhere Preise und eine stärkere Ausrichtung auf erneuerbare Energieträger beeinträchtigt. Fast die Hälfte der Zunahme der globalen Erdgasförderung bis 2035 entfällt auf unkonventionelles Gas, wobei der Großteil des Anstiegs von China, den Vereinigten Staaten und Australien ausgeht.“ (IEA 2012).

Die globale Entwicklung der Märkte für fossile Energieträger wird in hohem Maß durch die Entwicklung in den USA beeinflusst; dort wird die Produktion von unkonventionellem Erdöl und Erdgas deutlich steigen (Abbildung 23).



Quelle: IEA (2012a)⁷⁰

Abbildung 23:
Entwicklung der
Produktion von
Erdöl und Erd-
gas in den USA,
1980-2035

3.5 Atomenergie

Ein Atomreaktor nützt die Tatsache aus, dass bei der durch Neutronen ausgelösten Spaltung von Uran oder Plutonium Energie und weitere Neutronen frei werden. Diese Neutronen werden genutzt, um eine Kettenreaktion aufrecht zu erhalten. Dadurch kann der Prozess der Kernspaltung in einem Atomreaktor kontinuierlich ablaufen und der Reaktor kontinuierlich Energie liefern. Mit dieser wird Wasserdampf erzeugt und ein Stromgenerator betrieben, der eine gleichmäßige Grundlast in das Stromnetz einspeist. Zur Kühlung des Reaktors ist eine gleichmäßige Versorgung mit Wasser erforderlich.

Das Uran wird mit Säuren aus dem aus Uranminen stammenden Erz herausgelöst und zu einem Konzentrat verarbeitet. Bei der Urangewinnung fallen riesige Mengen von radioaktivem Abraum an. Die Schadstoffe bahnen sich ihren Weg in Grundwasser und Nahrungsmittel. Allerdings ist der Urananteil in diesem Konzentrat zu niedrig. Daher muss in Anreicherungsanlagen der Anteil erhöht werden.

⁷⁰ <http://www.worldenergyoutlook.org/pressmedia/recentpresentations/PresentationWE02012launch.pdf>

Das angereicherte Material wird in Urandioxid umgewandelt und in Brennelemente-Fabriken zu Tabletten gepresst. Diese werden in rund vier Meter lange Brennstäbe gefüllt. Bei der Spaltung von Urankernen im AKW wird Energie freigesetzt, mit der Strom erzeugt wird. Dabei entsteht radioaktiver Abfall, der über Jahrhunderte sicher verwahrt werden muss. Allerdings gibt es noch keine Methode, mit der das gelingt. Allein Deutschland produziert laut Greenpeace Austria jährlich 420 t hochradioaktive Abfälle.

Die Atomenergie liefert derzeit (2010/11) 10,8 % der Elektrizität weltweit. In den USA sind es ungefähr 21 %; dieser Anteil von etwa 20 % an der Elektrizitätsversorgung hat sich seit dem Jahr 1980 kaum verändert, obwohl der Stromverbrauch um ca. 100 % gestiegen und die Zahl der Atomreaktoren seit 1980 gleich geblieben ist. Der Grund liegt darin, dass die Atomreaktoren ihre Kapazitätsauslastung auf über 90 % gesteigert haben, im Vergleich zu 55 % im Jahr 1980. Ungefähr die Hälfte der 104 Atomreaktoren in den USA hat bereits eine neue Lizenz zur Verlängerung des Betriebs über die ursprünglich auf 40 Jahre begrenzte Lizenz erhalten; fünf neue sind derzeit im Bau. Die Zukunft könnte kleinen (bis 350 MW) und mittleren Reaktoren, die modular aufgebaut sind, gehören, die standardisiert in größerer Zahl produziert werden könnten, um Kosten zu senken. Der Widerstand gegen neue Reaktoren, die Kosten des Genehmigungsverfahrens und die Baukosten sind groß. (Yergin 2011).

Die Begeisterung für Atomenergie wurde durch drei schwere Unfälle gebrochen: *Three Mile Island* am 28.3.1979, Tschernobyl am 26.4.1986 und Fukushima am 11.3.2011. Außerdem weiß man noch immer nicht, wo und wie der nukleare Abfall sicher gespeichert werden könnte. In Europa verfügt Frankreich über fast die Hälfte der Atomstromkapazitäten; dort ist die Begeisterung dafür ungebrochen (Abbildung 24). Auch China und andere Länder, vor allem in Südostasien, wollen weitere Atomkraftwerke bauen. Eine interaktive Karte von Greenpeace Austria zeigt alle aktiven und stillgelegten AKWs in Europa⁷¹. 15 Mitgliedsstaaten der EU erzeugen Atomstrom; in vier Mitgliedsstaaten stammt mehr als 50 % des erzeugten Stroms aus Atomkraft (EK 2011e)⁷².

Abbildung 24:
Die weltweit
zehn Länder
mit der größten
Atomkraftpro-
duktion 2011,
in TWh



Quelle: International Atomic Energy Agency (NEI), 3/12⁷³

71 <http://www.greenpeace.org/austria/de/themen/atom/hintergrund-info/atomkraftwerke-europa/>

72 http://ec.europa.eu/energy/observatory/countries/doc/key_figures.pdf#page=21

73 <http://www.nei.org/resourcesandstats/DocumentLibrary/reliableandaffordableenergy/graphicsandcharts/top10nucleargeneratingcountries>

Für eine typische 1.000 MW_e Anlage benötigt man alle 18 Monate Nachschub von einem Drittel der Brennstäbe zu einem Preis von ca. 40 Mio. US\$; das ergibt durchschnittliche Treibstoffkosten von 0,68 \$Ct/KWh im Jahr 2011. Die durchschnittlichen Kosten für den Betrieb und die Wartung eines Kernkraftwerkes (ohne Treibstoff) im Jahr 2011 betrug 1,51 \$Ct/KWh. Die Herstellungskosten von Atomstrom in den USA lagen zwischen 1,81 und 2,71 \$Ct/KWh im Durchschnitt der Jahre 2009-2011⁷⁴; dazu kommen die anteiligen Kosten des Genehmigungsverfahrens, der Errichtung der Anlage (sie belaufen sich in der Größenordnung von 10 Mrd. US\$) und die Speicherung des radioaktiven Abfalls. Wenn man letztere, die bis auf weiteres unermesslich sind, berücksichtigt, ist Atomstrom die teuerste Alternative.

Atomstrom wird durch viel zu niedrige Versicherungssummen subventioniert. Deutsche AKWs sind bis zu 2,5 Mrd. € je Reaktor versichert, die 56 französischen Reaktoren mit 91 Mrd. €. Ein Unfall wie jener in Fukushima würde in Frankreich Kosten von 430 Mrd. € verursachen. Auf Anstoß des Umweltlandesrates von OÖ, Rudi Anschöber, ermittelt die EK wegen unerlaubter (und nicht notifizierter) staatlicher Beihilfen. Weil sich der Bau neuer AKWs in Großbritannien sowie der geplante Ausbau von Temelín nicht rechnen, hofft man auf eine Preisgarantie von 111,50 €/MWh auf 35 Jahre; der Großhandelspreis von Strom liegt derzeit bei ca. 40 €/MWh⁷⁵ (Strobl 2013).

Unter Berücksichtigung der für den Abbau von Uran und die Herstellung der Brennelemente benötigten Energie kommt eine Studie des deutschen Öko-Instituts auf eine Emission von 31 bis 61 g CO₂ pro kWh je nach dem Urangehalt des Ausgangsrohstoffs. Ein kleines Gaskraftwerk mit Kraft-Wärme-Kopplung kommt auf ähnliche Werte. Für eine Windanlage müssen 23 g/kWh gerechnet werden, bei einem Kohlekraftwerk sind es 1000 g/kWh (Greenpeace Austria).

Weitere Daten über die Atomenergie liefert das Nuclear Energy Institute⁷⁶.

3.6 Erneuerbare Energie

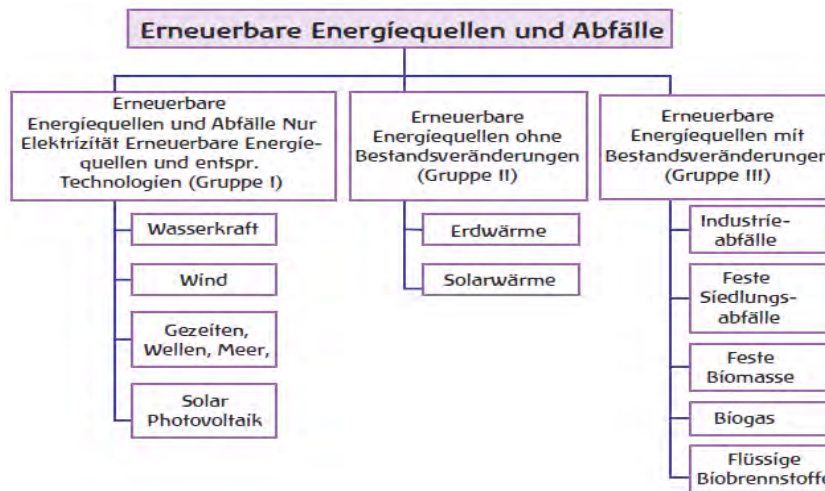
Erneuerbare Energie wird entweder technisch oder biologisch gewonnen und zur Erzeugung von Strom, Wärme und Treibstoff eingesetzt. Biologische Prozesse liefern lagerfähige Energieträger, die durch entsprechende Verarbeitung für jede Nutzung einsatzfähig sind. Technische Prozesse liefern entweder Strom oder Wärme; auf dieser Grundlage unterscheidet die OECD drei Gruppen von erneuerbaren Energiequellen (Abbildung 25).

74 1. bzw. 4. Quartil der Atomkraftwerke, siehe <http://www.nei.org/resourcesandstats/documentlibrary/reliableandaffordableenergy/graphicsandcharts/usnuclearproductioncostsbyquartile/>

75 Siehe Abbildung 62 (S.188)

76 http://www.nei.org/resourcesandstats/nuclear_statistics

Abbildung 25:
Klassifizierung
von erneuerbaren Energie-
quellen



Quelle: OECD (2005)

Im Jahr 2010 lieferten erneuerbare Energieträger ca. 16 % des weltweiten Endenergieverbrauchs und fast 20 % der weltweiten Stromerzeugung. Die im Jahr 2010 errichtete Kraftwerksleistung stützte sich zu etwa 50 % auf erneuerbare Energieträger, wobei die Wasserkraft um ca. 30 GW ausgebaut wurde. Die solare Warmwasserbereitung und Raumheizungskapazität wurde um ca. 25 GW-thermisch (GW_{th}) ausgebaut (+16 %).

Unter den erneuerbaren Energieträgern waren die biogenen mit einem Anteil von 12,3 % am weltweiten Energieverbrauch im Jahr 2009 dominierend. In der EU27 war dieser Anteil 10,5 %, der Anteil von Biomasse und Abfällen betrug 5,7 %, jene von Biokraftstoffen 1 %. Insgesamt waren dies 876,61 TWh im Jahr 2009 (UBA 2012). Den Anteil der Erneuerbaren Energiequellen am Endverbrauch der verschiedenen Mitgliedsstaaten der EU gibt EK (aktuell)⁷⁷.

Photovoltaik-Kapazitäten wurden weltweit in den Jahren 2009 bis 2011 verdoppelt, darunter in Japan und den USA. Deutschland installierte im Jahr 2010 mehr PV-Anlagenkapazitäten als die gesamte Welt im Jahr 2009. Die größte Steigerung weltweit (und erstmals auch in Europa) erfuhr die Windkraft, gefolgt von Wasserkraft und Photovoltaik.

Im Jahr 2010 erreichten die Investitionen in erneuerbare Energien ein Rekordniveau von 211 Mrd. US\$, im Vergleich zu 2009 mit 160 Mrd. US\$ und mehr als das Fünffache des Menge im Jahres 2004. Erstmals entfielen mehr als die Hälfte der Investitionen in Kraftwerke und Bioenergieprojekte (143 Mrd. US\$) auf Entwicklungsländer, davon 48,5 Mrd. S\$ auf China.

In den Vereinigten Staaten entfielen etwa 10,9 % der inländischen Primärenergieproduktion auf erneuerbare Energien und 11,3 % auf Atomenergie. In China entfielen 2010 rund 26 % der installierten elektrischen Leistung auf erneuerbare Quellen sowie 18 % der Erzeugung und mehr als 9 % des Endenergieverbrauchs. Bei Ethanol aus Zucker bestreitet Brasilien nahezu die gesamte Weltproduktion. (UN-E 2011).

77 <http://www.energy.eu/#renewable>

3.6.1 Wasserkraft

Wasserkraft ist eine natürliche Energiequelle, die überall dort verfügbar ist, wo eine ausreichende Menge an stetig fließendem Wasser vorhanden ist. Die Erschließung der Wasserkraft ist mit umfangreichen Baumaßnahmen, z. B. Stauseen, Dämmen, Umgehungskanälen und entsprechenden Eingriffen in Landschaft und Ökosystem verbunden. Diese Anlagen können auch zum Zweck der Wasserspeicherung, Energiespeicherung, Bewässerung und zum Schutz vor Überschwemmungen eine große Rolle spielen. Von den 40.000 bis 50.000 großen Dämmen weltweit, die vorwiegend in den Jahren 1950 und 1980 errichtet wurden, befinden sich die Hälfte in China. Das Ausbaupotenzial – unter Berücksichtigung von Nachhaltigkeitskriterien – ist groß in bestimmten Regionen, wo Wasserkraft noch wenig genutzt wird (Asien, Afrika, Südamerika), in kleinem Maßstab (Kleinkraftwerke) und für Zwecke der Speicherung zum Ausgleich schwankender Energiequellen (Sonne und Wind).

Die Stromerzeugung aus Wasserkraft ist vom Wasserangebot abhängig und saisonalen und jährlichen Schwankungen unterworfen. Grundsätzlich wird Wasserkraft mittels Laufkraftwerken zur Grundlastdeckung eingesetzt. Pumpspeicherkraftwerke (z. B. Kaprun) werden für die Abdeckung von Spitzenlasten herangezogen. Österreich liegt mit der hier erzeugten Energie aus Wasserkraft an 6. Stelle in Europa.

3.6.2 Energie aus Biomasse

Unter Biomasse versteht man organische Energieträger, die direkt oder indirekt von Pflanzen abstammen, die ihren Energiegehalt durch Photosynthese gewonnen haben und die nicht fossil sind. Eine genauere Definition der Biomasse findet sich in der Österreichischen Kraftstoffverordnung 1999, zuletzt geändert durch die Novelle vom 3. Juni 2009:

„Biomasse“ sind biologisch abbaubare Teile von Erzeugnissen, Abfällen oder Rückständen der Land- und Forstwirtschaft (einschließlich pflanzlicher und tierischer Stoffe) und damit verbundener Industriezweige sowie der biologisch abbaubare Teil von Abfällen aus Industrie und Haushalten. „Biokraftstoffe“ sind flüssige oder gasförmige Kraftstoffe, die aus Biomasse hergestellt werden und die als Kraftstoff zum Betrieb von Fahrzeugverbrennungsmotoren bestimmt sind. „Andere erneuerbare Kraftstoffe“ sind als Kraftstoff zum Betrieb von Fahrzeugmotoren bestimmt und stammen aus erneuerbaren, nicht fossilen Energiequellen – wie zum Beispiel Wind, Sonne, Erdwärme, Wellen- und Gezeitenenergie oder Wasserkraft. Energie aus Biomasse wird aber nicht nur zum Betrieb von Fahrzeugmotoren gewonnen, sondern auch zur Erzeugung von Wärme, zur Raumheizung und zum Betrieb von Stromgeneratoren.

Bei der Photosynthese werden mithilfe von Lichtenergie aus CO_2 und Wasser (H_2O) organische Stoffe (Kohlenwasserstoffe) gebildet, in denen Energie gespeichert ist. Bei der oxygenen Photosynthese wird Sauerstoff (O_2) erzeugt und an die Luft abgegeben; die Verbrennung der organischen Stoffe verbraucht Sauerstoff und gibt die gespeicherte Energie wieder frei; dabei entsteht wieder CO_2 . Die Nutzung von Biomasse ist nachhaltig, wenn sie den Bestand

an organischen Stoffen nicht verringert, d.h. es darf nicht mehr Biomasse genutzt werden als nachwächst. Solange das der Fall ist, kann Biomasse auch zur Energiegewinnung erzeugt werden, um die mithilfe fossiler Energieträger erzeugte Energie zu ersetzen, so dass die damit verbundenen THG-Emissionen entfallen. Die Nutzung von Energie aus Biomasse bietet daher die Möglichkeit, Emissionen von THG zu reduzieren.

Biomasse kann in Primär- und Sekundärprodukte eingeteilt werden. Zu den Primärprodukten zählt die Biomasse, die durch direkte Ausnutzung der Sonnenenergie entstanden ist. Dies trifft auf die gesamte Pflanzenmasse, z. B. Energiepflanzen, sowie die pflanzlichen Rückstände und Nebenprodukte aus der Land- und Forstwirtschaft und der Weiterverarbeitungsindustrie (u.a. Stroh, Industrieholz) zu. Zu den Sekundärprodukten, die durch Ab- und Umbau organischer Substanz in höhere Organismen (z. B. Tieren) gebildet werden und daher ihre Energie nur indirekt von der Sonne beziehen, zählen die gesamte Zoomasse, deren Exkremete (z. B. Gülle oder Festmist) sowie Klärschlamm (Kaltschmitt 2001).

Der Nettoenergiegehalt von Biomasse bei Verbrennung liegt im Bereich zwischen 8 MJ/kg für Frischholz und 20 MJ/kg für pflanzliche Trockenmasse. Im Vergleich dazu enthalten Methan 55 MJ/kg (Heizwert: 35,89 MJ/m³) und Kohle 27 MJ/kg.

Herkünfte

Weltweit wachsen jährlich durch Photosynthese 224 Mrd. t Trockenmasse; das entspricht dem zehnfachen des Primärenergiebedarfs im Jahr 2005. Davon werden aber nur ca. 10 Mrd. t landwirtschaftliche und 3 Mrd. t forstliche Biomasse geerntet.

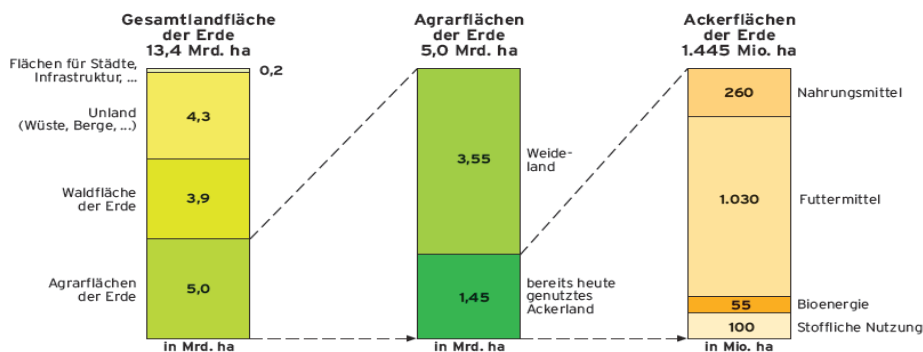
Die Erdoberfläche der Welt beträgt 13,0 Mrd. ha (EU: 418 Mio. ha); davon sind ca. 4,9 Mrd. ha landwirtschaftliche Nutzfläche und 4,0 Mrd. ha Wald (Tabelle 13). 70 % der landwirtschaftlichen Nutzfläche ist Grünland (3,36 Mrd. ha), der Rest verteilt sich auf Ackerland (1,38 Mrd. ha) und Dauerkulturen (0,15 Mrd. ha). Exakte Daten über die Nutzung lassen sich nicht angeben, denn die Übergänge zwischen unproduktivem Land, Almen, Wald, Gebüsch, Ackerland, Wiesen, Weiden, Savannen, Steppen und Wüsten sowie zwischen Nutzung und Nicht-Nutzung sind fließend. Raschka und Carus (2012) kommen daher zu leicht abweichenden Ergebnissen über die Landnutzung (Abbildung 26).

Unter dem Begriff „nachwachsende Rohstoffe“ werden land- und forstwirtschaftlich erzeugte Produkte verstanden, die weder als Nahrungs- noch als Futtermittel genutzt werden. Verwendungszwecke nachwachsender Rohstoffe können die industrielle Weiterverarbeitung (stoffliche Nutzung) sowie die Erzeugung von Wärme, Strom oder Treibstoffen (energetische Nutzung) sein.

in Mio. ha	Welt	Europa	EU	Verteilung in der EU in %
Ackerland	1.381	278	109	25,1
Dauergrünland	3.356	179	68	15,6
Dauerkulturen	152	16	12	2,8
Landwirtschaftliche Fläche	4.889	473	188	43,5
Wald	4.039	1.004	156	36,1
Unproduktive Flächen	4.076	730	73	17,0
Landfläche	13.003	2.207	418	96,6
Wasserfläche	456	93	15	3,4
Erdoberfläche	13.459	2.300	433	100,0

Quelle: FAOSTAT; siehe auch Tabelle 15

Im Jahr 2008 wurden auf 1,952 Mrd. ha nachwachsende Rohstoffe zur energetischen Nutzung angebaut; die Fläche von Rohstoffen für die stoffliche Nutzung (Holz, Papier, Zellstoff, chemische Industrie, Oleochemie, Textilindustrie) war mit 2,156 Mrd. ha etwas größer. Für Rohstoffe zur stofflichen Nutzung wurde auch mehr Ackerland (100 Mio. ha) verwendet als für Rohstoffe zur energetischen Nutzung (55 Mio. ha, Raschka und Carus 2012, Abbildung 26).



Quelle: Raschka und Carus (2012)

In Europa werden 43,5 % der Erdoberfläche landwirtschaftlich genutzt, das entspricht 0,473 Mrd ha. Etwa 43,7 % der Erdoberfläche ist mit Wald bedeckt, im Vergleich zu ca. 30 % im globalen Durchschnitt. 156 Mio. ha Wald in der EU entsprechen einem Anteil an der Erdoberfläche von 36,1 % (Tabelle 13).

Das Potenzial der Produktion von Biomasse in der EU ohne Beeinträchtigungen der Umwelt wurde von Wiesenthal et al. (EEA) (2006) geschätzt.

Das Projekt EUBIONET III schätzte das Potenzial der Biomasse in der EU24 und Norwegen auf 6,577 PJ (157 Mt_oe); davon stammt 67 % aus Holz.

Verwendung

Die Bereitstellung von Biomasse zur Verwendung für verschiedene Zwecke umfasst den Anbau, die Pflege (Düngung, Pflanzenschutz), Ernte, Lagerung, Aufbereitung (Konservierung, Trocknung, Zerkleinerung etc.), den Transport vom Erzeugungszum Nutzungsort und – bei einer

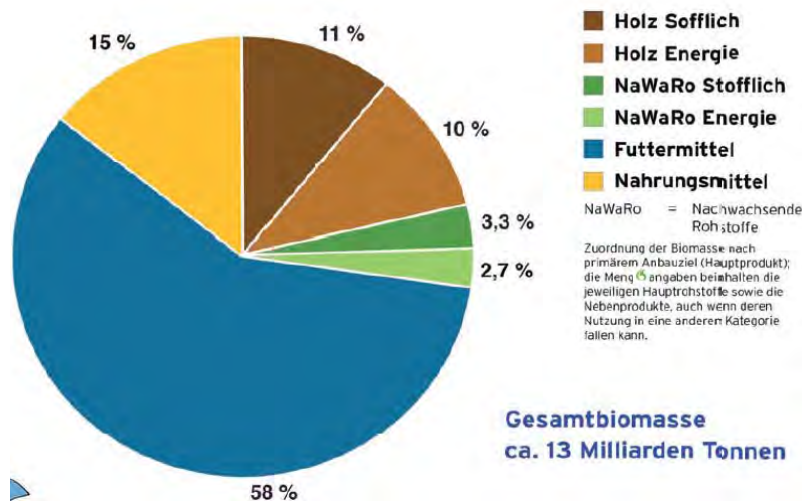
Tabelle 13: Erdoberfläche der Welt, Europas und der Europäischen Union, 2009

Abbildung 26: Globale Flächennutzung für Nahrungsmittel und nachwachsende Rohstoffe, 2008

Nutzung zur Energieerzeugung – das Einbringen in eine Transformationsanlage bzw. eine Anlage zur Bereitstellung eines Sekundärenergieträgers mit grundsätzlich anderen energie- bzw. verbrennungstechnischen Eigenschaften.

Im Jahr 2008 wurden 16 % der global geernteten Biomasse zur Gewinnung von Energie verwendet. 15 % dienten direkt zur Herstellung von Nahrungsmitteln und 58 % indirekt, nämlich als Futtermittel für die Tierproduktion. Letztere beanspruchte neben Weide- und Grasland auch 33 % der globalen Ackerflächen (0,470 Mrd. ha Getreide). Ca. 50 % des Zuwachses im Wald bleibt normalerweise dort, um zu verrotten. (UBA 2012; Abbildung 27).

Abbildung 27:
Verwendung von
geernteter Forst-
und Agrarbio-
masse weltweit
im Jahr 2008



Quelle: Raschka und Carus (2012)

Die Bioenergie-wertschöpfungskette der Biomasse zur Erzeugung von Energie beginnt bei der Produktion von Energiepflanzen bzw. der Bereitstellung von Rückständen oder Abfällen organischer Herkunft und endet bei der Nutzung fester, flüssiger oder gasförmiger Bioenergie-träger durch die Endverbraucher. Dabei können vier aufeinander folgende Wertschöpfungsstufen der Bioenergie-wirtschaft unterschieden werden:

- ■ ■ Produktion und -bereitstellung von Biomasse (z. B. Anbau, Ernte und Aufbereitung von Energiepflanzen)
- ■ ■ Transformation von Biomasse (z. B. anaerober Abbau in Biogasanlagen)
- ■ ■ Erzeugung von Bioenergie (z. B. Verstromung von Biogas in Blockheizkraftwerken)
- ■ ■ Nutzung der erzeugten elektrischen und/oder thermischen Energie (Abbildung 28)

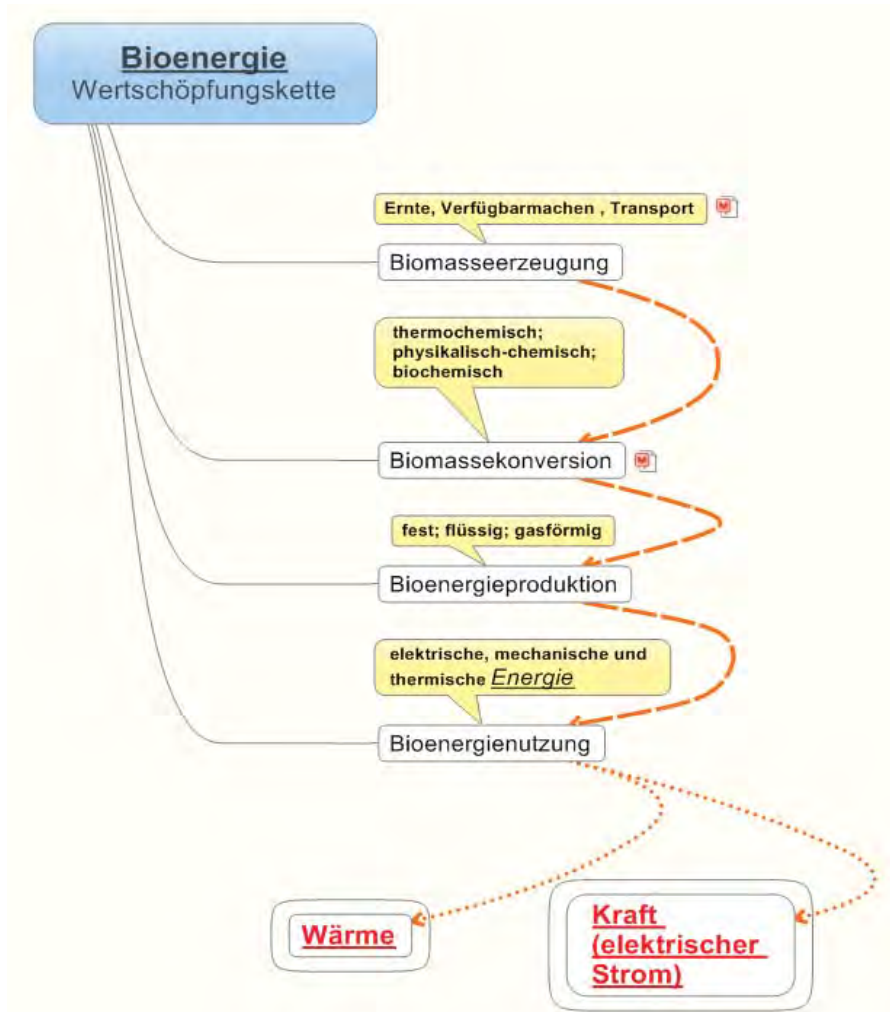


Abbildung 28:
Die Wertschöpfungs-
kette der
Bioenergie

Quelle: Eigene Darstellung. Vergleiche Abbildung 49 und Abbildung 50, S. 117

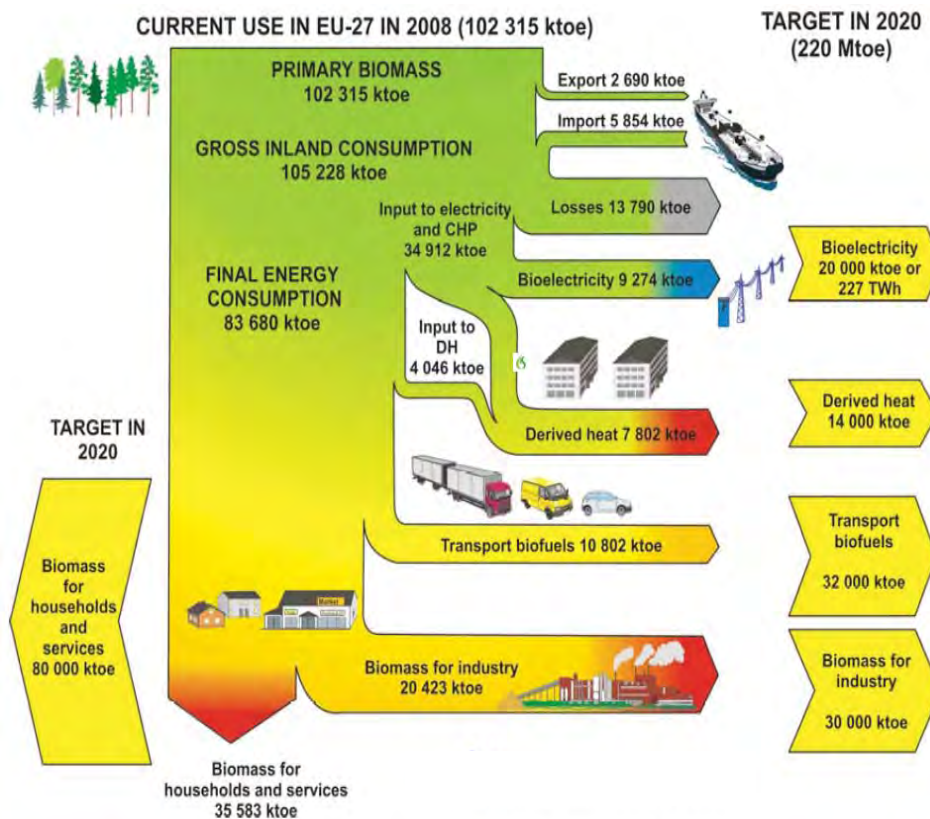
Die Nutzung von Biomasse trug 2009 mit $50,3 \cdot 10^{18}$ J pro Jahr 12,3 % zur globalen Primärenergieversorgung bei; der Hauptanteil davon, $31 \cdot 10^{18}$ J, stammt aus traditionellen Nutzungsformen (Holz, Holzkohle, landwirtschaftliche Nebenprodukte und Dung). 2,7 Mrd. Menschen verwenden ausschließlich traditionelle Biomasse zum Kochen und Heizen; diese Nutzungsformen sind meist sehr ineffizient und weisen hohe Schadstoffemissionen (darunter Ruß) auf. Der gesamte Beitrag moderner Bioenergieverfahren zur globalen Energieversorgung wird auf $6,6 \cdot 10^{18}$ J/a geschätzt; dafür werden ca. $11,3 \cdot 10^{18}$ J/a Primärenergie eingesetzt. Die weltweit hergestellte Primärenergie aus Biomasse, inklusive Reststoffe, entspricht knapp 1.240 Mtoe jährlich.

Der Anteil der Biomasse am weltweiten Energieverbrauch lag 2005 bei ca. 9 %. Während dieser Anteil in den meisten entwickelten Ländern deutlich unter 10 % lag, erreicht er in manchen unterentwickelten Ländern oder armen Bevölkerungsschichten, wo er für Kochen und Heizen benötigt wird, bis zu 90 %. Ein Großteil der verfügbaren Biomasse bleibt ungenutzt, aber die Nutzung – vor allem in den entwickelten Ländern – steigt.

71 % der weltweit genutzten Bioenergie ist Brennholz, gefolgt von Holzkohle (7 %), Alkohol (6 %) und Reststoffen aus der Holzindustrie (5 %). Die landwirtschaftliche Produktion auf Ackerflächen trägt etwa 10 % der Bioenergie bei; 7 % ist der Beitrag aus der energetischen Verwertung von Nebenprodukten und Reststoffen, und 3 % werden aus Energiepflanzen gewonnen (UBA 2012).

25 % des geernteten Reises besteht aus Hülsen, die ungenutzt bleiben. Getreidestroh und Maiskolben werden nur selten geerntet und verwendet. Fester Dünger wird in vielen Entwicklungsländern als Brennstoff zum Kochen und Heizen verwendet.

Abbildung 29:
Verwendung
von Biomasse in
der EU27 in den
Jahren 2008 und
2020



Quelle: Alakangas (2011)

Die zunehmende Nutzung von Biomasse für energetische und stoffliche Zwecke⁷⁸ bedingt, dass der Anteil der Biomasse für Ernährungszwecke sinkt. Da Lebensmittel Vorrang genießen, sollten zur energetischen Nutzung eher ungenießbare Biomassen (Hölzer, Stroh, biogene Rückstände und Abfälle) herangezogen werden, die auf nutzbar gemachten Böden erzeugt werden könnten (Metzger und Hüttermann 2008). Letztlich kann die Nutzungskonkurrenz durch die Preise von Energie und Lebensmitteln gesteuert werden, weil diese voneinander abhängen (siehe Kapitel 7.3, S. 235).

⁷⁸ Strasser et al. (2008) untersuchten Treibhausgasrelevanz folgender nachwachsender Rohstoffe: Fasern, Öle und Fette für die stoffliche Nutzung, Farb- und Gerbstoffe, Stärke.

Unter den „rein biogenen“ Abfällen ist Altholz zweifellos die bedeutendste Fraktion. Die energetisch genutzte Altholzmenge in Österreich wird auf 325.500 t/a geschätzt, was einer Primärenergie von knapp 6 PJ/a und 42 % des gesamten Altholzaufkommens entspricht. Darin enthalten sind Holzabfälle, Bau- und Abbruchholz, Sperrholz und sonstige Holzabfälle aus Handel und Industrie wie Eisenbahnschwellen, Pfähle und Masten.

Potenziale

Der mögliche Beitrag von Biomasse zur Erzeugung von Energie hängt in erster Linie davon ab, wie viel Flächen zur Erzeugung von Lebensmitteln benötigt werden und wie viel Flächen zum Schutz der Natur und zur Erhaltung der gegenwärtigen Bodenbedeckung abgestellt werden. Um den für das Jahr 2050 erwarteten Nahrungsbedarf von 9 Mrd. Menschen zu decken, müssen nach OECD-FAO (2012) global um 60 % mehr Lebensmittel produziert werden als heute. Wie viel Flächen für Lebensmittel benötigt werden, wird auch davon beeinflusst, in welchem Maße Produktivitätssteigerungen auf den landwirtschaftlichen Flächen möglich sind. Produktivitätssteigerungen sind mit entsprechender Produktionstechnik (ertragreichere Sorten⁷⁹, angepasste Düngung, Aufwertung der Böden, Bewässerung usw.) weitgehend möglich (Abbildung 47). Wie sich bestimmte Pflanzen (Buchweizen, Durchwachsene Silphie, Leindotter, Miscanthus, Quinoa, Sorghum, Wickroggen und Wildpflanzen) als Rohstoffe für Energie eignen, untersucht das Straubinger Technologie- und Förderzentrum⁸⁰. Eine Voraussetzung dafür ist, dass sich die Produktion wirtschaftlich lohnt.

Große Mengen an Lebensmitteln – ein Drittel bis zur Hälfte – landen im Müll; ihre energetische Verwertung erfolgt durch Verbrennung zu (Fern-) Wärme, durch Vergärung zu Biogas und durch Aufbereitung von Altöl zu Treibstoffen oder Heizöl, ist weltweit stark ausbaufähig. Das Potenzial von Biomasse aus Abfällen wird auf 30 EJ/a geschätzt (im Vergleich zu einem Anfall von 400 EJ/a).

Das Projekt EUBIONET III schätzte das Potenzial von Biomasse ohne festen Hausmüll (Papier und Pappe) in der EU24 und Norwegen auf 6.577 PJ (157 Mt_{oe}); davon entfallen 67 % auf Holz. Im Jahr 2006 wurden 48 % des Potenzials genutzt, das waren 3.178 PJ (76 Mt_{oe}). Den geringsten Nutzungsgrad hatten Kräuter und Früchte (15 %) sowie Forstrückstände (23 %). Das Potenzial für Energie aus Biomasse in Österreich schätzt der ÖBV (2009) auf 274 PJ im Jahr 2020 (ÖBV 2009)⁸¹. In Deutschland gibt es unterschiedliche Einschätzungen über Reststoffpotenziale für Bioenergie, die auf zwischen 540 bis 814 PJ im Jahr 2020 geschätzt wurden (Ostermeyer und Pirscher (2010)).

Im Jahr 2006 wurden in der EU27 rund 260 Mt Hausmüll produziert; davon wurden 20 % verbrannt, wodurch 243 PJ (5,8 Mt_{oe}) Energie hergestellt wurde. Der biologisch abbaubare Anteil des Hausmülls liegt bei etwa 50 % und sein Heizwert in der Größenordnung von 10 MJ/kg. Wenn man dieses Potential erschließen kann, liegt das gesamte Biomasse-Potenzial bei 7.347 PJ (175 Mt_{oe}). (Alakangas 2011).

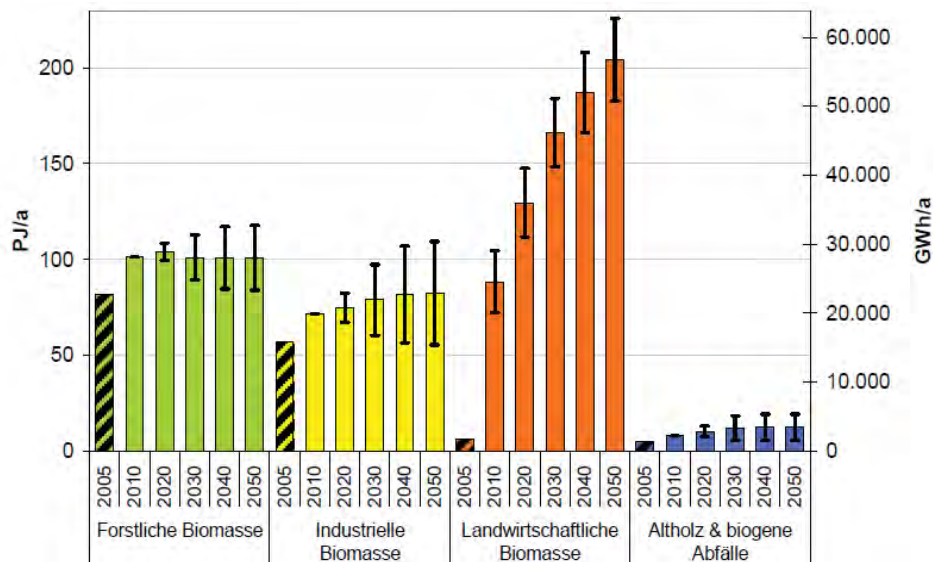
79 Die von der Europäischen Kommission geförderte Technologieplattform Plants for the future widmet sich dieser Aufgabe.

80 <http://www.tfz.bayern.de/rohstoffpflanzen/>

81 http://www.biomasseverband.at/uploads/tx_osfopage/Bioenergie2020_OEBMV.pdf

Landwirtschaftliche Biomasse (inklusive landwirtschaftlicher Abfälle) stellt ein sehr großes, im Jahr 2005 noch kaum genutztes Potenzial dar. In der Potenzialanalyse von Kranzl et al. (2009) wurden Einflussfaktoren auf die Nutzung der Potenziale in Betracht gezogen, z. B. die Entwicklung verschiedener Branchen der Holz verarbeitenden Industrie, die Verfügbarkeit landwirtschaftlicher Flächen für die Energiebereitstellung, die Entwicklung der Viehzucht etc.. Aus der Variation dieser Faktoren wurden drei Szenarien abgeleitet, die die Bandbreite der möglichen Entwicklungen bis 2050 zeigen (Abbildung 30). Demnach kann die landwirtschaftliche Biomasse die forstwirtschaftliche überholen, wenn die Potenziale in Zukunft tatsächlich mobilisiert werden. Eine neuere Prognose des Ausbaus der Bioenergie bis 2020 hat der ÖBV (aktuell) erstellt (siehe Tabelle 22, S. 105).

Abbildung 30:
Ergebnisse einer
Potenzialabschätzung
von Bioenergie in Öster-
reich bis 2050



Quelle: Kranzl et al. (2009, S. 101)

Wirtschaftlichkeit

Ein entscheidender Vorteil der Biomasse ist, dass sie Energie enthält, die in feste, flüssige und gasförmige Form umgewandelt und für eine spätere Nutzung gespeichert werden kann. Feste Biomasse, wie z. B. Brennholz, Holzpellets, Getreidestroh, etc. wird vor allem für die Wärmeengewinnung eingesetzt. Zur flüssigen Biomasse gehören Säfte und Öle, Bioabfälle und Exkremente, Bioalkohole (aus Zuckerrohr, Zuckerrübe, Getreide, Kartoffel etc.), Pflanzenöle und -fette (aus Raps, Sonnenblumen, Palmen etc.) und Ester (Rapsmethylester etc.). Die Biomasse kann sowohl stofflich (durch Umsetzung in Chemikalien⁸² und Werkstoffe) als auch energetisch (durch Umwandlung in Brenn- und Kraftstoffe) genutzt werden. Neben Kraftstoffen der ersten Generation, die direkt aus Biomasse gewonnen werden, kommt synthetischen Kraftstoffen auf Biomassebasis eine besondere Bedeutung zu, weil sie keiner Nutzungskonkurrenz durch Nahrungsmittel unterliegen. Die Wirtschaftlichkeit der verschiedenen Prozesse ist unterschiedlich

⁸² Siehe Raschka und Carus (2012); Fischer (2012)

und hängt von den Preisen der Rohstoffe in alternativen Verwendungen, insbesondere als Nahrungsmittel, sowie von jenen der Konkurrenzprodukte aus fossilen Quellen ab. Sie steigt mit dem Wert der Verschmutzungsrechte (siehe S. 201).

Die Dissertation von Stürmer beschäftigt sich mit der Wirtschaftlichkeit der Biomasseproduktion, der Optimierung der Produktionskosten von Bioenergie am Beispiel Biogas und den Effekten des Energiepflanzenanbaus auf den Ackerflächen in Österreich. In Abhängigkeit des Energiegehaltes sowie der Produktions- und Prozesskosten ergibt sich für Biomasse ein Preisband, welches überwiegend von den fossilen Energiepreisen bestimmt wird. In den vorgestellten Publikationen werden vor allem die Produktions-, Prozess- und Opportunitätskosten der Biomasse und Bioenergieproduktion in Österreich analysiert. Mit Hilfe eines integrierten Modellverbundes, bestehend aus dem Fruchtfolgeoptimierungsmodell CropRota, dem bio-physikalischen Prozessmodell EPIC und dem räumlich expliziten ökonomischen Landnutzungsoptimierungsmodell BiomAT, können die ökonomischen Biomasseproduktionspotentiale in Österreich bestimmt und verortet werden. In den Artikeln werden auch direkte und indirekte Effekte der Biomasseproduktion in Österreich, wie z. B. der Rückgang der Lebensmittelproduktion, die Veränderungen der Bewirtschaftungsintensität und die Wechselwirkungen mit dem Österreichischen Agrarumweltprogramm analysiert. Die Modellergebnisse zeigen, dass ein massiver Ausbau der heimischen Biomasse- und Bioenergieproduktion signifikante Anpassungskosten sowie höhere Landnutzungsintensitäten zur Folge hätte.

3.6.3 Forstwirtschaftliche Biomasse

Holz enthält 50 % Kohlenstoff, 44 % Sauerstoff und 6 % Wasserstoff (bezogen auf eine Probe ohne Aschegehalt und Feuchtigkeit). Der Aschegehalt von Holz beträgt gewöhnlich etwa 1 % und ist bei allen Holzarten weitgehend gleich. Ein Kilogramm einer beliebigen Holzart ohne Feuchtigkeit erzeugt etwa die gleiche Wärme. Entsprechend hängt der Heizwert von Holz von seinem Gehalt an Kohlenstoff und Wasserstoff ab. Grünes, frisch gesägtes Holz hat einen Heizwert von etwa 8,2 MJ/kg. Der Heizwert von luftgetrocknetem Holz (mit einer Feuchtigkeit von 10 bis 20 %) liegt bei etwa 16 MJ/kg. Vollständig (im Ofen) durchgetrocknetes Holz hat einen Heizwert von ca. 18 MJ/kg. (OECD 2005). Der durchschnittliche Energiegehalt von Brennholz ist $0,48 t_{\text{oc}}/t$.

Bioethanol aus Holz und Stroh könnte mittelfristig Bedeutung gewinnen, wenn es gelingt, das bei der Herstellung anfallende Lignin energetisch zu nutzen.

Herkünfte und Verfügbarkeit

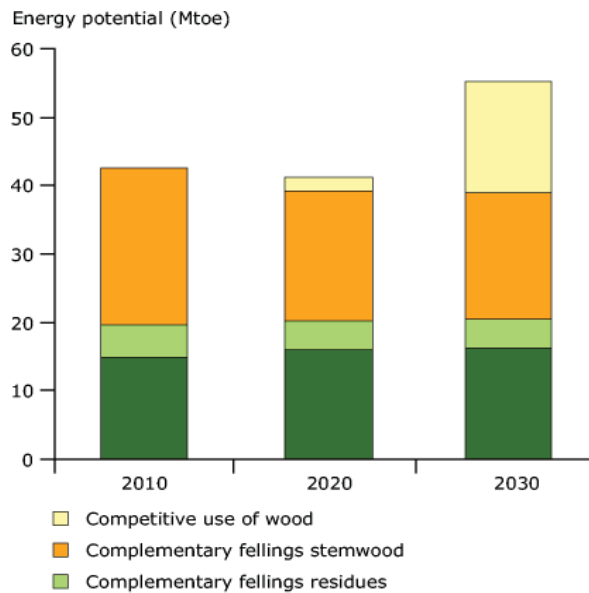
Die Weltwaldfläche, inklusive Urwälder und Plantagen, betrug 2009 4.039 Mio. ha, das waren 30,0 % der Gesamterdoberfläche unseres Planeten. In den Jahren 1990 und 1995 gingen weltweit netto 56,3 Mio. ha Wald verloren. Entwaldung ist nach wie vor ein Kernproblem in den Entwicklungsländern, in denen sich etwas mehr als die Hälfte aller Wälder weltweit befinden und wo der Waldflächenverlust 65,1 Mio. ha betrug, während in entwickelten Ländern 8,8 Mio. ha dazukamen. Die Hauptursachen des Waldrückganges sind: Ausweitung der

landwirtschaftlichen Nutzfläche sowie große wirtschaftliche Entwicklungsprojekte, im Zuge derer auch Umsiedlungen vorgenommen werden. Die Holznutzung selbst ist keine unmittelbare Ursache für Entwaldung; sie ist der Waldzerstörung in vielen Gebieten aber deshalb förderlich, weil Forststraßen entlegene Gebiete für eine landwirtschaftliche Nutzung zugänglich machen (Müller-Wenk 2008b). Der Verlust an Urwäldern in Entwicklungsländern hat in den Jahren 1980 und 1990 deutlich abgenommen.

Der Holzvorrat der EU beträgt ca. 24 Mrd. Fm_e und steigt. Er könnte bis zum Jahr 2030, weil Holz durch steigende Preise für fossile Brennstoffe wettbewerbsfähig wird, auf 55 Mt_{oe} steigen (Abbildung 31).

Die technisch mögliche Erntemenge von Waldrestholz zur energetischen Verwertung wurde für die EU27 auf 187 Mio. Fm (1.507 PJ, 36 Mt_{oe}) geschätzt. Das theoretische Potenzial liegt mit 785 Mio. Fm weit darüber. Das Projekt EUBIONET III kommt für das nutzbare Potenzial in der EU27 und Norwegen auf 1.461 PJ (35 Mt_{oe}).

Abbildung 31:
Geschätztes
Potenzial für
forstliche Bio-
masse in 21 EU-
Mitgliedsstaaten
bis 2030¹⁾



¹⁾ Ohne Zypern, Griechenland, Luxemburg und Malta
Quelle: EAA (2009)⁸³

Eine nachhaltige Nutzung von Holz erfordert, dass weniger als der jährliche Zuwachs entnommen wird, damit die Lebewesen im Boden und die Tiere im Wald Nahrung erhalten und der Humusgehalt des Bodens erhalten bleibt. Allerdings besteht auch für Waldflächen ein Potenzial für Ertragssteigerungen durch die Verwendung schnell wachsender Pflanzen sowie Düngung und andere Maßnahmen zur Bodenverbesserung. Z. B. können Böden mit Hilfe von Hydrogelen (superabsorbierende Polymere bzw. über Kreuz verbundene Polyacrylate mit sehr hohem Mo-

83 <http://www.eea.europa.eu/data-and-maps/figures/estimated-forest-biomass-resource-potential-for-bioenergy-in-eu-21-from-2010-2030>

lekülgewicht) aufgewertet werden. Sie binden das bis zu 400-fache ihres Gewichtes an Wasser und können durch eine Beimischung von 0,3–0,4 % zum Boden das Überleben von Bäumen im Wüstensand (unter Wassermangel) wesentlich verlängern⁸⁴.

Metzger und Hüttermann (2008) kamen zum Ergebnis, dass es möglich wäre, die weltweite Nachfrage nach Energie im Jahr 2030 großteils zu befriedigen, indem man lignozellulose Biomasse auf Flächen erzeugt, die durch menschliche Aktivitäten im Laufe der Jahrhunderte degradiert wurden. Den Rest könnten andere erneuerbare Energien beitragen. Die Aufforstung degradierter Flächen und die Investitionen zur Schaffung der Anlagen und Infrastruktur, die zur Nutzung der Biomasse nötig sind, wären nicht teurer als die vergleichbaren Investitionen für fossile Energieträger und sogar viel billiger, wenn man den damit verbundenen Rückgang des CO₂-Gehalts der Atmosphäre und die positiven Wirkungen auf den Boden, den Wasserschutz und die Ausdehnung der Wüsten in Rechnung stellen würde.

Schnell wachsende Baumarten erzeugen im gemäßigten Klima 15–20 t Holz je ha; im tropischen Klima sind über 30 t möglich – auch auf verarmten Böden. Z. B. wurden auf einer aufgelassenen Mine in einer Trockenregion Indiens mit *Albizia lebbek* 20 t/ha- und Jahr und mit *Dendrocalamus strictus* 32,0 t/ha- und Jahr erzielt (Metzger und Hüttermann 2008). *Populus deltoides* erreichte unter semiaridem Klima am Wüstenrand in Indien bei sehr hoher Baumdichte (2.250 je ha) 20 t Holzertrag pro Jahr.

Nachdem der Biomassemarkt lange Zeit von Brennholz dominiert wurde, dessen Einsatz relativ stabil bleibt, rückte im letzten Jahrzehnt die Nutzung von Hackgut, Sägenebenprodukten und Pellets in den Vordergrund.

Im Jahr 2009 wurden in Österreich rund 1.000 ha Kurzumtriebsholz energetisch genutzt. Dieses Potenzial ist in Zukunft noch ausbaufähig. Im Jahr 2009 wurden in Österreich rund 800 ha *Miscanthus* angebaut.

In einem Projekt der BFW, AGES und Probstdorfer Saatzucht werden 20 Pappelsorten auf vier Versuchsflächen verglichen, um ihre Eignung für bestimmte Standorte, ihre Ansprüche an den Standort, ihr Verhalten gegenüber Krankheiten und Schädlingen und mögliche Bodenveränderungen zu erkunden sowie erste Nährstoffbilanzen und Ertragsschätzungen zu erstellen. Weiters wurden Demonstrationsflächen mit Pappel- und Weidenklonen angelegt. Es wurden Biomasse-Erträge bis zu 13 t pro ha und Jahr ermittelt. (Henze 2012).

Potenzial in Österreich

47 % der österreichischen Staatsfläche ist mit Wald bedeckt. Im österreichischen Wald stehen 1,095 Mrd. m³ Holz, jährlich wachsen 31,28 Mio. m³ zu. Theoretisch stünde daher eine zusätzlich nachhaltig nutzbare Holzmenge von ca. 12,5 Mio. m³ zur Verfügung. Aber ein nicht unwesentlicher Teil des Zuwachses befindet sich auf nicht nutzbaren Hanglagen und in Schutzwäldern außer Ertrag. Daher können maximal 85 % des jährlichen Zuwachses als nutzbar betrachtet werden. Die Verteilung der Holzvorräte in Österreich zeigt Abbildung 32, jene der Durchforstungsrückstände Abbildung 33.

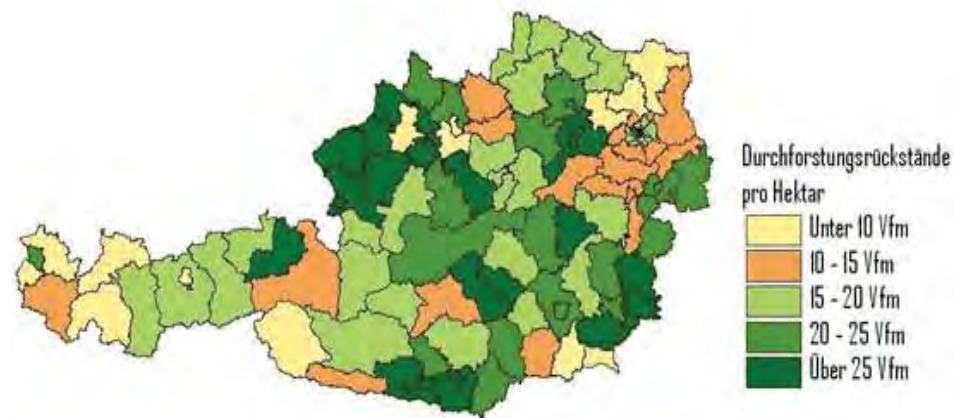
84 Metzger und Hüttermann (2008)

Abbildung 32:
Holzvorrat (in
Mio. Vfm) in den
Bezirksforst-
inspektionen
Österreichs



Quelle: Hirschberger (2006, S. 47)

Abbildung 33:
Durchforstungs-
rückstände (in
Vfm) pro Hektar
in den Bezirks-
forstinspektionen
Österreichs



Quelle: Hirschberger (2006, S. 48)

Laut österreichischer Waldinventur 2000/02 (BFW 2004) betrug die jährliche Waldnutzung damals knapp zwei Drittel des Zuwachses. Drei Jahre später (im Durchschnitt von 2003 bis 2005) lag der Holzeinschlag bereits um fast 3 Mio. Fm höher. Kranzl et al. (2009) gehen von einem zwischen 2005 und 2010 zusätzlich mobilisierbaren Potenzial von 5,5 Mio. Fm aus.

Der Energieholzstatistik zufolge wurden jährlich mehr als 5 Mio. Erntefestmeter (EFm)⁸⁵ Holz für Energiezwecke genutzt, das entspricht etwa 10,0 TWh oder etwa 70 % der Jahresleistung aller österreichischen Donaukraftwerke zusammen oder 1,0 Mrd. l Heizöl. Die Bildung von einem Fm Holz entzieht der Atmosphäre 900 kg CO₂ (Neumann 2012).

Nur ein Teil zuwachsenden Holzes wird genutzt; die regionale Verteilung der Nutzungsintensität zeigt Abbildung 34.

⁸⁵ Ein efm entspricht einem Vorratsfestmeter abzüglich von ca. 10 % Rindenverlusten und ca. 10 % Verlust bei der Holzernte je nach Baumart.

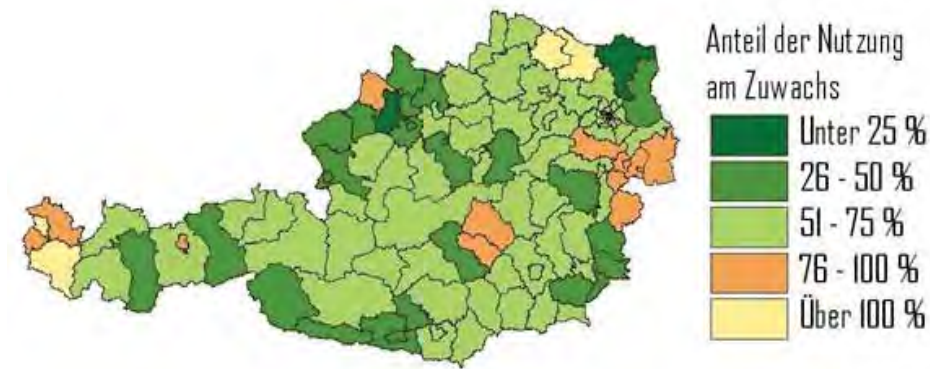


Abbildung 34:
Anteil der Nutzung (in %) am Zuwachs in den Bezirksforstinspektionen Österreichs

Quelle: Hirschberger (2006, S. 47)

Laut einer Studie des BFW liegt das Gesamtpotenzial an heimischer Biomasse bis zum Jahr 2020 zwischen 23,9 und 31,1 Mio. EFm (mit Rinde) beziehungsweise 20,5 bis 26,6 Mio. Fm (ohne Rinde) pro Jahr. Somit besteht ein realistisches Potenzial an forstlicher Biomasse von 25 bis 28 Mio. EFm jährlich bis 2020, das wären um 40 bis 55 % mehr als in den vergangenen Jahren. Damit könnten rund 1,1 Mrd. m³ THG eingespart werden. Die forstliche Biomasse kann daher bei maximaler Ausschöpfung rund ein Viertel zur Erreichung der 34 %-Vorgabe der EU für den Anteil erneuerbarer Energie bis zum Jahr 2020 (siehe Kapitel 5.3.3) beitragen⁸⁶.

Das technische Potenzial von Holz in Österreich wurde von Mayerhofer et al. (2010)⁸⁷ auf 77 TWh im Jahr 2008 geschätzt; das reduzierte (nutzbare) Potenzial beträgt dagegen ca. 40 TWh und reduziert sich bis Jahr 2020 auf bis zu 27 TWh, wenn die bisherigen Produktionsbedingungen bestehen bleiben.

Verwendungen und Nebenprodukte

Die Auswertung der unterschiedlichsten Datenquellen (FHP-Holzbilanz, Energiebilanz, Außenhandelsstatistik, Biomasseheizungserhebung, Branchenberichte, etc.) lässt abschätzen, dass im Jahr 2010 in Österreich 24,3 Mio. Festmeteräquivalent (Fm_e) Holz (inkl. Lauge als Nebenprodukt der Zellstoffproduktion) energetisch verwertet wurden. Davon entfielen 7,6 Mio. Fm_e auf Brennholz, 2,1 Mio. Fm_e auf Presslinge (Pellets und Briketts), 4,2 Mio. Fm_e auf Hackgut, 3,7 Mio. Fm_e auf (Industrie-) Restholz und Sägenebenprodukte, 2,9 Mio. Fm_e auf Rinde sowie 3,8 Mio. Fm_e auf Lauge.“ (Nemestóthy 2012)⁸⁸.

Holz wird vor allem in der Bau-, Möbel-, Platten- und Papierindustrie sowie von einigen speziellen Sparten, die Paletten, Musikinstrumente, Bilderrahmen, Bürsten, Besen, Schi etc. herstellen, verwendet. Es hat sich von einem reinen Naturbaustoff zu einem High-Tech-Baustoff entwickelt. Mit der Reformierung der Bauordnungen hat Holz in Österreich eine Gleichstellung mit anderen Baustoffen erhalten. Bauen mit Holz ist ökologisch und verbessert die Wohn- und Lebensqualität. Der Weg zu einer Steigerung des Holzverbrauchs in Zukunft wird vor allem durch die Energiegewinnung und über den Einsatzbereich „Bauen und Wohnen“ führen (BMLFUW, 2005a).

86 AIZ – Pressedienst vom 22. Jänner 2009 bzw. <http://www.blb.bmlfuw.gv.at/vero/mnawa/nr51.pdf>, S. 6

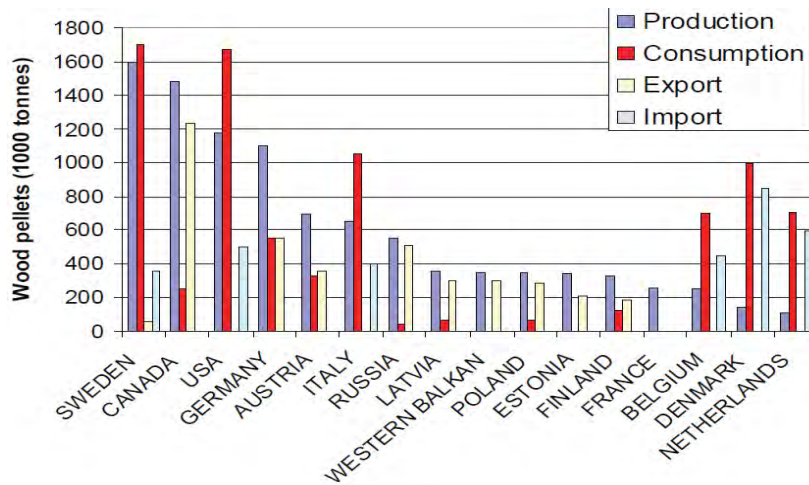
87 <http://www.agrarplus.at/team-st-poelten.html>

88 http://www.waldwissen.net/waldwirtschaft/holz/energie/bfw_holz_energietraeger/index_DE

Für das Jahr 2009 wurde in Österreich ein Gesamteinschlag von 16,73 Mio. Erntefestmetern (EFm= m³ ohne Rinde) ermittelt, um 23,3 % weniger als im Jahr 2008. Von der gesamten Einschlagsmenge entfielen auf Rohholz zur energetischen Nutzung (Brennholz und Waldhackgut) 4,58 Mio. EFm (27,4%)⁸⁹. Feste Biomasse in Form von Brennholz wird vor allem für die Raumwärmebereitstellung eingesetzt. Im Jahr 2001 wurden rund 21 % des Raumwärmeeinsatzes durch biogene Brennstoffe (z. B. Brennholz) gedeckt.

In 30 europäischen Ländern wurden im Jahr 2008 insgesamt ca. 8 Mt Holzpellets erzeugt; inzwischen gibt es in Europa über 400 Pelletswerke. Europa ist mit 8,5 Mt jährlich auch der größte Verbraucher von Holzpellets. Die USA kommt auf eine Produktion von 1,8 Mt und Kanada auf 1,4 Mt (Abbildung 35). Im Jahr 2010 wurden weltweit 16 Mt Holzpellets verbraucht, davon 11 Mt in Westeuropa. Bis 2020 wird mit einem Anstieg auf 59 Mt weltweit gerechnet; auf Westeuropa sollen 35 Mt entfallen. (FOEX indices Ltd aktuell).

Abbildung 35:
Erzeugung und
Verbrauch von
Holzpellets, 2010



Quelle: IEA Bioenergy (2011)

Im Jahr 2010 gab es 21 österreichische Produzenten von Holzpellets mit einer Kapazität von 1,2 Mt/a. Laut LWK NÖ ist die Zahl der Pelletsheizanlagen in Österreich von 7.342 im Jahr 2000 auf ca. 88.000 im Jahr 2011 gestiegen.

Monatliche und jährliche Daten über die Preise verschiedener Holzarten in Österreich finden sich auf der Homepage der Bundesanstalt für Agrarwirtschaft. Die Firma FOEX Indexes Ltd (aktuell)⁹⁰ berichtet die internationalen Märkte und Preise für Holzpellets. Die Rentabilität von Heizsystemen einschließlich Holz wird im Kapitel 4.2.4 (S. 122) behandelt.

Umweltwirkungen

Die Wälder weltweit speichern jährlich rund 2,4 Mrd. t Kohlenstoff (C) bzw. 8,8 Mrd. t CO₂, 44 % davon im Boden und 42 % in der Biomasse. Diese Speicherung umfasst etwa ein Drittel des Kohlenstoffs, der in den Jahren 1990 bis 2007 durch die Verwendung fossiler Brennstoffe

⁸⁹ Statistische Nachrichten 65,7 / 2010, S. 593-595

⁹⁰ <http://www.foex.fi/index.php?page=pix-rcp>

jährlich freigesetzt wurde. Im globalen Wald sind 860 Mrd. t Kohlenstoff gespeichert; durch Abholzung werden jährlich 2,9 Mrd. t freigesetzt. Der Wald ist für fast die ganze Speicherung von CO₂ verantwortlich (Shvidenko 2011).

Eine Fichte mit einer Holzmasse von einem Festmeter (Fm) speichert im Laufe ihres Lebens rund 200 kg Kohlenstoff und entnimmt dadurch der Atmosphäre ca. 750 kg CO₂. Dadurch werden im stehenden Holz sowie im Waldboden große Mengen Kohlenstoff als Vorrat gespeichert (BMLFUW 2005a).

Holz als Brennstoff ist praktisch konkurrenzlos. Bei der Verbrennung verhält sich Holz CO₂-bilanzneutral. Es wird nur jene Menge des Treibhausgases frei, die der Baum der Atmosphäre im Laufe seines Lebens beim Wachsen entzogen hat und daher dem natürlichen Kohlenstoffkreislauf entspricht. Im Gegensatz dazu handelt es sich bei fossilen Brennstoffen wie Erdöl, Erdgas oder Kohle um Vorräte, die im Laufe von Jahrtausenden gespeichert wurden. Der in diesen Energieträgern gebundene Kohlenstoff wird bei der Verbrennung in kürzester Zeit in so großen Mengen wieder frei, dass er zu einem Ungleichgewicht im CO₂-Haushalt der Erde und zu einem Anstieg an atmosphärischem Kohlendioxid führt („Treibhauseffekt“) (BMLFUW 2005a).

Dauerkulturen von Gehölzen und mehrjährige Gräser benötigen viel weniger Stickstoff als Mais und Raps, weil sie im Winter geerntet werden. In dieser Zeit ist ein großer Teil der Nährstoffe in den Wurzeln gespeichert und steht auch nach der Ernte der oberirdischen Pflanzenteile für das erneute Austreiben zur Verfügung. Pappelplantagen emittierten bei vergleichbaren Energieerträgen 40 bis 99 % weniger Lachgas als Mais- oder Rapsfelder (Lachgas ist etwa 300-mal so klimaschädlich wie CO₂). Unter Weiden und Pappeln wird Humus aufgebaut und Kohlenstoff gebunden. Besonders interessant ist der Anbau von Bäumen auf nährstoffarmen und feuchteren Böden (GHG-Europe-Projekt).

Mit festen biogenen Brennstoffen konnten in Österreich im Jahr 2010 rund 9,4 Mt CO₂ eingespart werden – die 20-fache Menge der Summe von Solarthermie, Umgebungswärme und Photovoltaik.

Welche Nachhaltigkeitskriterien für forstliche Biomasse wie relevant sind und welche gesetzlichen und technischen Voraussetzungen dafür gelten, wurde von EUBIONET3 untersucht bzw. dargestellt. Diese Studie beziffert die Reduktion von THG-Emissionen von Feuerungen mit Scheitholz, Hackschnitzel, Holzpellets und Stroh auf zwischen 330 bis 410 kg CO_{2eq}/MWh (Alakangas 2011).

Wirtschaftlichkeit der Aufforstung degradierter Flächen

Metzger und Hüttermann (2008) schätzen die Kosten der Aufforstung von 2,54 Gha degradierter Flächen, die benötigt werden, um den weltweiten Bedarf an Energie im Jahr 2030 zu decken, auf 2,93 Tsd. US\$. Weitere 5,49 Tsd. US\$ müssten zur Errichtung von Pyrolysefabriken investiert werden, die Biomasse zu Biojauche umwandeln. Zum Transport benötigt man 2.884 t_{oe} flüssigen Treibstoff (BtL), der in 2.884 BtL-Fabriken mit einer Kapazität von je 1 Mt_{oe} pro Jahr erzeugt werden sollte. Insgesamt ergibt dies Investitionen von 9.858 Tsd. US\$ für Aufforstung, Pyrolyse und die Produktion von BtL. Etwa derselbe Betrag kann angenommen

werden für Investitionen in Kraftwerke, die das BtL verwenden. Damit würden jährlich CO₂-Emissionen von bis zu 40.420 Mt vermieden; wenn man diese mit 25 \$/t bewertet, ergibt das einen Wert von 1 Tsd. US\$ jährlich – genug, um die Aufforstung wirtschaftlich zu rechtfertigen.

Die Aufforstung hätte nicht nur wirtschaftliche und THG-mindernde Vorteile, sondern auch folgende: Erhaltung von Boden, Rückhaltung von Wasser, Stabilisierung von Sanddünen, Windschutz, Küstenschutz, Verhinderung der Versalzung, Steigerung der Produktivität angrenzender landwirtschaftlicher Böden, ländliche Entwicklung, Verhinderung der Versauerung der Meere, bessere Trinkwasserversorgung, geringere Überflutungshäufigkeit und -stärke, geringerer Bodenabtrag und geringere Versandung der Küsten.

Kurzumtriebsplantagen

Pappeln, Espen, Weiden, Akazien (Robinien) (in temperierten Klimazonen) und Eukalyptus (in warmen Klimazonen) können als Kurzumtriebshölzer mit einer Lebensdauer von zehn bis 20 Jahren angebaut werden. Die erste Nutzung erfolgt nach dem dritten bis sechsten Jahr, danach alle drei bis sechs Jahre.

Versuche mit Energieholzplantagen (250 ha Pappel- und Weide-Kurzumtriebsflächen) wurden von Kunden der RWA mit Unterstützung der LWK NÖ (DI Karl Schuster) in Markthof angelegt⁹¹. Demnach kann bei italienischen Pappelklonen (AF2, Monviso) bereits nach der zweiten Vegetationsperiode geerntet werden. Der jährliche Zuwachs beträgt 10-15 t atro (= absolut trocken)⁹². Beim ersten Schnitt (bei der Pappel ist das nach der zweiten Vegetationsperiode) fallen rund 100 m³ Hackschnitzel je ha an (22 t atro), im zweiten Jahr sollen 150 Srm Hackgut je ha geerntet werden; bis zur sechsten Ernte, die in zweijährigen Abständen erfolgt, werden zwischen 200 und 250 m³ erwartet. Nach der Ernte treiben die Wurzeln wieder neu aus. Holzfelder können im dreijährigen Umtrieb bis zu 20 Jahre genutzt werden und liefern je Schnitt 28-30 t atro. Der Landwirt Gutscher-Hauber in Langenrohr erntet mit Claas Jaguar 1 ha pro Stunde. Der Feldhäcksler leistet bis zu 150 m³ Hackgut je Stunde oder 1.000 m³ je Tag (das sind 10 LKW-Ladungen; die Leistung des Gerätes wird aber 2009/10 um bis zu 50 % gesteigert werden). Die Kulturen erweisen sich auch als krankheits- und überflutungsresistent. Die Anlage von Energieholzflächen wird in NÖ gefördert mit (im Jahr 2010) 50 % der Kosten, jedoch maximal 1.500 € je ha und 20 ha je Förderwerber. Ähnliche Deckungsbeiträge wie mit Ackerkulturen erhält man, wenn die Hackschnitzel mindestens 55 €/t atro kosten (BLW 29/13.7.2008, S. 16; BLW 50/12.12.2008, S. 11; BLW 50/11.12.2009, S. 11).

Flächen- und Mengenpotenziale von Kurzumtriebspappeln in Deutschland lassen sich durch Vergleich der Wirtschaftlichkeit mit Alternativkulturen abschätzen. Im Auftrag der FNR hat Patrick Sheridan (September 2008) ein Kurzgutachten⁹³ erstellt, welches die standortspezifische, relative Vorzüglichkeit von Kurzumtriebspappeln im Vergleich zu Hauptackerkulturen und daraus aufgebauten Fruchtfolgen untersucht. Zur Analyse der Wettbewerbsfähigkeit wird das bio-ökonomische Simulationsmodell ProLand eingesetzt. Das Modell berechnet die stand-

91 <http://www.lk-noe.at/?+Energieholzproduktion+auf+landwirtschaftlichen+Flaechen+&id=2500%2C1725556%2C%2C%2C2C2V0PTM%3D>

92 1 t atro entspricht 6,1 Schüttraummeter bei Pappel und 4,8 Srm bei Weide

93 <http://patrick-sheridan.de/category/bioenergie/>

ortspezifischen Leistungen und Kosten von unterschiedlichen Landnutzungssystemen und bestimmt aus der Differenz die Bodenrente. Die Ergebnisse zeigen Wettbewerbsfähigkeit, Angebotsmengen und Anbauflächen in Abhängigkeit von Biomasserträgen und Produktpreisen.

Die Kosten der Aufforstung von Kurzumtriebsplantagen belaufen sich zwischen 150 US\$/ha in China und 5.000 US\$/ha in Österreich (ohne Bodenpreis). In Baden-Württemberg wurden im Jahr 2010 (bei relativ hohen Erzeugerpreisen) Deckungsbeiträge zwischen 500-950 €/ha, im Jahr 2009 zwischen 120 und 200 €/ha (bei niedrigen Erzeugerpreisen) erzielt. Im Vergleich dazu betragen die Deckungsbeiträge für Kurzumtriebsplantagen (bei 10-15 t TM je ha und Jahr und einem Preis von 70-100 €/t TM) zwischen 10 und 600 US€/ha und Jahr⁹⁴.

In Österreich kann man unter günstigen Bedingungen bei Kurzumtrieb von Pappeln mit einem Energieertrag von bis zu 300 GJ/ha rechnen (Tabelle 14).

Maschinen und Methoden zur Optimierung der Verfahrenstechnik bei der Bewirtschaftung von Kurzumtriebsflächen werden von Handler et al. (2012) untersucht.

Pappel (2-jähriger Umtrieb, erntefrisch 50 % Wassergehalt)	Einheit	Grenzertrag	Günstiger Standort	Optimaler Standort
Ertrag	t atro/ha/a	10	16	20
	Srm/ha/a	~ 60	~ 95	~ 120
	Fm/ha/a	~ 25	~ 40	~ 50
Energieertrag	KWh/ha	44.000	70.400	88.000
	GJ/ha	157	251	313
Heizöläquivalent	l/ha	4.400	7.040	8.800
CO ₂ -Reduktion	kg/ha	11.900	19.000	23.800

Quelle: ÖBV (2012b)⁹⁵

Tabelle 14: Erträge von Kurzumtriebsplantagen mit Pappel in Österreich

3.6.4 Landwirtschaftliche Biomasse

Auf dem Land produzierte Biomasse gedeiht auf fruchtbaren Böden, über deren Verfügbarkeit es unterschiedliche Meinungen gibt: die Ackerflächen weltweit liegen zwischen 1,22 und 1,71 Mrd. ha (Tabelle 13)⁹⁶. Die für Biomasseproduktion geeignete Fläche ohne Bewässerung, Wald und geschützten Flächen schätzte die IASA auf 2,35 Mrd. ha (Tabelle 15). Die größten Reserven an noch nicht genutzten Ackerflächen befinden sich in Lateinamerika und in Afrika südlich der Sahara (Abbildung 36).

Das Potenzial der Biomasse liegt langfristig bei der Nutzung von zellulosehaltigen Koppelprodukten der Landwirtschaft (Stroh, Hülsen, Maiskolben, Bagasse) und energiehaltigen Pflanzen auf Flächen, die nicht für die Erzeugung von Lebensmitteln geeignet sind. Die Biomasse könnte im Jahr 2050 200 EJ/a zum Angebot an Energie beitragen, das entspricht der Hälfte des derzeitigen weltweiten Energieverbrauchs. Derzeit werden neben Holz vor allem Mais, Raps, Zuckerrohr und Palmöl als Rohstoffe für die Energieerzeugung verwendet.

94 Mastel (2011): Bioenergie aus Kurzumtriebsplantagen und Miscanthus - ist das nachhaltig? Landinfo 5/2011, S. 28-32.

95 http://www.biomasseverband.at/uploads/tx_ostpage/Kurzumtrieb_Folder_OeBMV.pdf#page=4

96 Höhere Genauigkeit wird erwartet durch den internationalen Austausch von Karten und Satellitenbeobachtungen, der von der IASA ins Leben gerufen wurde und über Geo-Wiki.org validiert wird.

Großes Potenzial besitzt Grünland, das in der Milchviehhaltung, wo es durch (Getreide- und Soja-) Konzentrat ersetzt wird, nicht mehr benötigt wird und für die extensive Weidemast unrentabel ist. Dadurch könnte der Grünlandüberschuss in der EU im Jahre 2020 zwischen 9,2 und 14,9 Mio. ha betragen, das entspricht 13-22 % der Dauergrünlandfläche. Studien aus Baden-Württemberg und Bayern gehen von einer Freisetzung von 20 % des Grünlandes aus. Die Nutzung dieses Potenzials ist jedoch aufwändig, weil es sich entweder an ungünstigen (marginalen) Standorten befindet oder kleine (Begrünungs-) Flächen betroffen sind. Sie erfolgt in Biogasanlagen, in denen Flächen mit mindestens drei Schnitten pro Jahr genutzt werden, um eine ausreichende Ausbeute an Methan zu bekommen. Ältere Aufwüchse lassen sich in Form von Heu in Biomasseheizanlagen thermisch verwerten; dabei entstehen Staub und Stickoxidemissionen sowie eine Verschlackung, Verschmutzung und Korrosion der Feuerungsanlagen. Bei einem Trockenmasseertrag von 5 t/ha stehen ca. 46 GJ/ha Wärmeenergie zur Verfügung, das entspricht ca. 925 l Heizöl (Thumm 2011).

Tabelle 15:
Flächen und
Flächenpotenzial
ohne Beregnung
in den Weltregi-
onen

Region	Total Land	Cultivated Land 1994-1996	Potential Rain-Fed Land Suitable for Cereal Production*	Potential Excluding Forest and Protected Areas
Million Hectares				
North America	2,138.5	225.3	360.7	264.7
Eastern Europe	171	81.7	118.2	105.8
Northern Europe	172.5	21.6	42.3	31
Southern Europe	131.6	45.6	44.8	41.7
Western Europe	109.5	35.1	61.4	56.3
Russian Federation	1,674.1	130.1	223.2	152.9
Central America and Caribbean	271.8	43.5	57.4	42.8
South America	1,777.6	114.8	664.3	435.7
Oceania and Polynesia	849.6	53.2	101.4	87.7
Eastern Africa	639.5	46	237.5	229.8
Middle Africa	657.1	24.8	268.5	199
Northern Africa	794.1	44.1	92.9	88.1
Southern Africa	266.4	17.4	28.4	28
Western Africa	633	65.4	174.7	156.6
Western Asia	433	46.1	30.7	30.3
Southeast Asia	444.5	89.6	97.4	85.5
South Asia	671.8	231.6	180	175.1
East Asia and Japan	1,149.5	144.1	132.7	127
Central Asia	414.4	45.2	15	14.8
Developing	8,171.5	909.6	1,974.4	1,607.9
Developed	5,228	595.5	957.1	744.9
World total	13,399.5	1,505.2	2,931.5	2,352.8

Source: IIASA/FAO 2002.

*Total very suitable, suitable, and marginally suitable, maximizing technology.

Pflanzen, die einen hohen Bedarf an mineralischem N-Dünger haben, laufen Gefahr, die Nachhaltigkeitskriterien der EU⁹⁷ nicht zu erfüllen. Bessere Chancen werden dagegen den so genannten C4-Pflanzen eingeräumt, deren Photosynthese mit der Bildung eines Moleküls mit 4 C-Atomen beginnt; sie können Wasser und Nährstoffe effizienter nutzen und haben dadurch

⁹⁷ Siehe Kapitel 6.9.3, S. 206

ein höheres Biomasseertragspotenzial. Zu den C4-Pflanzen gehören Zuckerrohr, Mais, Miscanthus und Switch Grass. Hohe Erträge, auch auf schlechten Böden, liefern Palmöl und Sojabohne sowie Kurzumtriebsplantagen. Mehrjährige Pflanzen haben den Vorteil, dass sie nur einmal während einer Produktionsperiode von 20-25 Jahren gepflanzt und im drei bis vierjährigem Rhythmus geerntet werden; sie lagern Kohlenstoff und Nährstoffe aus den Blättern in den Boden ein, bauen Humus auf und kommen mit geringeren Stickstoffmengen aus.

Der Anbau von Energiepflanzen auf Stilllegungsflächen wurde in den Jahren von 2004 bis 2007 ausgeweitet. Auf diesen Flächen wurde vorwiegend Weichweizen (2007: 6.963 ha), Raps (2007: ca. 6.190 ha), Mariendistel (2007: 1.402 ha) und Sonnenblumen (2007: 1.032 ha) angebaut. Noch stärker wurde der Anbau von Energiepflanzen auf Basisflächen ausgedehnt; obwohl sich der Anbau auf diesen Flächen seit 2004 verfünffachte, überstieg er den Anbau auf Stilllegungsflächen nicht. Auf Basisflächen wurden vor allem Silomais (2007: 7.524 ha), gefolgt von Weichweizen (2.227 ha), Raps (2.808 ha), sonstigem Getreide (1.499 ha) und Gräsern (1.427 ha) angebaut (Tabelle 16).

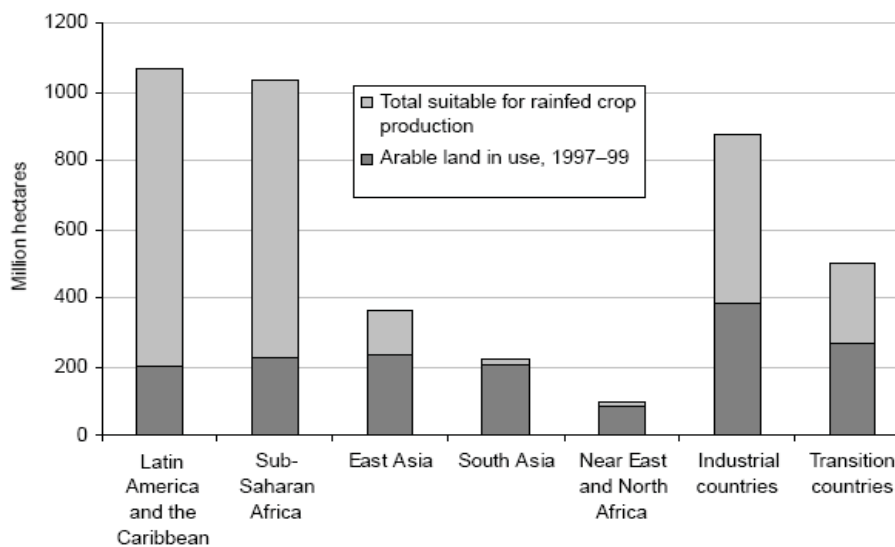


Abbildung 36: Ohne Berechnung nutzbare und genutzte Ackerflächen in den Weltregionen

Source: FAO 2002.

Tabelle 16:
Nachwachsende
Rohstoffe¹⁾ in
Österreich auf
Basis-²⁾ und Still-
legungsflächen,
2004-2007, in ha

Rohstoff	2004		2005		2006		2007	
	Basis- fläche	Stilllegungs- fläche	Basis- fläche	Stilllegungs- fläche	Basis- fläche	Stilllegungs- fläche	Basis- fläche	Stilllegungs- fläche
Getreide	524	735	1.180	1.179	2.521	2.415	4.482	8.115
Weichweizen	2	179	97	182	193	1.591	2.227	6.963
Sonstiges Getreide	295	138	539	120	1.263	178	1.499	349
Körnermais	227	418	544	876	1.065	645	757	803
Körnerleguminosen	20	0	1	0	10	0	12	1
Ölfrüchte	863	4.538	961	9.206	1.582	8.974	3.854	7.234
Raps	632	3.459	437	6.057	763	6.687	2.808	6.190
Sonnenblumen	231	1.074	518	3.017	812	2.140	1.029	1.032
Sonstige Ölfrüchte	0	5	5	132	7	147	16,4	12
Feldfutterbau	2.148	4.644	6.146	2.943	7.113	2.966	9.067	3.198
Silomais	2.136	268	5.507	659	6.718	725	7.524	878
Elefantengras	0	35	2	91	4	363	26	638
Sudangras	0	0	37	13	77	14	89	11
Sonstige Gräser ³⁾	13	2.340	601	379	302	285	1.427	232
Johanniskraut	0	63	0	57	0	56	0	37
Mariendistel	0	1.938	0	1.744	13	1.524	0	1.402
Sonstige Kulturen auf dem Ackerland	0	49	4	2	20	0	0	0
Energieholz	0	353	2	340	4	381	58	396
NAWAROS ³⁾ , Summe	3.555	10.319	8.294	13.669	11.251	14.736	17.473	18.945
NAWAROS, Insg.		13.874		21.964		25.987		36.418

¹⁾ Inklusive Energiepflanzen; diese umfassen alle Fruchtarten, für die eine- Energiepflanzenbeihilfe ausbezahlt wurde (Basis: Anbau- und Liefervertrag). Siehe Tabelle 46.

²⁾ Basisfläche ist die Fläche, auf der NAWAROS mit einer Basis-Energiepflanzenförderung angebaut werden.

³⁾ Umfassen alle geförderten NAWAROS-Flächen. Darüber hinaus werden auch Flächen, die keine Stilllegungsflächen sind und für die keine Energiepflanzenbeihilfe ausbezahlt wurde, als NAWAROS genutzt. In diese Kategorie fallen z. B. rund 8.500 ha für die Biogaserzeugung (Schätzung LFZ Francisco Josephinum für 2007).

⁴⁾ Klee, Luzerne, Klee gras, etc.

Quelle: BMLFUW (2008)⁹⁸

Die Landwirtschaftsminister der EU erzielten am 20.11.2008 eine politische Einigung über den GAP-Gesundheitscheck, zu dem auch die Aufhebung der Flächenstilllegung gehörte. Diese war bereits am 26.9.2007 mit der Verordnung (EG) Nr. 1107/2007 für die Ernte 2008 ausgesetzt worden. Auf der Ebene der EU wurde erwartet, dass durch die Aufhebung der Stilllegungspflicht 1,6 bis 2,9 Mio. ha von den 3,8 Mio. ha stillgelegten Flächen wieder in die Erzeugung genommen werden würden (Schaper und Theuvsen 2008, S. 91).

Die Aufhebung der Stilllegungspflicht betraf in Österreich 75.565 ha (BMLFUW, 2008, S. 175), von der 56.620 ha nicht mit Nachwachsenden Rohstoffen bebaut worden waren. Die bis 2007 mit NAWAROS bebauten Flächen sind in Tabelle 16 ausgewiesen. Im Jahr 2009 wurden in Österreich rund 46.500 ha Acker- und Grünland zur Erzeugung von Biomasse als Rohstoff zur Gewinnung von Energie genutzt; der Schwerpunkt lag dabei mit rund 46.000 ha bei Ackerland. Energiepflanzen wurden daher auf rund 3,4 % Ackerfläche Österreichs angebaut.

⁹⁸ <http://www.gruenerbericht.at/cms/index.php>

Im Jahr 2011 gab es in Österreich knapp 1.360.000 ha Ackerflächen, von denen fast 41.000 ha brach lagen (Abbildung 37). 2007 waren 75.565 ha als Bracheflächen ausgewiesen worden (BMLFUW 2012, Tabelle 2.1.1); nach Aufgabe der Stilllegungspflicht wurden daher etwas mehr als die Hälfte der stillgelegten Flächen wieder in Nutzung genommen.

Die Ackerfläche Österreichs wird zu 33 % mit Futtergetreide bebaut. Dazu kommen noch 18 % Feldfutterbau (Abbildung 37).

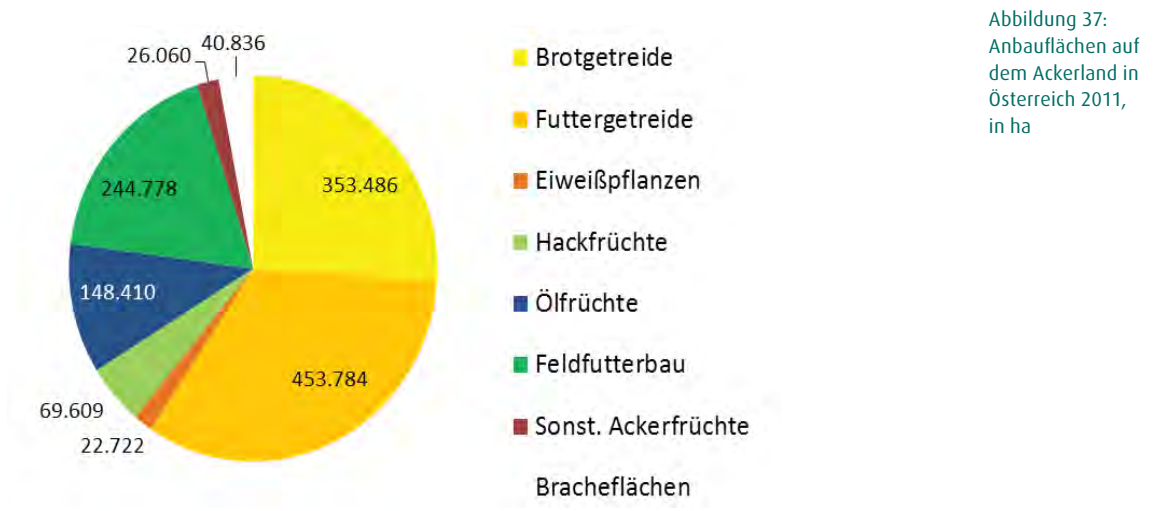


Abbildung 37:
Anbauflächen auf
dem Ackerland in
Österreich 2011,
in ha

Quelle: Bundesanstalt Statistik Österreich⁹⁹

Getreide inkl. Mais

Mais ist neben Zuckerrohr der wichtigste Rohstoff zur Erzeugung von Bioethanol. Die globale Produktion von Grobgetreide (Roggen, Gerste, Hafer und Mais) belief sich im Jahr 2010 auf 1.238 Mt; davon entfielen auf die EU 141 Mt und auf die USA 330 Mt. Die USA verbrauchten 128 Mt Grobgetreide zur Herstellung von Bioethanol, in der EU waren es 5 Mt. Im Vergleich dazu wurden im selben Jahr 654 Mt Weizen geerntet. Bis zum Jahr 2020 werden laut Prognose der OECD-FAO (2012) 13,6 % der globalen Grobgetreideproduktion zur Erzeugung von Ethanol verwendet werden; im Durchschnitt der Jahre 2008 bis 2010 waren es 11 % (Tabelle 17).

⁹⁹ http://www.statistik.gv.at/web_de/statistiken/land_und_forstwirtschaft/agrarstruktur_flaechen_ertraege/bodennutzung/index.html

Tabelle 17:
Erzeugung und
Verbrauch von
Grobgetreide
weltweit,
2005-2021

Region, Land		2005	2010	2015	2021
Welt	Fläche in 1.000 ha	309.088	316.314	331.653	344.393
	Erzeugung in 1.000 t	996.101	1.123.620	1.238.253	1.362.560
	für Bioenergie in 1.000 t		142.049	182.406	185.347
	in %		12,6	14,7	13,6
EU27	Fläche in 1.000 ha	32.710	30.351	29.861	29.592
	Erzeugung in 1.000 t	149.161	141.431	146.724	153.776
	Verbrauch in 1.000 t	142.008	152.476	147.043	153.607
	Handelsbilanz in 1.000 t	5.639	839	-407	-1.454
	für Bioenergie in 1.000 t	1.100	5.000	9.198	15.259
	Erzeugerpreis in €/t	108	196	178	188
Europa insgesamt	Fläche in 1.000 ha	61.303	53.562	61.370	62.743
	Erzeugung in 1.000 t	214.906	198.391	228.056	244.341
	Verbrauch in 1.000 t	203.647	203.750	213.730	225.135
	Handelsbilanz in 1.000 t	11.260	-5.359	14.326	19.205
	für Bioenergie in 1.000 t	1.254	5.188	9.683	16.187
USA	Fläche in 1.000 ha	35.086	36.422	36.883	37.736
	Erzeugung in 1.000 t	298.560	330.062	373.008	410.766
	Verbrauch in 1.000 t	244.026	297.392	320.465	348.294
	Handelsbilanz in 1.000 t	54.535	32.671	52.543	62.472
	für Bioenergie in 1.000 t	40.719	127.543	162.083	158.492
	Erzeugerpreis in US\$/t	79	203	225	233
China	Fläche in 1.000 ha	30.785	36.696	37.617	37.993
	Erzeugung in 1.000 t	150.361	186.536	207.238	227.804
	Verbrauch in 1.000 t	151.366	187.980	214.563	238.195
	Handelsbilanz in 1.000 t	-1.005	-1.444	-7.325	-10.391
	für Bioenergie in 1.000 t	2.995	3.758	3.830	3.716
Russland	Fläche in 1.000 ha	16.087	9.780	17.439	17.734
	Erzeugung in 1.000 t	27.395	16.432	33.565	37.221
	Verbrauch in 1.000 t	-11.308	-6.652	-16.126	-19.487
	Handelsbilanz in 1.000 t	1.251	283	143	147
Ukraine	Fläche in 1.000 ha	7.693	8.341	8.940	10.132
	Erzeugung in 1.000 t	18.655	21.245	27.787	32.018
	Verbrauch in 1.000 t	-10.962	-12.904	-18.848	-21.886
	Handelsbilanz in 1.000 t	6.523	9.161	13.403	17.038
	für Bioenergie in 1.000 t	154	188	485	927

Quelle: OECD-FAO (2012)

Die Anbauflächen von Getreide in Österreich wurden bereits in Abbildung 37 (S. 85) gezeigt. Von der Ernte, die sich im Jahr 2011 auf 4,8 Mt belief, wurden 1,44 Mt industriell verwertet. Der Industrieverbrauch setzte sich zusammen aus Körnermais (0,95 Mt, das war knapp die Hälfte der Ernte, vorwiegend verwendet zur Erzeugung von Bioethanol und Biogas), Weizen (0,29 Mt für Weizenstärke) und übrigem Getreide (0,20 Mt, davon 0,19 Mt Braugerste).

	Weizen	Körnermais	Übriges Getreide	Getreide insgesamt
Erzeugung	1.517.804	1.955.989	1.340.851	4.814.644
Auslagerung	72.681	-105.479	134.500	101.702
Nettoexporte ¹⁾	130.973	-627.078	-76.642	-572.747
Inlandsverwendung	1.459.512	2.477.588	1.551.993	5.489.093
Futter	418.832	1.277.909	1.114.502	2.811.243
Saat	55.086	9.356	48.474	112.916
Industrielle Verwertung	294.609	948.973	197.636	1.441.218
Verluste	22.210	67.929	54.059	144.198
Nahrungsverbrauch (brutto)	668.775	173.421	137.322	979.518
Selbstversorgungsgrad in %	212	79	74	88

1) Exporte minus Importe, einschließlich Verarbeitungsprodukte (in Getreideäquivalent)

Quelle: Bundesanstalt Statistik Österreich

Tabelle 18:
Versorgungsbilanz von Getreide
in Österreich
2010/11, in t

Bei der Verwendung von Getreide zur Erzeugung von Ethanol ist zu beachten, dass dieses nicht nur zu Energie, sondern auch zu einem wertvollen Futtermittel verarbeitet wird. Dadurch kann die Produktion dieser Futtermittel auf anderen Flächen eingespart werden. Laut Schultes (2008)

- ■ ■ liefern 600.000 t Getreide (das entspricht ca. 80.000 ha), das zur Erzeugung von Ethanol verwendet wird, bis zu 240.000 m³ Ethanol, das bis zu 130.000 t Benzin ersetzt, und 180.000 t DDGS, das entspricht dem Eiweiß einer Sojaanbaufläche von bis zu 60.000 ha in Südamerika
- ■ ■ ersetzt 1 kg Getreideschlempe aus der Erzeugung von Ethanol 0,72 kg Sojaschrot (44 %) und 0,20 kg Weizen
- ■ ■ ersetzt 1 kg Rapschrot aus der Erzeugung von Rapsöl 0,72 kg Sojaschrot (44 %) und 0,15 kg Weizen

Die Preise für Mais schwankten in den letzten Jahren (seit 2007) beträchtlich (zu demselben Befund kommt man durch einen Blick auf Abbildung 77, S. 236, und Abbildung 78). Bei hohen Preisen wird weniger Mais für die Produktion von Bioethanol eingesetzt, weil sich diese dann nicht lohnt. Allerdings ist der Spielraum für eine Umlenkung zur Verfütterung in Ländern, die eine Beimischungsverpflichtung von Bioethanol zu Benzin eingeführt haben, gering.

Die Berücksichtigung von Kuppelprodukten aus der Herstellung von Bioethanol und den damit eingesparten Flächen wirkt sich erheblich auf die Energie- und Treibhausgasbilanzen aus. Die zusätzliche Bioenergieproduktion auf diesen Flächen, die nicht mehr zur Erzeugung von Futtermitteln benötigt werden, hilft, das Fünffache an Energie und das Vierfache an THG einzusparen. Unter Berücksichtigung dieser Flächeneffekte haben die Biokraftstoffe der 2. Generation wie BtL oder Bioethanol aus Lignozellulose (LCF-Ethanol) keine besonderen Vorteile gegenüber den herkömmlichen Biokraftstoffen.

Neuere Bioraffinerien erzielen durch ihre räumliche Nähe zu Rinderhaltungsbetrieben eine höhere Energieeffizienz, weil dort das Nebenprodukt DDGS direkt (ohne Trocknung, die 30 % der Energie einer Ethanolfabrik benötigt, und ohne Transportkosten) verfüttert werden

kann. Die THG-Emissionen im Lebenszyklus der Erzeugung von Ethanol sind derzeit 48 bis 59 % geringer als jene von Benzin, d. h. man erzeugt 1,5 bis 1,8 Einheiten Energie pro Einheit, die man zur Erzeugung benötigt. Das ist ein Ergebnis der Forschungsinitiative NC506, die vom USDA und dem *North Central Bioeconomy Consortium* finanziert wird. Grundlage der Berechnungen ist ein von der *Agricultural Research Division* der *University of Nebraska* entwickelter „*Biofuel Energy Systems Simulator*“ (BESS¹⁰⁰) für Ethanol aus Mais. Indirekte Änderungen der Bodennutzung wurden in der Studie nicht berücksichtigt¹⁰¹. Auf den „Kostenrechner Energiepflanzen“ des KTBL (2006) wurde bereits hingewiesen¹⁰².

Rettenmaier et al. (2008) untersuchten mehrere Rohstoffvarianten zur Herstellung von Bioethanol: Zuckerrüben, Weizen und Zuckerrüben, Triticale und BtL (Biomass-to-Liquid) aus Pappel-Kurzumtriebsholz. Die Herstellung aus Weizen und Zuckerrüben erwiesen sich dabei als wesentlich besser als aus Triticale oder BtL. Die Herstellung aus Zuckerrübe liefert tendenziell die besten Ergebnisse. Auch das innovative Verfahren zur Herstellung von Bioethanol aus Weizenkorn und Zuckerrüben ist sehr vorteilhaft. Die Prozessenergie könnte auch aus Stroh oder Kurzumtriebsholz bereitgestellt werden. Die Weiterverarbeitung von Bioethanol zum Kraftstoffadditiv Ethyl-Tertiär-Butyl-Ether (ETBE) führt stets zu den mit Abstand besten Bilanzergebnissen. Daher sollte das technische Potenzial von ETBE jedenfalls ausgeschöpft werden. Pro Hektar und Jahr können 36 - 110 GJ fossile Primärenergie eingespart und 3,8-8,1 t CO₂ vermieden werden.

Die Stromgestehungskosten von Silomais-Anlagen in Verbindung mit Rindergülle zeigt die Tabelle 21 (S. 100).

Ölpflanzen

Raps

Die Rapspflanze ist eine wichtige Alternative zu Getreide, das in der Fruchtfolge meistens dominiert. Sie gedeiht im gemäßigten Klima Mitteleuropas und Kanadas besonders gut und wird hauptsächlich als Winterraps angebaut. Raps stellt relativ hohe Anforderungen an die Produktionstechnik und ist wegen seiner frühen Reife anfällig für Ertragsschwankungen je nach Witterungsverlauf. Das bei der Ernte anfallende Rapsstroh bleibt als Humus- und Nährstofflieferant auf den Feldern; ein Teil davon könnte auch energetisch genutzt werden.

Der Ölgehalt der Rapssamen beträgt 45 bis 50 %, der Proteingehalt liegt zwischen 17 und 25 %. Das Öl wird nach dem Mahlen (Zerkleinern) der Rapssamen kalt herausgepresst; dabei entstehen Rapsöl und Rapskuchen (mit einem Fettgehalt von ca. 11 %) oder Rapsextraktionschrot. Letzteres ist ein Futtermittel mit einem Rohproteingehalt von 34,9 % und einem nutzbaren Proteingehalt von 20,6 %, das in Form von Pellets oder Flocken verabreicht werden kann. Eine höhere Ausbeute an Öl erhält man bei Verwendung von Lösungsmitteln. Durch Saat-zucht ist es gelungen, Erucasäure-freie (00-) Rapsorten zu erhalten, deren Öl als Speiseöl Verwendung findet und als solches wegen seines hohen Gehalts an Omega-3-Fettsäuren geschätzt wird.

100 <http://digitalcommons.unl.edu/bseliska/4/>

101 <http://www3.interscience.wiley.com/journal/121647166/abstract?CRETRY=1&SRETRY=0>

102 <http://daten.ktbl.de/energy/>

Weltweit wurden in den Jahren 2010-2011 ca. 33.000 ha Raps angebaut und 65 Mt geerntet; bis 2020 sollte die Produktion vorwiegend durch steigende Hektarerträge auf 71 Mt steigen. Die größten Erzeuger sind die EU mit 20 Mt (auf knapp 7 Mio. ha), China und Kanada mit je 13 Mt, Indien mit 7 Mt, Australien mit 2 Mt und die Ukraine mit 1,5 Mt. Etwa 10 Mt werden netto exportiert; die wichtigsten Nettoexporteure sind Kanada (7 Mt), die Ukraine und Australien. Die Haupt- (Netto-) Importeure von Raps und Rapsöl sind die EU, Japan, USA und das übrige Asien sind (Abbildung 38).

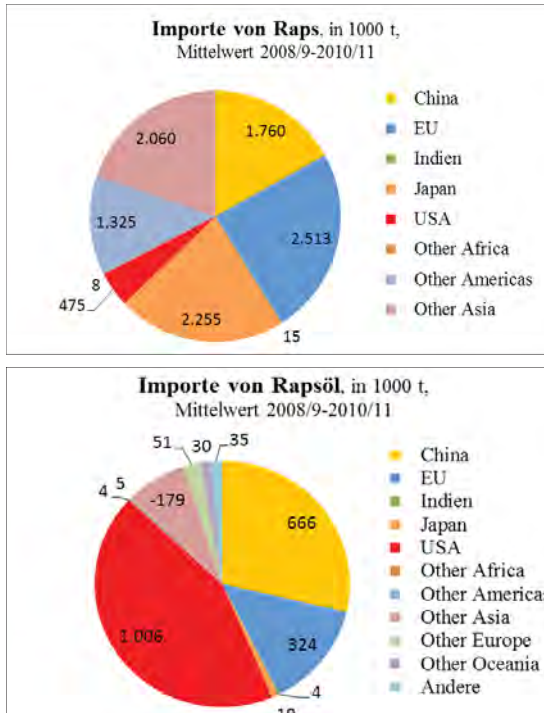


Abbildung 38:
Die wichtigsten
Importeure von
Raps und Rapsöl

Quelle: FAPRI (2012); eigene Darstellung

In Österreich wurden im Jahr 2011 ca. 352.000 t Ölsaaten erzeugt und 350.000 t netto importiert. 513.000 t wurden überwiegend zu Biotreibstoffen (Biodiesel und Pflanzenöl) verarbeitet (Tabelle 19). Daraus lassen sich rund 166.000 t Pflanzenöl gewinnen. Laut ARGE-Biokraft wurden in Österreich 336.654 t Biodiesel hergestellt (UBA 2011); dazu musste also auch Pflanzenöl importiert werden.

Tabelle 19:
Versorgungsbilanz für Ölsaaten in Österreich 2010/11, in t

Bilanzposten	Raps und Rübsen	Sonnenblumenkerne	Sojabohnen	Sonstige Ölsaaten*	Ölsaaten insgesamt
Anbaufläche	53.636	26.049	38.123	30.601	148.410
Erzeugung	170.584	66.498	94.544	20.462	352.088
Anfangsbestand	25.000	11.500	-	-	36.500
Endbestand	17.000	18.000	-	4.000	39.000
Einfuhr	274.705	98.093	108.019	48.236	529.053
Ausfuhr	53.235	45.608	60.649	21.064	180.556
Inlandsverwendung	400.054	112.483	141.914	43.634	698.085
Futter	291	16.613	101.266	3.126	121.296
Saat	215	143	3.812	297	4.467
Verarbeitung	389.277	89.065	20.000	14.708	513.050
Verluste	10.271	1.662	2.836	597	15.366
Nahrungsverbrauch	0	5.000	14.000	24.906	43.906
Selbstversorgungsgrad in %	43	59	67	47	50

* Ölkürbis (26.119 ha), Mohn, Öllein, Saffor, Senf, Leindotter, Öldistel, Sesam, etc.

Quelle: Bundesanstalt Statistik Österreich; BMLFUW (2012), Tabelle 2.1.16

Laut Schultes (2008) liefern 300.000 t Ölsaaten, die auf ca. 100.00 ha geerntet werden, bei der Verarbeitung zu Biodiesel bis zu 170.000 t Extraktionsschrot. Für die Erzeugung dieses Eiweißfuttermittels würde man in Südamerika bis zu 60.000 ha Sojaanbaufläche benötigen. Pflanzenöl-Kraftstoff, den man aus der Ernte von 1 ha Raps und dessen Verarbeitung gewinnt, reicht zur Bewirtschaftung von 9 ha Ackerfläche.

Sojabohne

Sojabohne ist eine Hülsenfrucht, die ca. 18 % Öl und 38 % hochwertiges Eiweiß enthält. Sie ist weltweit die wichtigste Ölsaat und die wichtigste Eiweißpflanze. Das Öl wird herausgepresst oder mittels Lösungsmitteln extrahiert; der Sojakuchen oder -schrot (rund 80 % der Trockenmasse) enthält 98 % Eiweiß, das als Futtermittel benötigt wird. Nur etwa 2 % der geernteten Sojabohnen werden als Nahrungsmittel von Menschen konsumiert. Dabei handelt es sich überwiegend um gentechnikfreie Sorten aus österreichischer Produktion.

Die Sojabohne beherbergt, wie andere Leguminosen auch, in ihren Wurzeln Knöllchenbakterien, die Stickstoff aus der Luft binden und dadurch dem Boden Stickstoffdünger zuführen¹⁰³. Die Pflanze ist daher als Bestandteil der Fruchtfolge mit Getreide besonders wertvoll. Sojabohne stellt ähnliche Ansprüche an das Klima wie Körnermais und Zuckerrübe. In Mitteleuropa wurde die Produktion ab den 1980er Jahren durch die Züchtung geeigneter Sorten ausgeweitet.

Durch die Förderung von Eiweißpflanzen erreichte die Anbaufläche in Österreich die höchste Ausdehnung im Jahr 1993 mit 54.100 ha und fiel auf 13.300 ha im Jahr 1996. Bis zum Jahr stieg die Anbaufläche wieder auf 38.100 ha und die Ernte auf 109.000 t. Dennoch impor-

¹⁰³ 20 kg N/ha (BMLFUW 2008a)

tierte Österreich im Jahr 2011 ca. 550.000 t netto. Die wichtigsten Exporteure und Importeure weltweit sind derzeit die USA bzw. China. Beim Export wird Brasilien die USA bis 2021 überholen (Abbildung 39).

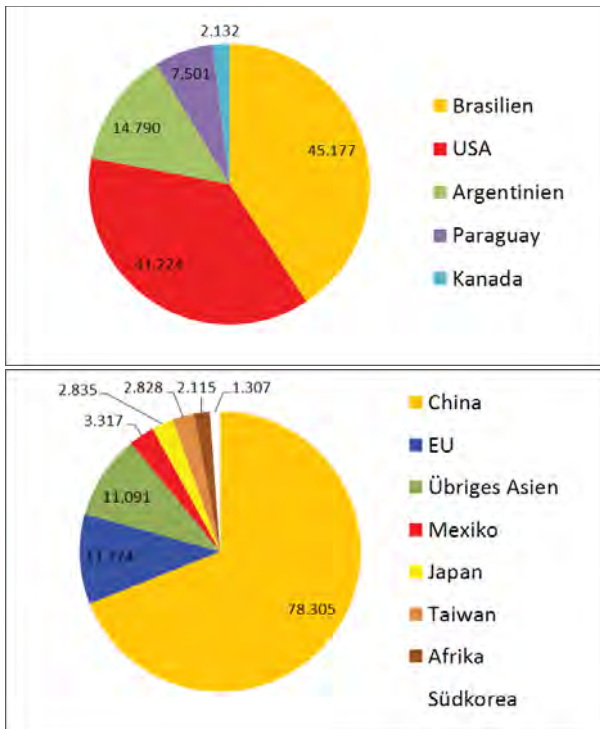


Abbildung 39:
Die wichtigsten
Exporteure und
Importeure von
Sojabohnen
2021/22, in
1.000 t

Quelle: FAPRI (2012); eigene Darstellung

Jatropha

Die *Jatropha*-Arten sind weltweit in tropischen und subtropischen Gebieten beheimatet, insbesondere in Indien, China und Indonesien. Aufgrund ihrer Genügsamkeit kann diese Pflanze auch in trockenen Savannegebieten angebaut werden. Ihr Samen, die Purgiernuss, hat einen Öl-Anteil von über 30 %, das obendrein mit einer Cetan-Zahl von etwa 60 (Raps hat 54) eines der effektivsten technisch nutzbaren Pflanzenöle der Welt ist. Die Pflanze (Abbildung 40) enthält neben Öl in den Samen ein dem Rizin ähnliches giftiges Protein und wurde früher zur Begrenzung wertvoller Pflanzen angebaut, um Schafen den Zugang zu verwehren. Es besteht aber auch die Gefahr, dass der Anbau von *Jatropha* anstelle einer bestehenden Landnutzung auf Kosten der einheimischen Bevölkerung geht und die behauptete Genügsamkeit der Pflanze ein Mythos ist (Erklärung von Bern 2008)¹⁰⁴.

Zwei Drittel der Weltproduktion findet in Indien statt, wo die Regierung bis zum Jahr 2017 20 % des verbrauchten Dieselöls durch pflanzliche Öle ersetzen will. Dazu werden 15 Mio. ha benötigt, während derzeit ca. 500.000 ha mit *Jatropha* bebaut sind. In der Zeitschrift „Environmental Science & Technology“ wird berichtet, dass der Anbau von *Jatropha* in Indien zu

104 http://www.evb.ch/cm_data/executive_summary_d.pdf

85 % wegen sehr geringer Erträge aufgegeben wurde. Die Fa. *SG Biofuels and Bharat Renewable Energy* hofft, den Schaden, der auf 20.000 ha aufgetreten ist, durch die Entwicklung von Hybridsorten (*Jatropha 2.0 hybrid seeds*) wieder gut zu machen.

Abbildung 40:
Jatrophapflanze
und Purgiernuss



Quelle: Google Bilder

Indien setzt auch auf die **Indische Birke** (*Pongamia pinnata*), deren Samen zu 30 % aus Öl bestehen; davon will man weltweit 1 Mrd. Bäume pflanzen, wozu man die Hälfte der Fläche Dänemarks benötigt. Beide Pflanzen gedeihen auf trockenem steinigem Boden in großer Hitze und brauchen vier bis fünf bzw. neun Jahre bis zur Reife. Es bedarf also ziemlicher Geduld von Seiten der Bauern und erfolgreicher Züchtungsarbeit, um bessere und gleichmäßigere Erträge zu erzielen¹⁰⁵.

Palmöl

Malaysia und Indonesien erzeugen ca. 50 Mt und sind damit die größten Erzeuger weltweit mit einem Marktanteil von 85 %. Malaysia produzierte 17,56 Mt, 80 % davon für die Nahrungsmittelindustrie. Außer zum Kochen wird Palmöl in der ölchemischen Industrie zur Erzeugung von Kosmetika, Waschmitteln und Wachs verwendet. Malaysia ist der größte Exporteur von Palmöl und Produkten daraus; es verdiente im Jahr 2009 damit ca. 15 Mrd. US\$.

¹⁰⁵ The Economist Sept. 20-26, 2008, S. 68

Die Gesamtfläche Malaysias beträgt 32,86 Mio. ha. Sie wird zunehmend für Palmöl genutzt. Die Anbaufläche stieg von 0,7 Mio. ha im Jahr 1976 auf 4, Mio. ha 2009.

Auch in Thailand stieg der Umfang der Palmölplantagen (Abbildung 41) bis 2010 stetig auf 0,5 Mio. ha, sodass das Land zum drittgrößten Produzenten der Welt aufgestiegen ist. Außerdem ist Thailand der zweitgrößte Erzeuger von Ethanol aus Rohrzucker (1 Mio. ha) und Kassava (1,2 Mio. ha).



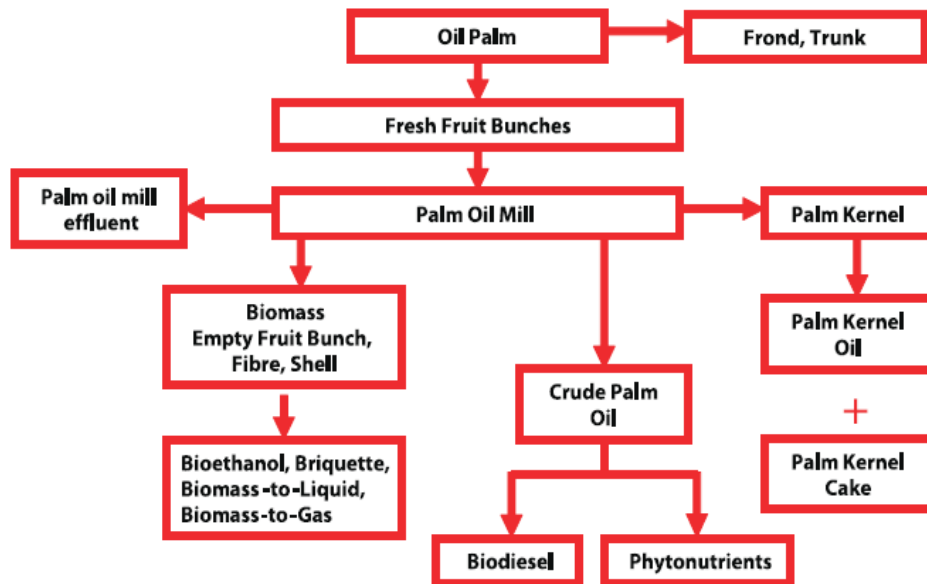
Abbildung 41:
Palmölplantage
und -frucht



Quelle: IAE Bioenergy (2011), Wikipedia

Je Tonne Pressrückstand der Palmölgewinnung kann man 28 m³ Biogas mit einem Methangehalt von 65 % gewinnen (Abbildung 42).

Abbildung 42:
Verwendung und
Nebenprodukte
von Palmöl



Quelle: IAE Bioenergy (2011)

Algen

Biodiesel kann auch aus Algen gewonnen werden. Algen gedeihen sowohl in Salz- als auch in Süßwasser, ja sogar in verschmutztem Wasser. Anlagen dafür könnten in unproduktiven Regionen aufgebaut werden. Sie haben das Potenzial, das 30-fache an Energie je ha zu erzeugen als die derzeit dafür verwendeten Ackerfrüchte. Sie verbrauchen dabei CO_2 , dessen Reduktion aus der Atmosphäre ja das Ziel der Energiepolitik ist. Kommerzielle Anwendungen sind bisher nicht in großem Maßstab vorhanden, aber angesichts bisher nur spärlicher Forschung und Entwicklung sind große Fortschritte möglich.

Mikroalgen sind phototrophe Mikroorganismen, die schnell wachsen und dabei Licht als Energiequelle und CO_2 als Kohlenstoffquelle nutzen. Durch diese Eigenschaft können sie u. a. das Treibhausgas aus thermischen Kraftwerken verwerten. Voraussetzung dafür sind geeignete Aufzuchtstationen, in denen die Algen kultiviert und geerntet werden. Bei einem geschlossenen Wasserkreislauf könnte die Erzeugung umweltschonend erfolgen.

Algen könnten sich auch dazu eignen, CO_2 zu binden. Das Phytoplankton im Meer braucht zu seinem Wachstum CO_2 und sinkt auf den Meeresgrund, wenn es stirbt. Ein Experiment mit dem Schiff Polarstern in der Südsee brachte allerdings nicht die gewünschten Ergebnisse. Der Eintrag von 6 t Eisensulfat auf 300 km² führte zwar zu einer Vermehrung der Algen auf das Doppelte in 6 Wochen, sie wurden aber von Copepoden gefressen. Weil das Meer wenig Siliziumsäure enthielt, kam die Düngung nicht den Algen mit der gewünschten Wirkung zugute (Copepoden, die sich mit einem Siliziumpanzer schützen, sog. Diatome), sondern Algen wie z. B. Phaeocystis, die gutes Futter für Copepoden sind. Weitere Versuche sind daher nötig. (The Economist, 28.3.2009, S. 80).

Die EU veranstaltete am 9.2.2012 einen Workshop zur Lebenszyklus-Analyse algenbasierter Biokraftstoffe.¹⁰⁶ Verschiedene Projekte wurden entweder aus Programmen der Europäischen Kommission wie dem RP7 oder aus nationalen Programmen gefördert.

Zucker

In Brasilien werden ca. 7 Mio. ha Zuckerrohr geerntet, davon die Hälfte zur Erzeugung von Ethanol. Die Züchtung dürfte große Ertragssteigerungen ermöglichen (sie dürfte derzeit auf einer Stufe wie Mais zu Beginn des letzten Jahrhunderts sein; siehe Fa. Cana Vialis, Fa. Alellyx). Auch die Ernte beruht noch auf qualvoller schlecht bezahlter Handarbeit mit Macheten. Die Mechanisierung ist im Gange. (The Economist, 28.6.-4.7.2008).

Der Anteil des Zuckers an der globalen Produktion von Bioethanol wird laut OECD-FAO (2012) von 21 % im Durchschnitt von 2008-2010 auf 33,9 % im Jahr 2021 steigen (Tabelle 20).

		2005	2010	2015	2021
Welt	Fläche in 1.000 ha	19.843	23.764	24.423	29.207
	Produktion in 1.000 t	1.315.788	1.650.529	1.758.967	2.163.420
	für Ethanol in 1.000 t	190.903	360.578	473.953	733.257
	in %	14,5	21,8	26,9	33,9
USA	Fläche in 1.000 ha	373	332	335	322
	Produktion in 1.000 t	22.433	23.281	25.071	24.789
	Fläche in 1.000 ha	5.806	9.114	9.938	13.225
Brasilien	Produktion in 1.000 t	422.957	692.255	784.397	1.057.285
	für Ethanol in 1.000 t	188.632	349.938	447.257	688.964
	in %	44,6	50,6	57,0	65,2

Tabelle 20:
Erzeugung von
Zuckerrohr welt-
weit, 2005-2021

Quelle: OECD-FAO (2012)

Andere Pflanzen und Rückstände

Zur Energieerzeugung eignen sich grundsätzlich folgende Arten von biogenen Abfällen: Altholz, Pflanzenreste, Grünschnitt, Biomüll, Küchen- und Kantinenabfälle, Schlachtabfälle, Abfälle der Nahrungsmittelindustrie, Altöl, biogene Anteile des Restmülls, Gülle, Klärschlamm, etc. Abfälle der Holz verarbeitenden Industrien (SNP, Rinde, Schwarzlauge) werden aufgrund ihrer zentralen Bedeutung als „Industrielle Biomasse“ behandelt.

Im Projekt EUBIONET3 wurde untersucht, welche Rohstoffe für Bioenergie bisher noch mehr oder weniger untergenutzt werden. In den südeuropäischen Ländern sind das vor allem Rückstände der Olivenölerzeugung, die bei einer Erzeugung von 10 Mt Rückstände von 7 Mt hinterlassen, was einem theoretischen Energiegehalt von 150 PJ entspricht. Weitere potenzielle Energiequellen sind: Nussschalen, Getreidespreu (40 PJ bzw. 1 Mt_{oe} in Westeuropa), Sonnenblumenschalen, Brauerei- und Weintrester, Tabakstengel, Sheanüsse (Kariténüsse). (Alakangas 2011).

¹⁰⁶ http://ec.europa.eu/energy/renewables/biofuels/algae_de.htm

In Österreich werden landwirtschaftliche Reststoffe derzeit nur marginal energetisch genutzt. Zukünftig könnten Reststoffe wie Stroh, Maisspindeln oder Landschaftspflegeheu an Bedeutung gewinnen, da sie nicht in Konkurrenz zur Lebens- und Futtermittelproduktion stehen. So würde die Nutzung des Strohs von 15 % der österreichischen Getreideanbaufläche (rund 92.000 ha) etwa 3,8 PJ Rohenergie liefern.

Die TFZ-Kompakt des Technologie- und Förderzentrums (TFZ) vergleicht Energiepflanzen für die Biogasproduktion, darunter Topinambur, Sorghumhirse und durchwachsene Silphie¹⁰⁷. Diese Energiepflanzen sollen Mais wirtschaftlich sinnvoll ergänzen und das Landschaftsbild bereichern. Bestimmte Energiepflanzen können auch als Zweit- oder Zwischenfrucht angebaut werden, erhöhen die Biodiversität, verbessern das ökologische Gleichgewicht und sind wichtig für Bienen und andere Blütenbesucher.

Das USDA fördert ein Projekt, in dem Camelina angebaut wird; diese Pflanze gedeiht in der Fruchtfolge mit Weizen und auch auf Grenzertragsböden.

Ganzpflanzensilage

Die Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe untersucht Anbausysteme von Energiepflanzen unter verschiedenen Standortbedingungen Deutschlands. Die vorliegenden Ergebnisse zu den Trockenmasseerträgen von neun Fruchtfolgen bestätigen die Vorzüglichkeit der Sommerungen (ausgenommen Sommergetreidearten) hinsichtlich der Nutzung als Ganzpflanzensilage. Mais erzielte als Haupt- bzw. Zweitfrucht die höchsten Trockenmasseerträge (211 dt), gefolgt von Sorghum (210 bzw. 125). Als Vorfrucht bieten sich Winter-Triticale und Winterroggen an. Weitere empfehlenswerte Kulturen sind Sommergerste und Ölrettich. Bei einer Rückführung der Gärreste verbessert sich die Humusbilanz, und in jedem Fall steigt die Biodiversität¹⁰⁸.

Grass et al. (2009) berichten über Versuche zur einer effizienteren Verwertung von Ganzpflanzensilage, bei der diese nach einer Maischung (am besten mit Kaltwasser oder Presssaft) in zwei Fraktionen aufgeteilt wird: Presssaft und Presskuchen. Ersterer wird in wenigen Tagen zu Biogas vergoren und liefert bei jung geerntetem Mais den höchsten Ertrag an Methan (bis zu 500 l_N je kg). Der Presskuchen wird unter Verwendung der Abwärme aus der Verstromung von Biogas auf einen TM-Gehalt von 85 % gebracht, um lagerfähig zu werden. Er bildet infolge einer geringen Mineralstoffkonzentration wenig Asche und kann zu Wärme, Strom und Treibstoff weiterverarbeitet werden. Der auf die Felder zu entsorgende Gärrest ist um 30 % geringer, die Energieausbeute steigt von 50 % bei herkömmlichen Biogasanlagen auf 63 %.

Gras

Derzeit findet auf 15,6 % der österreichischen Grünlandflächen eine Biomasseüberproduktion statt. Für 2010 wird eine Fläche von 10,6 % mit massivem Überschuss an Biomasse sowie von 15,6 % mit extremem Überschuss prognostiziert. Daraus resultiert ein Potenzial (bei mittleren Flächenerträgen und Verlusten, ohne Erntekosten, bei einer mittleren Methanproduktion von 350 m³/t Trockensubstanz von extensivem Grünland sowie 410 m³/t für optimales Grünfut-

¹⁰⁷ www.tfz. B.ayern.de/rohstoffpflanzen

¹⁰⁸ Vetter (2011): Wie kann die Energiepflanzenproduktion durch Fruchtfolgen nachhaltiger gestaltet werden? Land Info 5/2011, S. 24-27.

ter von jährlich 365-615 Mio. m³ Methan aus Grünland-Biomasse. Dies entspricht einer thermisch nutzbaren Leistung von 336-564 MW oder einer elektrischen Leistung von 140-240 MW. Derzeit erreichen die in Österreich installierten Biogasanlagen eine Leistung von ca. 88 MW (Tabelle 9).

Nach Gerstl (2008) liefert eine Vierschnittwiese mit Nasssilage den maximalen Methanhektarertrag, nämlich 2.421 Nm³ CH₄, gefolgt von Anwekksilage mit 2.359 Nm³. Extensive Einschnittwiesen mit Gärheu liefern nur 988 Nm³. Nasssilage verwertet die Sickersäfte, bringt aber eine intensive Geruchsbelästigung mit sich. Ackerfrüchte bringen wesentlich höhere Methanerträge.

Miscanthus

Miscanthus (*M. giganteus*, Riesen-Chinaschilf, Elefantengras, Rutenhirse) ist eine mehrjährige C4-Pflanze, die während der Abreifung Nährstoffe in den Boden zurück führt (Wurzeln und abfallende Blätter), so dass vorwiegend Zellwandmaterial geerntet wird. Sie liefert nach etwa drei Jahren kontinuierlich Erträge bei minimalem Düngemittelleinsatz, wozu auch Stickstoff fixierende Bakterien beitragen könnten. Die Bodennutzung ist dadurch für ungefähr 20 Jahre festgelegt. Miscanthus steht damit in direkter Konkurrenz zu Kurzumtriebshölzern. Er liefert geringere Erträge als Mais bei geringerem Nährstoffeinsatz. (Ludewig 2011, S. 41-43).

Sowohl thermische als auch Biogasverwertung als auch Verflüssigung sind möglich. Unter guten Bedingungen lassen sich mit Miscanthus bessere Deckungsbeiträge erzielen als mit einer konventionellen Fruchtfolge (Wolbert-Haverkamp 2012). In Europa kann 1 ha Miscanthus 4.000 bis 9.000 l Heizöl extraleicht ersetzen¹⁰⁹. Mit Erträgen von bis zu 50 t Biomasse je ha in den USA lassen sich bis zu 30.000 l Ethanol pro ha erzeugen. Die vergleichbaren Erträge von Mais liegen bei maximal 19 t Biomasse und 7.000 l Ethanol/ha (Wikipedia).

Erntemethoden, Lagerung und Verbrennung in 150 KW-Öfen werden im BLT untersucht. Je nach Witterungsverlauf trocknen die Miscanthus-Bestände bis Ende März bzw. in den April hinein soweit ab, dass lagerfähiges Erntegut mit einem Trockenmassegehalt von über 85 % geerntet werden kann. (Handler 2012).

Rohrglanzgras

Phalaris arundinacea L. ist eine dem Schilfrohr ähnelnde, aber wesentlich kleinere Pflanzenart aus der Familie der Süßgräser, die in gemäßigten Breiten gedeiht. Es wächst oft an oder in fließenden, sauerstoffreichen Gewässern auf nährstoffreichen Ton- und Schlamm Böden (Auwald) im Licht oder Halbschatten und wird 0,5 bis 2,0 m hoch. Als massenwüchsiges Mähgras ist es sehr ertragreich, bildet jedoch nur ein verhältnismäßig grobes, früher als Pferdeheu bezeichnetes, Futter. Da es DMT, ein Betäubungsmittel, das grasenden Nutztieren schadet, enthält, werden DMT-arme Kultursorten eingesetzt. Es eignet sich besonders in Skandinavien als Bioenergiequelle. In Finnland liefert es 6-8 t Trockenmasse pro ha und Jahr über 10 bis 12 Jahre und 2,45-3,94 MWh/t Trockenmasse (bei einem Wassergehalt von 15-20 %), im Durchschnitt daher 19,2 MWh/ha bei einer Ernte von 6 t/ha.

¹⁰⁹ <http://www.energiepflanzen.com/miscanthus-elefantengras/>

Lankoski und Ollikainen (2008) untersuchen die Wettbewerbsfähigkeit dieser Pflanze im Vergleich zu Hafer, wobei sie unterschiedliche (für Hafer lineare) Transportkosten unterstellen und den Nutzen geringerer THG-Emissionen und Nährstoffverluste (20 €/t) berücksichtigen. Demnach läge es im sozialen Optimum, in einem Umkreis von bis zu 100 km Rohrglanzgras (in unterschiedlicher Intensität) zu pflanzen, was aber unter den aktuellen Förderbedingungen nicht rentabel ist. Ab 70 km ist es z. B. billiger, die Fläche still zu legen.

Sorghum

Süßsorghum eignet sich zur Produktion von Ethanol sowohl aus dem Korn (Stärke) als auch aus den Pflanzenteilen (Zucker) sowie Bagasse als Futtermittel. Süßsorghum reift innerhalb von 4 Monaten und kann im Fruchtwechsel mit Rohrzucker angebaut werden, wodurch die Saison zur Nutzung der Brennereien verlängert werden kann. In Brasilien soll die Anbaufläche auf bis zu 1,5 Mio. ha ausgebaut werden. Das FP7-Projekt <http://www.sweetfuel-project.eu/> bemüht sich, geeignete Sorten zu züchten.

Sorghumhirse wird bis zu 5 m hoch und benötigt, um als Maisersatz in der Biogas-erzeugung rentabel zu sein, noch erhebliche Züchtungsarbeit, um seine Spätfrostempfindlichkeit zu verringern. Sie benötigt aber weniger Wasser und ist nicht durch den Maiswurzelbohrer bedroht. Ähnliches gilt für die Präriepflanze Switch Gras als Dauerkultur.

Szarvasi

Szarvasi ist ungarisches Riesenweizengras, das als Dauerkultur und Ersatz für Silomais am besten im Sommer in 1 cm Tiefe ausgesät wird. Bei zwei Ernten Ende Juni und im September werden bei geringeren Kosten ähnlich hohe TM-Erträge und höhere Methanerträge erzielt, sodass in Triesdorf die Kosten der Biogas-Primärenergie bei 0,022 €/KWh lagen (bei Maissilage: 0,028) (BLW 32/10.8.2012, S. 26-27).

Kassava

Kassava stellt nach Reis, Mais und Zuckerrohr die viertwichtigste Kalorienquelle für die tropische Bevölkerung dar und liefert Nahrung für mehr als 500 Mio. Menschen. Die Weltproduktion von Maniok beträgt ca. 200 Mt und nimmt vor allem in Südamerika, Westafrika und Südostasien ständig zu. Die Pflanze verträgt karge und saure Böden und Trockenheit. Aus ihrer Wurzel (Maniokwurzel) wird Tapiokastärke gewonnen; diese ist als Gluten freier Nahrungsmittelzusatz zur Bindung von Soßen verbreitet. Die Wurzeln (Abbildung 43) können einer Fermentation unterzogen werden, um den Geschmack zu verbessern, die Haltbarkeit zu verlängern und den Gehalt an Cyaniden zu reduzieren. Haltbarkeit wird erzielt durch Extraktion und Trocknung der Stärke.

Der größte Erzeuger von Kassava ist Nigeria mit 52,4 Mt im Jahr 2011, gefolgt von Indonesien mit 24,0 Mt und Thailand mit 21,9 Mt. Im Jahr 2009 war Thailand mit einer Produktion von 30,1 Mt der zweitgrößte Produzent weltweit. Die Produktion schwankt von Jahr zu Jahr

beträchtlich¹¹⁰. Thailand ist mit rund 4,2 Mt auch der weltweit größte Exporteur von Ethanol (aus Tapiokastärke). 2010 wurden dort sieben neue Anlagen mit einer Kapazität von 1,97 Mio. l pro Tag errichtet.



Abbildung 43:
Kassavapflanze
und -wurzel



Quelle: Wikipedia

Schilf

Im Forschungsprojekt „Sustainable Energy Conversion from Reed Biomass“ (Enereed) beschäftigen sich Forscher der FH Burgenland seit 2009 damit, wie Schilf als alternativer Brennstoff genutzt werden könnte.

Im Neusiedler See sind 18.000 ha mit Schilf bewachsen; das ergibt einen Bestand von 84.000 t Biomasse, von der jährlich rund ein Viertel geerntet werden kann. Der Brennwert von Schilf kommt jenem von Holz nahe.

Schilf könnte in der Zementindustrie eingesetzte Brennmaterialien ergänzen; dabei würde der Ascheanteil des Schilfs stofflich verwertet werden. Der Einsatz von Schilf in Biomasse-Großanlagen ist sowohl in Rostfeuerungen als auch in der Biomassevergasung möglich. Ver-

¹¹⁰ <http://faostat.fao.org/site/339/default.aspx>

brennungsversuche in einem Hackgutkessel mit einer Leistung von 3 MW zeigten, dass bei Zufuehrung von bis zu 50 % Schilf die Einhaltung der Emissionsgrenzwerte möglich ist. Für die Verbrennung in Kleinkesselanlagen liegt der Fokus auf Zerkleinerung und Pelletierung des Materials. Das bei der Nutzung halmartiger Brennstoffe bekannte Problem der Verschlackung tritt im Falle von Schilf nicht auf, aber der erhöhte Aschegehalt erfordert Adaptionen an der Feuerung sowie gegebenenfalls weitere Maßnahmen zur Staubabscheidung.

Versuche mit Wirbelschichtvergasung zeigten, dass aus Schilf hochwertiges Produktgas erzeugt werden kann, das nach Aufbereitung als gasförmiger oder flüssiger Treibstoff, Wasserstoff oder Methanol verwendet werden kann.¹¹¹

Tierische Abfallprodukte

Mit dem in Deutschland anfallenden Wirtschaftsdünger könnten ca. 2 % der deutschen Stromproduktion gedeckt werden. Das erscheint wenig, entspricht aber einer Menge, zu deren Produktion bis zu 7,5 % der Ackerfläche mit Silomais bebaut werden müsste. Außerdem werden durch diese Nutzung der Wirtschaftsdünger die THG-Emissionen etwa doppelt so stark reduziert als mit Silomais. Für die Erzeugung von Biogas aus Wirtschaftsdüngern spricht daher in erster Linie ihre Wirkung auf die THG-Emissionen; als Rohstoff zur Stromgewinnung ist sie höchstens in Kombination mit Silomais rentabel (Tabelle 21, Thiering et al. 2011).

Weltweit fallen jährlich über 100 Mt Molke an – etwa 9 kg je kg produziertem Käse, davon die Hälfte in Europa und ca. 1 Mt in Österreich. Eine Methode, sie nachhaltig zu nutzen, wäre, zuerst die Eiweiß- und Mineralstoffe herauszulösen und aus der verbleibenden Flüssigkeit, die 4-5 % Laktose enthält, Biogas zu erzeugen. Je 100 l Molke entstehen durch anaerobe Vergärung 26 l Biogas und Wärme. Wenn diese genutzt wird, ergibt sich ein Wirkungsgrad von 80 %. (Die Presse, 17.6.2008, Beilage).

Tabelle 21:
Stromgestehungskosten in Biogasanlagen in Abhängigkeit von der Anlagengröße sowie Art, Anteil und Bereitstellungskosten für Wirtschaftsdünger bei Silomais als Co-Substrat, in Ct/KWh_{el}

Kosten der Gülle (€ je t)	Anlagenleistung KW _{thel}	Rindergülle					Schweinegülle				
		Gülleanteil in % der Frischmasse					Gülleanteil in % der Frischmasse				
		0	20	50	80	100	0	20	50	80	100
0	150	21,6	21,6	21,5	21,0	20,4	21,6	21,6	21,7	21,8	24,1
	250	19,9	19,8	19,6	19,4	18,8	19,9	19,9	19,8	20,1	22,3
	500	17,6	17,5	17,5	17,3	16,9	17,6	17,6	17,7	18,0	20,4
1	150	21,6	21,6	21,7	21,7	22,6	21,6	21,7	22,0	22,6	27,0
	250	19,9	19,9	19,8	20,0	20,9	19,9	19,9	20,0	20,9	25,0
	500	17,6	17,6	17,7	17,9	18,9	17,6	17,7	17,9	18,7	23,0
2	150	21,6	21,7	22,0	22,4	24,7	21,6	21,8	22,2	23,4	29,8
	250	19,9	19,9	20,0	20,7	22,9	19,9	20,0	20,3	21,6	27,7
	500	17,6	17,7	17,9	18,6	20,8	17,6	17,7	18,2	19,5	25,6

Quelle: Thiering et al. (2011), Optionen der Förderung für eine energetische Wirtschaftsdüngernutzung im Rahmen der Biogasproduktion. Zeitschrift für Umweltrecht und Umweltpolitik 1/2011, 73-100¹¹²

111 Der Standard, 22. Jänner 2013

112 Zitiert in: Bahrs (2011), Ökonomische und ökologische Anforderungsprofile des Energiepflanzenanbaus und daraus resultierende Konflikte. Landinfo 5/2011, S. 11-18.

Biogene Reststoffe und Abfälle

Einen detaillierteren Überblick über das Aufkommen biogener Abfälle bietet der Bundes-Abfallwirtschaftsplan (BMLFUW 2011a).

Die Rückstände aus der Vergärung von Biomasse seien chemisch weniger aggressiv als Rohgülle, die Stickstoffverfügbarkeit sei besser und sie seien geruchsarm. Aufbereitetes und gereinigtes Biogas verbrenne ebenso sauber wie Erdgas und verursache praktisch keine Luftschadstoff-Emissionen wie Ruß oder Schwefeldioxid. Die Herkunft aus nachwachsenden Rohstoffen garantiere darüber hinaus CO₂-Neutralität und damit Klimafreundlichkeit.

Zu bedenken sind Pläne, die den hohen Druck auf Ökosysteme durch überzogene Ziele zum Einsatz von Fossilenergie durch Biomasseenergie verstärken. Nötig erscheint vielmehr die Entwicklung von Nutzungsstrategien für Biomasse, die davon ausgehen, dass Biomasse ökologisch wertvoll und knapp ist und daher so effizient wie möglich genutzt werden sollte. Dies könnte etwa im Rahmen von Strategien zur „kaskadischen Biomassennutzung“ geschehen, beispielsweise durch energetische Nutzung land- und forstwirtschaftlicher Reststoffe (z. B. Biogas aus Fäkalien von Nutztieren, energetische Nutzung von Stroh).

Zur Deckung von 10 % des Treibstoffbedarfs der EU aus Biomassewürde man zwischen 2 und 37 % der Ackerfläche mit Energiepflanzen bebauen müssen. Den höchsten Flächenbedarf hätte Rapsmethyl ester (Biodiesel), gefolgt von Weizen (besser geeignet wäre allerdings Mais) und Kurzumtriebsplantagen (Abbildung 44).

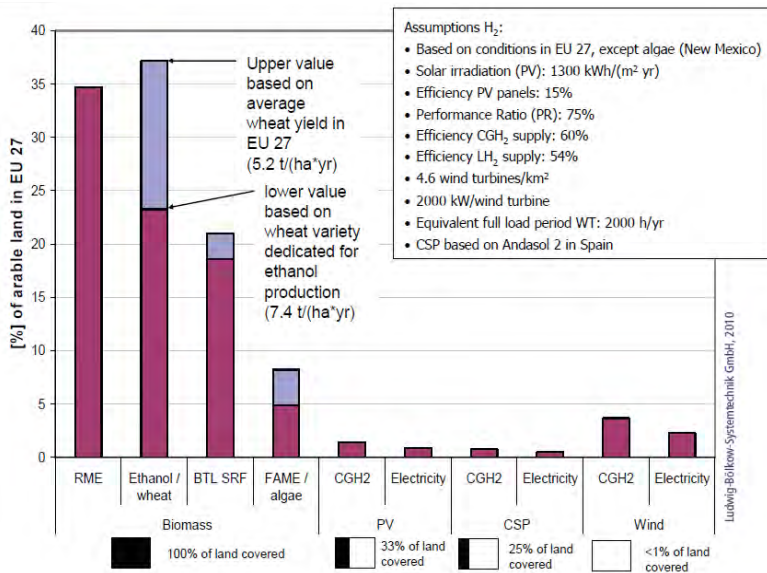


Abbildung 44: Anteil an den Ackerflächen, der zur Deckung von 10 % des Treibstoffbedarfs der EU27 benötigt werden würde

RME = Biodiesel, BTL SRF = 2. Generation Kurzumtriebsplantagen, FAME algae = Fettsäuremethyl ester aus Algenöl, CGH₂ = Komprimierter Wasserstoff, CSP = konzentrierte Sonnenenergie
Quelle: Altmann et al. (2010)

Biomasse: Potenzial und Nutzung

Die Abbildung 45 zeigt das Potenzial von Bioenergie Österreich bis 2020.

Abbildung 45:
Energetischer
Endverbrauch
bei Bioenergie in
Österreich 2005
und 2009 sowie
Potenziale für
2015 und 2020

	2005	2009	Potenzial 2015	Potenzial 2020
Wärme aus Biomasse				
Energieträger	PJ	PJ	PJ	PJ
Brennholz	64,3	62,8		
Pellets und Holzbriketts	10,4	9,9		110,9
Holzabfall	22,2	22,2		
Holzkohle	0,4	0,5		
Zwischensumme Holz-basiert	97,2	95,4	103,9	110,9
Laugen	15,6	17,5	18,4	19,0
Klär gas	0,3	0,3	0,3	0,3
Biogas	0,5	0,4	2,8	4,8
Sonstige Biogene fest	2,2	5,5	6,5	7,4
Biowärme – Einzelfeuerungen	115,8	119,1	131,8	142,4
Hausmüll Bioanteil	1,2	1,9	1,9	1,9
Holz-basiert	10,4	20,6	26,1	30,7
Biogas	0,2	0,4	1,0	1,4
Biogene flüssig	0,3	0,3	0,3	0,3
Laugen	0,0	0,3	0,3	0,3
Sonstige Biogene fest	0,6	0,9	2,5	3,8
Biowärme – Fernwärme	12,7	24,5	32,1	38,4
Wärme aus Biomasse gesamt	128,5	143,5	163,9	180,9
Strom aus Biomasse				
Energieträger	PJ	PJ	PJ	PJ
Hausmüll Bioanteil	1,0	1,1	1,1	1,1
Holz-basiert	2,6	7,3	8,4	9,3
Biogas	1,1	2,3	3,6	4,7
Biogene flüssig	0,2	0,1	0,1	0,1
Laugen	4,0	4,0	4,4	4,6
Sonstige Biogene fest	0,3	0,6	0,7	0,8
Strom aus Biomasse gesamt	9,3	15,5	18,3	20,7
Biotreibstoffe				
Energieträger	PJ	PJ	PJ	PJ
Biotreibstoffe pur	0,9	5,0	6,2	8,0
Bioethanol – Beimischung	0,0	2,7	4,9	5,3
Biodiesel – Beimischung	1,4	14,9	17,6	22,3
Biotreibstoffe – Beimischung	1,4	17,5	22,5	27,7
Biotreibstoffe gesamt	2,3	22,5	28,7	35,7
SUMME BIOENERGIE	140,2	181,5	210,9	237,2

Quelle: Biomasseverband (2011)

Das ungenutzte Potenzial der Landnutzung und das Ertragspotenzial sind auf globaler Ebene riesig. Das bestätigen nicht nur Abbildung 46 bzw. Abbildung 47, sondern eine Reihe von Studien, die u.a. im Literaturverzeichnis angeführt sind.

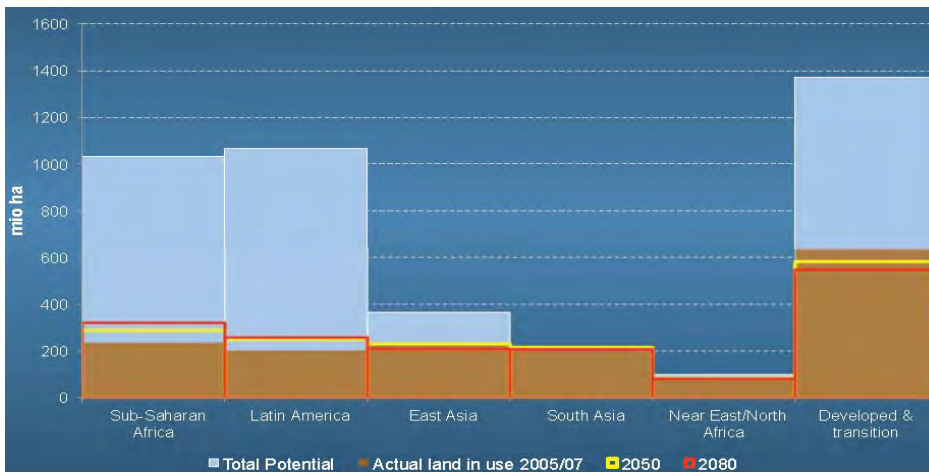


Abbildung 46: Landpotenziale und Nutzung von Ackerland bis 2080

Quelle: Schmidhuber (2012)

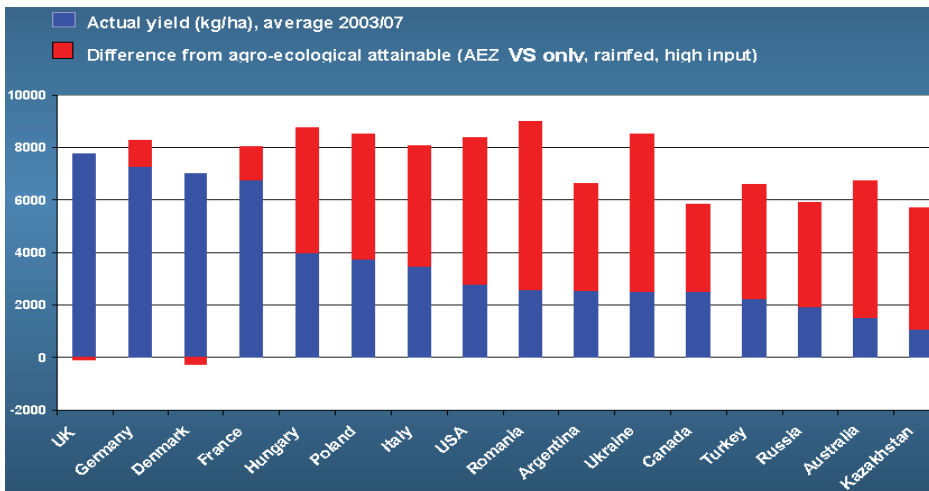


Abbildung 47: Ungenutzte Ertragspotenziale von Weizen in verschiedenen Staaten

Quelle: Schmidhuber (2012), http://www.oekosozial.at/uploads/tx_osfopage/AP_PPT_Schmidhuber.pdf

Das Bundeslandwirtschaftsministerium Deutschlands fördert über die Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe (FNR) derzeit 56 Forschungsvorhaben zu Energiepflanzen. Um die Ergebnisse der Praxis schnell zugänglich zu machen, hat die FNR einen Bericht aus den ersten drei Jahren des Anbauprojektes „EVA“ (Entwicklung und Vergleich von optimierten Anbausystemen für die landwirtschaftliche Produktion von Energiepflanzen unter den verschiedenen Standortbedingungen Deutschlands) veröffentlicht. Die Broschüre „Standortangepasste Anbausysteme für Energiepflanzen“ ist als Download unter www.fnr.de im Menüpunkt Literatur verfügbar.

Im Rahmen der UN-Artenschutzkonferenz, die im Mai 2008 in Bonn stattfand, warnten Wissenschaftler vor der Bedrohung der Ökosysteme durch invasive Pflanzen, die zur Bioenergieerzeugung eingeführt und angebaut werden. So hat das im März 2011 beendete „Global Invasive Species Programme“ (GISP) Pflanzenarten identifiziert, die zur Herstellung von Biokraftstoffen geeignet sind oder bereits genutzt werden, aber die heimische Flora in den jeweiligen Ländern bedrohen können. Das im Westen Asiens heimische Pfahlrohr (*Arundo donax*) beispielsweise komme inzwischen auch in Amerika und Afrika vor. Diese Pflanze stelle wegen

ihrer leichten Entflammbarkeit an Orten wie Kalifornien eine ernste Gefahr dar. In Südafrika sei das Pfahlrohr inzwischen ein nationales Problem, da es viel Wasser verbraucht und die Wasserversorgung bedroht. Ein weiteres Beispiel für invasive Energiepflanzen ist die Afrikanische Ölpalme (*Elaeis guineensis*), die sich in Teilen Brasiliens ausbreitet und heimische Mischwälder verdrängt. Die Wissenschaftler des GISP appellieren an die noch junge Biokraftstoffindustrie, solche Invasionen zu stoppen und frühzeitig zu agieren. Noch vor dem Anbau von nicht heimischen Biokraftstoffpflanzen müsse eine Gefahrenabschätzung vorgenommen werden. (Kessen 2008).

Das Potenzial von Biotreibstoffen in Europa abzuschätzen war Gegenstand der Studie von Fischer et al. (2010). Sie schätzten die potentielle Produktivität der Biomasse (in kg/ha) und der damit verbundenen Energieträger (in GJ/ha) für jeden km² und jede von fünf Pflanzengruppen: Bäume (Pappeln, Weiden, Eukalyptus), holzige Pflanzen (*Miscanthus*, *Switch Grass*, Kanariengras), Ölfrüchte (Raps, Sonnenblume), stärkehaltige (vier Getreidearten) und zuckerhaltige Pflanzen (Zuckerrüben, Zuckerhirse). Die geschätzten maximal erreichbaren Erträge von Biomasse und Biokraftstoffenergie auf nicht benötigten Böden (CORINE Bodenbedeckungsklassen über iv) und ihre Verteilung nach der Eignung wurden tabellarisch und kartographisch dargestellt. Die Energieausbeute in Bezug auf Biotreibstoffe liegt in Europa zwischen 60 und 120 GJ/ha für Biotreibstoffe der ersten zwischen 100 und 180 GJ/ha für Biotreibstoffe der zweiten Generation (d.h. aus Holz). Der Verbrauch für die Produktion (Betriebsmittel, Transport, Umwandlung, bis zu 25 GJ/ha je Rohstoff) muss davon abgezogen und der Gehalt der Kuppelprodukte (Futtermittel) hinzugerechnet werden. Unter den Pflanzen hat Zuckerrübe das größte Energiepotenzial je Hektar; die Energieerträge von holzigen Pflanzen sind jedoch weitaus höher.

Van Dam et al. (2007) untersuchten dasselbe Problem für die mittel- und osteuropäischen Länder (EU9). Sie zogen dabei Rückstände der Land- und Forstwirtschaft sowie ungenutztes Holz und Biomasse aus Energiepflanzen auf Flächen in Betracht, die nicht für die Produktion von Lebens- und Futtermitteln benötigt werden. Die Produktionskosten liegen je nach Szenario und Mitgliedstaat im Bereich zwischen 0,9 und 14,5 €/GJ, überwiegend jedoch unter 2 €/GJ; sie sind daher mit fossilen Treibstoffen wettbewerbsfähig.

Das neue Niveau des Energieverbrauchs müsse mit einem minimalen Anteil von Biomasse auskommen. Das hat die Assoziation ökologischer Lebensmittelhersteller (AoEL) in einer Stellungnahme erklärt. Je mehr Biomasse man der Biosphäre und den Böden überlasse, desto reicher würden die Ernten im Wald und Feld und desto größer sei der von den Böden ausgehende CO₂-Speichereffekt. „Die Gewinnung und Bewirtschaftung von nachwachsenden Rohstoffen muss am Nachhaltigkeitsgrundsatz ausgerichtet werden“, fordert die AoEL. Die Energiegewinnung könne nur ein Betriebszweig von mehrgliedrigen ökologischen Landwirtschaftsbetrieben sein. Außerdem verlange die AoEL die Bedingung zur Bioenergienutzung, die Biomasse müsse ausschließlich auf heimischen Flächen ohne Einschränkung des Nahrungspflanzenanbaus, ohne Einsatz von gentechnisch veränderten Pflanzen und ohne zusätzliche Importe von Futter- und Nahrungsmitteln erzeugt werden, um die Agrarflächen in den Entwicklungsländern als Nahrungsquelle für die Bevölkerung zu erhalten. Der effizienteste Weg, CO₂ einzusparen, sei die Verringerung des Energieverbrauchs. Jeder Bürger und jeder Verantwortliche in der Wirtschaft müsse zur effektiven Senkung des Energieverbrauchs angehalten werden (AGRAR-EUROPE 2007, Kurzmeldungen S. 30).

Potenziale von Bioenergie in Österreich

Für Österreich hat der Biomasseverband eine Potenzialabschätzung für Biomasse durchgeführt (ÖBV aktuell). Demnach entfällt fast die Hälfte des Ausbaupotenzials, dass im Vergleich zu Jahr 2009 30 % beträgt, auf Holz, gefolgt von Biotreibstoffen und Biogas (Tabelle 22).

Energieträger	Aktuell 2009 (PJ)	Potenzial 2020 (PJ)	Differenz (PJ)	Differenz (%)
Holz-basiert	139,4	170,3	30,9	22
Biogene flüssig	23,2	36,3	13,1	56
Biogas	5,9	16,8	10,9	185
Sonstige Biogene fest	8,5	14,3	5,8	68
Laugen	24,9	28,1	3,2	13
Hausmüll Bioanteil	7,2	7,2	0,0	0
Klärgas	0,8	0,8	0,0	0
Deponiegas	0,2	0,2	0,0	0
Summe	210,1	274,0	63,9	30

Quelle: ÖBV (aktuell)¹¹³

Tabelle 22:
Entwicklungs-
potenzial
verschiedener
Bioenergieträger
in Österreich bis
2020

Biokunststoffe

Der Markt für Kunststoffe aus nachwachsenden Rohstoffen hat vor dem Hintergrund des Klimawandels und der steigenden Energiekosten ein großes Wachstumspotenzial. Zurzeit werden weltweit nur 0,1 % aller Kunststoffe auf der Basis von land- und forstwirtschaftlichen Rohstoffen hergestellt; langfristig halten die Fachleute einen Anteil von 10 % bis 20 % für möglich. Die Vorteile beispielsweise von Holz, Flachs oder Hanf lägen darin, dass die Produktionskosten weitgehend unabhängig von Erdöl und Energiekosten seien. Der geringe Energiebedarf im Vergleich zu anderen Kunststoffen führe zu einer entsprechend niedrigen CO₂-Last, was künftig weitere ökonomische Vorteile generieren könne, auch wenn biobasierte Stoffe momentan noch teurer seien. Zu den Werkstoffen aus nachwachsenden Rohstoffen gehörten „Naturfaserverstärkte Kunststoffe“ (NFK), „Wood-Plastic-Composites“ (WPC) und „Biokunststoffe“. Diese Materialien könnten unter anderem bei Bodenbelägen, Möbeln, Fahrzeugen oder Verpackungen eingesetzt werden.

3.6.5 Geothermie

Geothermische Energie ist die in Form von Wärme gespeicherte Energie unterhalb der Oberfläche der festen Erde, vielfach unter Erdwärme bekannt. Dazu gehören Vulkane, Geysire und heiße Quellen, nicht jedoch Umgebungswärme, die z. B. Erdwärme mittels Wärmeaustauscher nutzt. Die wirtschaftliche Nutzung der Geothermie beschränkt sich derzeit auf Thermalwasser (Hydrothermie), das in heißem porösem Gestein als Wasser oder Wasserdampf gespeichert ist. Heißes Gestein und Magma tritt vor allem an den Schnittpunkten der tektonischen Platten als Folge von hohem Druck auf. Andernfalls sind Bohrungen von 5 km in die Tiefe notwendig, um eine ausreichende Kapazität zu kommen.

¹¹³ http://www.biomasseverband.at/uploads/tx_osfopage/OeBV_BE2020_TABs14_1a.pdf

Im Jahr 2005 waren 8.912 MW_e installiert, überwiegend in den USA und den Philippinen. Die maximale Kapazität weltweit wurde auf 57.000 GWh/a geschätzt und liegt vor allem in den USA (18.000), Philippinen (9.400), Mexiko (6.300), Indonesien (6.100) und Italien (5.400). (Renner 2008).

3.6.6 Sonnenenergie

Der wesentlichste Energiespender für unsere Welt ist die Sonnenenergie. Pflanzen absorbieren Sonnenlicht und speichern die darin enthaltene Energie in Form von Zucker, Stärke und Lignose; dabei wird CO₂ verbraucht und Sauerstoff (O₂) abgegeben. Viele fossile und erneuerbare Energieträger enthalten gespeicherte Sonnenenergie, insbesondere Kohle, Erdgas oder Erdöl, die aus umgewandelter Biomasse stammen.

Das Potenzial der Sonnenenergie ist enorm, wenn man bedenkt, dass die Strahlung auf einem m² bis zu 1000 W beträgt und auch in den Wintermonaten beachtlich ist. Auf eine Wüstenfläche von 40.000 km², das ist 0,1 % der Wüstenfläche der Welt, fällt so viel Sonnenenergie, dass man damit gesamte Energieversorgung weltweit sicherstellen könnte. Würde man die derzeit verfügbare Technik auf 1 % der Fläche der Sahara anwenden, dann könnte man damit den globalen Energieverbrauch decken.

Solarthermie

Die direkte Nutzung von Sonnenenergie erfolgt durch Speicherung der Wärme in Wasser oder anderen Wärmeträgern und der Nutzung der Wärme zur Heizung von Schwimmbädern und Wohnungen. Die gespeicherte Energie lässt sich auch zur Kühlung nutzen.

Die Nutzung der Sonnenwärme statt fossiler Energie bewirkt eine Abnahme der CO₂-Emissionen von 0,2067 g CO₂/Wh (BMVIT 2011, S. 28).

Gemessen an der Bevölkerungszahl hat Österreich im weltweiten Vergleich die viert-höchste Dichte an Sonnenkollektoren. Fast 5 Mio. m² thermische Sonnenkollektoren sind in Österreich installiert. Dadurch werden jährlich 410.000 t CO₂-Emissionen eingespart. Dazu kommen noch rund 1 Mio. m² Photovoltaikanlagen, die jährlich rund 72.000 t CO₂ einsparen. Im Bereich der thermischen Solarenergie machen österreichischen Firmen einen Jahresumsatz von 420 Mio. € bei einer Exportquote von 80 %. Jeder 3. thermische Sonnenkollektor in der EU kommt aus Österreich.¹¹⁴

Ausführliche Ergebnisse zur potenziellen Nutzung von Solarthermie in Österreich finden sich bei Amtmann et al. (2012). „Es konnte simulationstechnisch gezeigt werden, dass auch im urbanen Umfeld die Möglichkeit besteht, eine durch passive und aktive Solarthermie dominierte Wärmeversorgung von Gebäuden zu bewerkstelligen. Dies kann jedoch nur erreicht werden, wenn großflächige Kollektorflächen und große Speichervolumina in die Gebäudestruktur hocheffizienter Gebäude integriert werden können. ... Der Einsatz von Dachkollektoren ist

¹¹⁴ BMVIT, <http://www.bmvit.gv.at/presse/archiv/0710energiewende.html>

dabei als erste Option zu sehen.“ In dieser Studie wurde ein Tool zur energetischen und ökonomischen Bewertung unterschiedlicher thermischer Solartechnologien in der frühen Planungsphase entwickelt.

Bei einem Feldversuch im Vereinigten Königreich zeigte sich, dass die Hälfte des Warmwasserbedarfs der Haushalte durch Solarthermie gedeckt werden kann. Allerdings liegt die Ersparnis der Hauseigentümer meistens nur bei £ 55 pro Jahr, während die Anlage zwischen 3.000 und 5.000 £ kostet.

Konzentrierter Sonnenstrom

Bei dieser Technik wird die Solarenergie durch Spiegel, die dem Sonnengang folgen, auf einen Brennpunkt oder eine Röhre konzentriert, in der die Hitze aufgenommen und durch eine Flüssigkeit (Wasserdampf, Öl oder geschmolzenes Salz) weitertransportiert wird. Damit wird dann auf konventionelle Weise Strom erzeugt, meist mit Dampfturbinen (Anlagen von über 10 MW bei bis zu 600 °C), Gasturbinen (für große Anlagen bei bis zu 1.200 °C, auch in Kombination mit Dampfturbinen, und Stirlingmotoren für Kleinanlagen von wenigen 10 kW_{el} (Antennenanlagen)¹¹⁵.

Die Konzentration auf einen Brennpunkt (auf einem Turm) erfordert eine zweidimensionale Nachrichtung der Parabol- oder flachen Spiegel und ist somit teurer, erreicht aber ein Vielfaches (mehrere Tausendfach) an Konzentration. Höhere Temperaturen steigern einerseits die Effizienz der Umwandlung, andererseits die Wärmeverluste an die Umgebung. Die aufgenommene Energie kann in Behältern mit geschmolzenem Salz zur späteren Verwendung zwischengespeichert werden; das ist ökonomisch sinnvoll und gewährleistet ein gleichmäßiges oder nachfragegesteuertes Angebot an das Netz. Die Energieausbeute liegt je nach Größe und System zwischen 8 und 25 %; sie ist am höchsten bei Schüsseln mit Stirlingmotoren. Der Flächenbedarf (Boden) pro MWh/a liegt zwischen 4 und 12 m².

Der Solarthermie werden gute Chancen eingeräumt, weil die Technologie erprobt ist und weitere Verbesserungen erwartet werden können. Das derzeit größte Sonnenstromkraftwerk ist mit einer Kapazität von 100 MW in der Nähe von Abu Dhabi in Betrieb. Es erstreckt sich mit 258.048 Parabolspiegeln über eine Fläche von 2,5 km², kann ca. 20.000 Haushalte mit Strom versorgen und vermeidet damit 175.000 t CO₂-Emissionen. Eine weitere große Anlage ist das Kraftwerkstrio Andasol in der Hochebene Guadix, Andalusien, mit je 51 ha Kollektorfläche und einer Leistung von je 50 MW. Die überschüssig aufgenommene Wärme untertags wird in einem Flüssigsalzgemisch zwischengelagert, mit dem die Kraftwerke auch ohne Sonnenstrahlung 7,5 h unter Volllast betrieben werden können. Die Sonnenstrahlung wird zur Erhitzung eines Thermoöls auf ca. 400° mit Hohlspiegeln gebündelt; das Öl erzeugt Wasserdampf zum Antrieb von Turbinen, die über einen Generator Strom produzieren. Höchstens zwei Promille der Fläche der Sahara würde reichen, ganz Europa mit regenerativem Strom zu versorgen. (Ebenkoffler 2009).

Die Wirtschaftlichkeit dieser Anlagen konnte durch Forschung und Entwicklung bereits wesentlich gesteigert werden. Wenn man empirische Lernkurven zugrunde legt, bei denen der Fortschritt von der kumulierten installierten Leistung der bestehenden Anlagen abhängt, dann ¹¹⁵ Pitz-Paul (2008); Concentrating solar power. In: Letcher TM, Future energy: Improved, sustainable and clean options for our planet. Elsevier, S. 95-110.

können die Investitionskosten durch die Inbetriebnahme von weiteren 5.000 MW_{el} halbiert werden. Unter diesen Umständen käme man auf einen Strompreis von 5-7 Ct/KWh. Bei Installation von weiteren 20 GW würden die Kosten auf 5-7 Ct sinken.

Diese Aussicht auf billigen CO₂-neutralen Strom beflügelt nicht zu Unrecht die Phantasie, gebremst nur durch die Frage, wer den subventionsbedürftigen Ausbau von 20 bis 25 GW_{el} finanzieren soll und wie lange es dauert, bis das installiert ist (im günstigsten Fall rechnet eine Studie von Greenpeace mit 2020). 20 GW_{el} entspricht etwa 100 TWh/a, wobei das Potenzial in der EU15 bei 1.500 TWh/a liegt, wenn man nur ungenütztes und ungeschütztes Flachland mit einer Sonneneinstrahlung von > 2.000 kWh/m² je Jahr als für diese Zwecke nutzbar in Betracht zieht. Dieses Potenzial ist dreimal so hoch wie jenes der Wasserkraft und ist etwa gleich groß wie das Potenzial der europäischen Windkraft on- und offshore.

Wenn diese Hürde genommen ist, kennt die Konzentration des Sonnenstroms keine Grenzen mehr. Es wird erwartet, dass sie bis 2050 mehr als 60 % des elektrischen Stroms im Mittelmeerraum und Nordafrika liefern wird. Damit verbunden ist die Aussicht auf substantielle Exporte nach Europa und die Notwendigkeit, ein Stromnetz mit Hochspannungsgleichstromleitungen zu errichten, in dem der Strom über große Entfernungen ohne große Verluste verteilt werden kann¹¹⁶. Die Desertec Industrial Initiative will bis 2050 in der Lage sein, 15 % des europäischen Elektrizitätsbedarfs aus der Region Mittlerer Osten und Nordafrika mittels Wind- und Solarstrom bereitzustellen.

Eine weitere deutliche Steigerung der Effizienz der Nutzung von Sonnenenergie zur Stromerzeugung wäre möglich, wenn es gelänge, die Sonnenstrahlen direkt (ohne den Umweg über einen Energieträger) zu Strom zu verwandeln. Zu diesem Zweck entwickelte das MIT eine Sonnenlichtfalle aus Tungsten, die die eindringende Hitze auffängt und durch eine komplizierte Konstruktion nicht wieder abgibt, sondern zu Strom verwandelt. Nach ihren Berechnungen soll auf diese Weise 37 % der Sonnenenergie als Strom genutzt werden können; das ist deutlich mehr als die 28 %, die derzeit mit Photovoltaik erreicht werden können (Bermel 2011)¹¹⁷.

Photovoltaik

Die Alternative ist die Photovoltaik (PV), also die Nutzung der Sonnenstrahlen zur Gewinnung von Strom, der allerdings nur untertags fließt. Die Technik ist bereits ziemlich ausgereift, sodass eine starke Verbreitung der Anwendung im Gang ist. Die Kapazität der Platten hängt von der Stärke der Einstrahlung ab, also von der Lage zur Sonne (geografische Breite), der Atmosphäre, dem Neigungswinkel und der Leistung der Solarzellen. Letztere nehmen ein bestimmtes Lichtspektrum auf, erzeugen mittels Schichten von Halbleitern eine Spannung und einen Stromfluss, der nach Umwandlung in Wechselstrom in das Netz eingespeist werden kann.

Kristalline Silikon-Solarzellen sind am weitesten verbreitet. Multikristalline Schichten sind leichter herstellbar, aber mit 13-14 % um 2-3 % weniger effizient als einfach kristalline Schichten. Mit neueren Methoden (Sanyo HIT, Endkontaktzellen von Sun Power) kommt man bereits auf Effizienzwerte von über 21 %. Grundsätzlich ist ein deutlicher Trend in Richtung

116 Das TRANS-CSP-Projekt beschäftigt sich mit dieser Frage; siehe http://www.dlr.de/tt/desktopdefault.aspx/tabid-2885/4422_read-6588/

117 The Economist, Dec. 31st 2011, S. 60

Dünnschichtzellen zu erkennen; sie sind weniger effizient (bis 10 %), aber auch wesentlich billiger zu produzieren. Das starke Marktwachstum führt jedoch dazu, dass auch den kristallinen Technologien aufgrund der allgemeinen Kostendegression massive Zuwächse vorausgesagt werden¹¹⁸. Deren Produktionsprozess benötigt beachtlich viel Energie für Silikonschichten, Glas und Aluminium. Es dauert daher zwei bis fünf Jahre, um jene Energie zurück zu gewinnen, die zur Herstellung der Anlagen benötigt wurde.

Um eine energie- und kosteneffiziente Herstellung von Solarzellen zu ermöglichen, wurde das Forschungsprojekt "Multifunktionalisierte Cellulose als Basis einer nachhaltigen Solarzelltechnologie" in Angriff genommen. Dabei gelang es, „flexible, filmbildende, leitfähige Solarzellmaterialien, die auf Cellulose basieren, als Prototypen herzustellen.“ (Rosenau 2012).

Um Strom aus Photovoltaik in der Nacht nutzen zu können, muss er gespeichert werden. Die bisher zur Speicherung verfügbaren Akkumulatoren sind allerdings relativ teuer und ineffizient. Eine Methode, die im Versuchsstadium ist, verwendet eine Lösung von Kobalt und Phosphaten in Wasser sowie eine Glaselektrode, durch die ein leichter Strom geschickt wird. Das spaltet Wasser in Sauerstoff und Wasserstoff (H₂), das zur zweiten Elektrode aus Platin wandert und später zur Energiegewinnung in einem Wasserstoffreaktor (siehe Brennstoffzelle) verbrannt werden kann. (The Economist, 9.8. 2008, S. 73).

Kürzlich wurde ein Patent eingereicht, das die Nutzung von Solarenergie zur Spaltung von Wasser in Sauerstoff und Wasserstoff unter pH-neutralen Bedingungen vorsieht. Somit steht eine Methode zur Umwandlung von Solarenergie in als Gas gespeicherte Energie zur Verfügung¹¹⁹.

Derzeit ist in Europa eine PV Kapazität von 1,562 MW installiert, davon 1,440 W (92 %) in Deutschland und Spanien. Bis 2012 erwartet das EER eine Leistung von 22 GW, mehrheitlich in sechs Ländern: Deutschland, Spanien, Italien, Griechenland, Frankreich und Portugal¹²⁰.

Solarenergie trug im Jahr 2008 0,2 % zum europäischen Elektrizitätsverbrauch bei; bis Jahr 2010 werden es 0,5 % der Elektrizitätserzeugung der EU27 sein. Damit werden 4 Mt CO₂ eingespart. Außerdem schafft Solarenergie einen Ausgleich für die während Hitzeperioden gedrosselte Atomstromproduktion.

Die Ausdehnung der Produktion ist vor allem dann möglich, wenn es gelingt, neue Solarzellen und -module zu entwickeln, die nicht auf begrenzte Ressourcen wie z. B. Silber angewiesen sind. Außerdem müssen politische Rahmenbedingungen herrschen, unter denen sich Investitionen in die Solarenergieerzeugung lohnen. Nachdem die EU ca. 18,5 % der weltweit erzeugten Elektrizität verbraucht, wird erwartet, dass jährlich fast 60 Mrd. € investiert werden müssen (Jäger-Waldau 2008).

PV-Anlagen für Einfamilienhäuser wurden in den Jahren 2010 und 2011 in Niederösterreich mit einem Investitionszuschuss von 50 % gefördert. Die PV-Anlage des Autors wurde Ende 2010 installiert und kostete 23.700 €, von denen die Hälfte privat zu bezahlen war. Sie lieferte im ersten Jahr 4.826 KWh ins Netz; dafür wurde ein Erlös (netto Zählergebühr) von 383 € erzielt, das sind 7,9 Ct netto pro KWh. Wenn die Anlage denselben jährlichen Erlös auch in Zukunft erwirtschaftet und der Wechselrichter nach (je) 15 Jahren ausgetauscht werden muss

118 BMVIT (2011, S. 100)

119 Pijpers et al. (2011), <http://www.pnas.org/content/108/25/10056.short>

120 <http://www.euractiv.com/de/energie/studie-anreize-starken-solarbranche-europa/article-174569>

und 1.500 € kostet, ist eine Nutzungsdauer von 39 Jahren nötig, um die privat investierten Mittel von 11.850 € (nominell) wieder hereinzubringen (Tabelle 23). Für Anlagen, die 2011 errichtet wurden, rechnet die European Photovoltaic Industry Association (EPIA 2011) mit einer Nutzungsdauer von 25 Jahren¹²¹. Wenn die Anlage ohne Wartung so lange genutzt werden kann und der Zinsanspruch 3,0 % p.a. beträgt, erleidet der Investor einen Verlust von 3.534 €¹²².

Damit sich die in Tabelle 23 beschriebene Anlage bei einer Nutzungsdauer von 25 Jahren und einem Zinssatz von 3,0 %¹²³ (ohne Investitionszuschuss, ohne Wartungskosten und ohne Steigerung des Strompreises über die Inflationsrate hinaus) rentiert, müsste für den gelieferten Strom ein Preis von 32,1 Ct netto je kWh erzielt werden¹²⁴. Da größere Anlagen relativ weniger kosten, können sie ihren PV-Strom billiger produzieren. Tatsächlich wurde in den Jahren 2010 und 2011 für gebäudeintegrierte PV-Anlagen mit einer Leistung von 5 bis 20 kW_p ein Einspeisetarif von 38 Ct/kWh bezahlt, 2012 jedoch nur mehr 27,6 Ct¹²⁵.

Tabelle 23:
Rentabilität einer
PV-Anlage mit
einer Leistung
von 4,4 kW_p in
Mauerbach, NÖ

		11/2010 bis 10/2011		11/2011 bis 10/201
		Gekauft	Eingespeist	Eingespeist
Energie	KWh	1.364	4.826	4.442
Preis	€/KWh	0,073	0,100	0,100
Wert	€	99,57	482,61	444,16
Grundpreis	€	15,00	-100,00	-100,00
Netzgebühr	€	87,98		
Steuern	€	35,46		
Gesamt netto	€	238,01	382,61	344,16
Mehrwertsteuer	€	47,60		
Gesamt brutto	€	285,61	382,61	344,16
Kosten bzw. Erlös	€/KWh	0,209	0,079	0,077
Investitionskosten	€	23.700		
Staat	€	11.850		
Privat*	€	11.850		
Soll-Erlös (bei einer Investitionsförderung von 50 %)				
bei einem Zinsanspruch von	€/Jahr		€/KWh	€/KWh
0 %	534,00		0,111	0,120
2 %	687,07		0,142	0,155

Quelle: Rechnungsnummern 188743023/10/2011 und der Verbund AG; eigene Berechnungen.

* Dazu kommt der Austausch des Wechselrichters zu einem Preis von 1.500 € nach je 15 Jahren.

Laut Cambridge Energy Research Associates (CERA) kostete im Jahr 1995 Solarenergie noch 50 \$Ct/kWh; die Kosten sind seither auf 20 \$Ct/kWh gesunken. Laut EPIA kostete die Erzeugung von Strom mittels Photovoltaikanlagen in Europa 2010 zwischen 16 und 35 Ct je kWh; je nach Größe der Anlage und Stärke der Sonneneinstrahlung sollten diese Kosten in Zukunft auf 8-18 Ct je kWh sinken. Im Vergleich dazu kostete im Jahr 2010 Strom aus Kohle in Deutschland 9 Ct.

¹²¹ Bis 2020 soll die Nutzungsdauer auf 35 Jahre steigen.

¹²² Dieser Betrag kann als freiwilliger Beitrag des Investors zum Klimaschutz interpretiert werden.

¹²³ 2,0 % Inflationsabgeltung und 1 % Verzinsung des investierten Kapitals

¹²⁴ Nettoerlös (unter Abzug von Netz- und Zählergebühren). 16,1 Ct/kWh zur Deckung der privaten Kosten (50 %) der Anlagenerrichtung (11.850 €) und für den Ersatz des Wechselrichters (1.500 €).

¹²⁵ Preise, die verschiedene Abnehmer für Ökostrom (aus Anlagen bis 5 kW_p) bezahlen: <http://www.pvaustria.at/content/page.asp?id=285>. Einspeisetarife für Anlagen über 5 kW_p: <http://www.e-control.at/de/industrie/oeko-energie/einspeisetarife>

Nach einer für EPIA durchgeführten Studie¹²⁶ wird die Einspeisung von Strom aus Photovoltaik ins Stromnetz bis 2020 wettbewerbsfähig sein, in manchen Regionen, z. B. Italien, auch schon im Jahr 2013. Dabei wird von einer Steigerung des Strompreises in Deutschland (und der EU27) von 3 % jährlich ausgegangen. Die Kosten der Stromerzeugung mittels Photovoltaik werden durch technische Fortschritte (entlang einer Lernkurve) sinken und im Jahre 2020 je nach Art der Anwendung und Höhe der Sonnenstrahlung zwischen 9 und 18 Ct liegen (Abbildung 48).

Hohe Kosten verursachen vor allem die Silikonzellen, die die Sonnenstrahlen in Elektrizität umwandeln. Eine viel versprechende Alternative sind „*luminescent solar concentrators*“ (LSC), die das Licht sammeln und halten. Mit einer von Currie et al. (2008) vorgestellten Methode, bei der sie auf Glas aufgetragen werden, lässt sich die Energieausbeute angeblich verzehnfachen. Die Fa. 1366 stellt in Aussicht, die Kapitalkosten pro Watt Solarenergie auf 2 USD senken zu können. Mit Dünnschicht-Photovoltaik erreicht man zwar keine so große Energieausbeute, braucht aber wesentlich weniger Material und hat einen höheren Anwendungsbereich, z. B. auf Glas oder Stahl. Eine andere Möglichkeit ist, mit Spiegeln Wasser oder Salze (Natriumnitrat) zum Verdunsten zu bringen und mit dem Dampf Elektrizität zu erzeugen. Mit Salzen lässt sich die Hitze speichern, sodass die Generatoren auch in der Nacht betrieben werden können. Die Fa. Ausra in Palo Alto kann auf diese Art Solarstrom für 8 \$Ct/Kilowattstunde erzeugen. Große derartige Projekte gibt es in Algerien und Marokko.

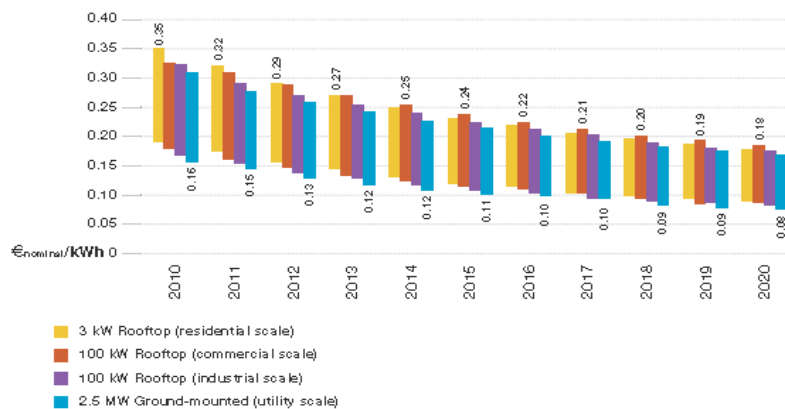


Abbildung 48:
Erwartete
Entwicklung
der Kosten der
Stromproduktion
mit Photovoltaik-
anlagen bis 2020

Quelle: EPIA (2011)

Bertrand Piccard erprobt und verbessert mit Andre Borschberg das Solarflugzeug „Solar Impulse“, das auf einer Spannweite von 60 m mit 12.000 Siliziumzellen ausgestattet ist. Er war mit dem 1.600 kg schweren Gerät bereits 26 Stunden ununterbrochen in der Luft und erreichte eine Höhe von 9.000 m. Patrick Marchesseau ist gerade dabei, mit seinem Solarkatamaran („Turanor Planet Solar“) die Erde zu umrunden. Das Boot ist 31 m lang und 15 m breit und mit 825 Solarmodulen bestückt, die 38.000 PV-Zellen enthalten. Die Akkus wegen 11,7 t und speichern 1.130 kWh. Beiden Die Motoren leisten 240 kW und schaffen eine Geschwindigkeit von 13 kmh.

¹²⁶ In der EPIA sind 240 Anbieter vertreten, darunter die größten weltweit (First Solar, USA) und in Deutschland (SMA Solar, Conergy, Q-Cells, Solon) sowie der größte Erzeuger von Solarzellen (Suntech Power Holdings, China).

3.6.7 Gezeiten

Durch den Wind erzeugte Wellen beherbergen ein großes Potenzial, dessen Nutzung durch enorme Volatilität der mit den Wellen daherkommenden Energie erschwert wird. Die Anlagen müssen so ausgelegt werden, dass sie im Sturm das Hundertfache der normalen Wellenenergie überstehen können. Zu diesem Zweck wurden Bauarten entwickelt, die nur die höchste Schicht einer Welle (mechanisch oder pneumatisch) nutzen. Dazu kommt, dass der mit Wellenenergie erzeugte Strom von Welle zu Welle schwankt. Das globale Potenzial bei derzeit verfügbarer Technik wurde auf 140-750 TWh/Jahr und könnte auf 2000 TWh steigen.

Aufgrund der speziellen Eigenschaften dieser Technik eignet sie sich besonders zur Erzeugung von Trinkwasser aus Meerwasser. Dieses wird normalerweise an Land befördert, wo durch Osmose 1/3 Trinkwasser abgespalten wird. Das übrige 2/3 Salzwasser wird, um eine angemessene Vermischung zu gewährleisten, über spezielle Ausgänge ins Meer zurückgepumpt. Mit Wellengeneratoren kann man sich das ersparen und nur das erzeugte Trinkwasser an Land pumpen. In Sydney benötigt man auf diese Weise zur Erzeugung von 1000 m³ Trinkwasser 3 KWh Strom im Wert von 0,36 AU\$; für das erzeugte Wasser erhält man dagegen 1,20 AU\$.

Einige Demonstrationsobjekte (EMEC Center in Orkney, Wavehub in Cornwall, Pelamis in Schottland und Portugal, Oceanlinx in Australien) beweisen, dass Wellenenergie eine Zukunft hat. Irland strebt in seiner „*Energy white paper and ocean energy strategy*“ eine Kapazität von 500 MW bis 2020 an; das wären 10 % des Verbrauchs¹²⁷. Mehr zur Nutzung von Meeresenergie in Deutschland findet sich bei Ecofys (2012a).

3.6.8 Wind

Technik

Durch die Einstrahlung der Sonne erwärmen sich bestimmte Luftschichten und steigen auf; andere Luftpakete strömen nach. Windkraftanlagen nutzen diese Luftströmungen zur Erzeugung elektrischer Energie. Aktuelle Windgeneratoren haben eine Kapazität von bis zu 7,5 MW und eine Nabenhöhe von bis zu 135 m¹²⁸. Sie nützen ca. 50 % der kinetischen Energie des Windes aus und liegen somit nahe an der theoretisch möglichen Effizienz von 59 %. Die Entwicklung geht zu noch größeren Rotoren (117 m Durchmesser), höheren Türmen (140 m), Leistungen von bis zu 10 MW und zu Windfarmen auf dem Meer (*off-shore*, bis zu 20 MW), wo sie um 50 bis 100 % mehr kosten, aber weniger stören. Die Leistung der Anlagen steigt überproportional mit der Größe der Rotoren (Staudt 2008). Nach einer Lebensdauer von 20 Jahren werden alte Anlagen durch weniger, aber größere ersetzt (*Repowering*). Diese sollen sich auch weniger schnell drehen und daher optisch verträglicher sein.

Vertikale Kleinwindräder, die auf Häuser aufgebaut werden können, befinden sich in der Testphase. Die Firmen CleanVerTec und Schachner Wind sehen dafür gute Chancen und werden darin bestätigt durch die Anlage „Energybase“ der städtischen Wirtschaftsagentur in Wien

¹²⁷ Irelands energy framework 2007-2020 (2007). Delivering a sustainable energy future for Ireland.

¹²⁸ Windräder vom Typ Enercon-126 - Höhe: 200 m, Fundamentdurchmesser 30 m; das 3. und 4. Rad dieses Typs steht in Potzneusiedl, Burgenland. (Der Standard, 10.1.2013, S. 14; 5.2.2013, S. 14)

Floridsdorf. Sie bieten einen Geräuschvorteil gegenüber den klassischen Kleinwindrädern und eignen sich für schwachen bis herzhaften Wind. Bei Wind mit 20 m/s werden sie auf 16 m/s gebremst und bei anhaltend starkem Sturm automatisch abgeschaltet; bei normaleren Bedingungen laufen sie wieder an und speisen Strom ins Netz. Dafür braucht es einen Vertrag und eine Betriebsgenehmigung, was derzeit noch Schwierigkeiten bereitet. Die beiden Typen (5 KW und 10 KW) kosten 30.000 bzw. 40.000 €. Die Investition soll sich in Wien in voraussichtlich 15 Jahren amortisieren¹²⁹.

Ausbau

Die Kapazität der Windkraftwerke steigt jährlich um 30 % und überschritt im Jahr 2008 100 GW weltweit. Im Jahr 2011 wurden 41 GW Windkraftwerke installiert; dadurch stieg die weltweit verfügbare Leistung auf 238 GW. Für 2012 wurde eine weitere Steigerung der Kapazitäten auf 290 GW erwartet; bis 2017 sollte sie sich verdoppeln und dann ca. 6 % des Stroms weltweit liefern. In der EU soll dieser Anteil bis 2030 auf 14 % steigen. Am Jahresende 2010 lag die Kapazität der bestehenden Windkraftanlagen in Relation zum Stromverbrauch in Dänemark bei ca. 26 %, Portugal bei 17 %, Spanien 15 %, Irland 14 %, Deutschland 9 % und USA bei 2,9 %.

Der Wind weltweit könnte zwei- bis dreimal so viel Strom liefern, wie weltweit benötigt wird; sein Potenzial wurde auf 50.000 TWh/a geschätzt. In Europa wäre theoretisch ein Beitrag von bis zu 20 % des Verbrauchs im Jahr 2020 möglich. Bis 2050 könnte die Windkraft nach Berechnungen der Europäischen Windenergie-Vereinigung sogar die Hälfte des europäischen Strombedarfs liefern. Derzeit sind es 5,3 % des Verbrauchs in der EU. Die Studie der EWEA mit dem Titel "Pure Power" glaubt, dass dieser Anteil bis zum Jahr 2020 im günstigsten („optimalen“) Fall auf 18,4 % steigen könnte. Andere Studien rechnen eher mit 15,4 %. Wenn man die Prognosen der nationalen Aktionspläne für Erneuerbare Energien addiert, kommt man auf 14 %¹³⁰. In anderen Ländern liegt das Potenzial beim zwei- bis dreifachen des erwarteten Verbrauchs, in Afrika sogar beim zehnfachen.

In Österreich wurden im Jahr 2011 Windstromanlagen mit 73 MW Leistung errichtet; damit stieg die installierte Leistung auf 1.084 MW. 2012 rechnet man aufgrund der verbesserten Förderung durch die Ökostromnovelle mit weiteren 376 MW, davon 245 im Burgenland und 131 in Niederösterreich. Österreich kann dann 5 % des elektrischen Endenergieverbrauchs aus Windkraft decken, das Burgenland sogar 81 %¹³¹. Niederösterreich will bis zum Jahr 2015 seinen gesamten Stromverbrauch aus erneuerbarer Energie beziehen und zu diesem Zweck zu den derzeit rund 370 Windkraftanlagen bis zum Jahr 2030 weitere 580 hinzufügen.¹³²

Wettbewerbsfähigkeit

Die Kosten der Windstromerzeugung lagen im Jahr 2007 bei 10 \$/kWh. Im Jahr 2010 lagen die Kosten für erneuerbare Windenergieanlagen, gewichtet nach ihren Kapazitäten, in den USA bei ca. 73 US\$/MWh, im Vergleich zu 62 US\$/MWh im Jahr 2009. Es wurden auch Anlagen

129 GREENLIFE Ausgabe 3/2012, S. 17-18

130 [http://www.ewea.org/index.php?id=60&no_cache=1&tx_ttnews\[tt_news\]=](http://www.ewea.org/index.php?id=60&no_cache=1&tx_ttnews[tt_news]=)

131 Wiener Zeitung 12.1.2012, S. 26

132 Der Standard, 19./20.1.2013, S. 19

registriert, deren Strom 40 bis 45 US\$/MWh kostete. Die Investitionskosten je KW betragen durchschnittlich 2,155 US\$, etwa gleich viel wie 2009¹³³. Eine der größten Windfarmen mit einer Kapazität von 1 GW wurde 2008 für 2,0 Mrd. US\$ in Texas gebaut.

Auf 0,1 ha kann man mit einer Windturbine etwa 3 % der damit produzierten Elektrizität, das sind jährlich 10.000 US\$, verdienen, mit Ethanol aus Mais dagegen nur 300 US\$. Von einem theoretischen Maximum der Effizienz einer Turbine (59,3 %) ist man mit 50 % nicht mehr weit entfernt. Die Stillstandzeiten sind durch technische Verbesserungen bereits unter 3 % gesunken. Dadurch können die Windkraftträder Strom um 8 \$Ct/KWh erzeugen, einem Preis, den auch Strom aus Erdgas nicht unterbieten kann. Nur Strom aus Kohle ist mit 5 \$Ct/KWh billiger, aber auch gleich teuer, wenn man eine CO₂-Steuer von 30 US\$/t in Rechnung stellt, denn Windkraft ist CO₂-neutral.

Voraussetzung für die Verbreitung der Windkraft ist ein Netzausbau und die Vorsorge für Stromnachschub bei Windstille durch bestehende oder zusätzliche Kapazitäten, die zum Ausgleich der Fehlmengen in Betrieb genommen oder hochgefahren werden können, also Wasser-, Gas-, Kohle- oder Atomkraftwerke. Auch ein weit gespanntes Verteilernetz könnte Strom aus unterschiedlichen Winden in unterschiedlichen Gegenden ausgleichen. Zum Transport der elektrischen Windenergie eignet sich am besten Gleichstrom, der heute schon Skandinavien, Norddeutschland und die Niederlande verbindet.

Zum Ausgleich empfiehlt es sich auch, intelligente Steuerungssysteme zu installieren, die es erlauben, Strom zu variablen Preisen anzubieten. Dadurch könnten bestimmte Verbraucher veranlasst werden, ihren Verbrauch an das Angebot anzupassen, um Kosten zu sparen. All das erfordert Investitionen in die Infrastruktur, die, wenn man sie der Windenergie anlastet, deren Wettbewerbsfähigkeit belastet. Das betrifft insbesondere das Netz für Off-shore Anlagen, von denen manche auf den zum Betrieb nötigen Netzausbau warten.¹³⁴

Daten über die Windkraft weltweit und in den wichtigsten Erzeugerländern finden sich bei *European Wind Energy Association* und dem *Global Wind Energy Council*¹³⁵. Demnach befinden sich ¾ der weltweit installierten Windkraftanlagen (254 GW im Juni 2012) in fünf Ländern: In China (67,8 GW mit einer Produktion von mehr als 100 GWh), in den USA (49,8 GW), in Deutschland (30,0 GW), in Spanien (22,1 GW) und in Indien (17,4 GW). In Österreich wurde die Kapazität im Jahr 2012 stark erweitert; sie lag Ende des Jahres bei 1,38 GW.¹³⁶

133 <http://www1.eere.energy.gov/windandhydro/pdfs/51783.pdf>

134 Ende 2011 konnten nur 76,7 % der Windanlagen Chinas ihren Strom ins Netz einspeisen. Der Standard, 5.2.2013, S. 16

135 <http://www.ewea.org/statistics/> bzw. <http://www.gwec.net/publications/global-wind-report-2/global-wind-report-2011/>

136 Der Standard, 5.2.2013, S. 14

4 Transformation, Verwertung und Verteilung

Alle Energieprodukte, die nicht als Rohstoffe gewonnen oder gefördert, sondern aus Rohstoffen erzeugt werden, sind „sekundäre“ oder „abgeleitete“ Produkte. Sekundärenergie entsteht aus der Umwandlung von Primär- oder Sekundärenergie. Sowohl Elektrizität als auch Wärme können in primärer und in sekundärer Form erzeugt werden. Weitere abgeleitete Produkte, die nicht energetisch verwertet werden, sind z. B. aus Öl erzeugte Kunststoffe, synthetischer Kautschuk, Kunstfasern, Dünger und Pestizide.

Schematische Darstellungen der Transformation von Primärenergie in Endenergie für die verschiedenen Primärenergieträger finden sich in OECD (2005). In diesem Dokument und in Kranzl et al. (2009) werden auch verschiedene Transformationstechniken (Kraftwerkstypen) und Herstellungsprozesse schematisch gezeigt sowie Umrechnungsfaktoren und Definitionen spezifiziert.

Eine aktuelle Untersuchung der Energiemärkte und ihrer Potenziale sowie der politischen Handlungsmöglichkeiten, mit dem Schwerpunkt auf der Elektrizitätserzeugung, bieten Buchholz et al. (2012) an.

4.1 Produktionstechnik der Bioenergie

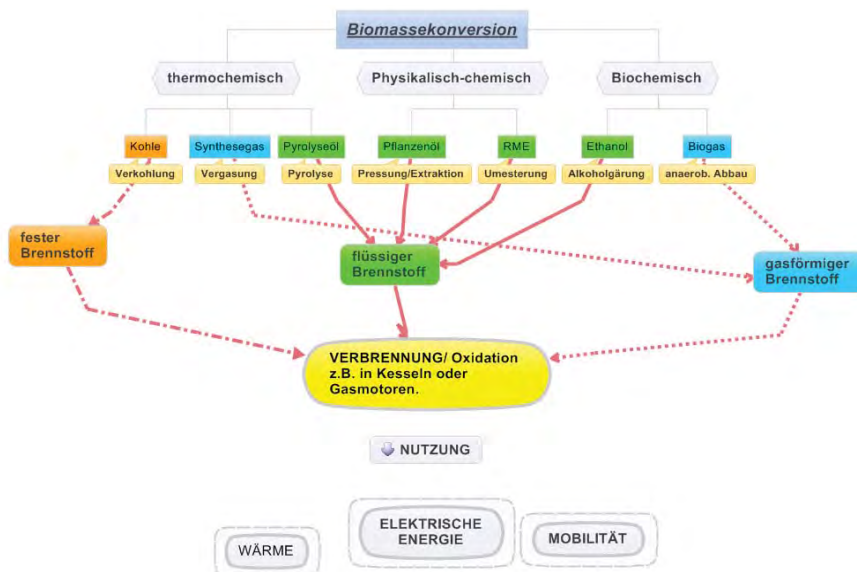
Pflanzen nehmen bei ihrem Wachstum Sonnenenergie auf und sammeln sie in der Biomasse. Dabei entziehen sie der Luft CO_2 , das bei der Nutzung der Biomasse wieder an die Luft abgegeben wird. Dadurch besteht ein geschlossener Nährstoffkreislauf für CO_2 , aber auch für andere Mineralstoffe und Stickstoff. Allerdings bedingt die Entnahme des organischen Materials bei der Ernte einen Entzug von Nährstoffen aus dem Boden und somit einen möglichen Verlust an Humus und Bodenfruchtbarkeit, der bei Ausbringung der Reststoffe und Asche gemildert wird, jedoch Gegenmaßnahmen (Nährstoffzufuhr, Düngung, Fruchtfolge usw.) erfordert.

Die Transformation von Biomasse in Nutzenergie umfasst verschiedene Umwandlungsprozesse, im Rahmen derer die Energieträger hinsichtlich ihrer Eigenschaften aufgewertet werden. Dies kann z. B. die Energiedichte, die Handhabung, die Speicher- und Transporteigenschaften, die Umweltverträglichkeit der energetischen Nutzung, die Potenziale zur Substitution fossiler Energieträger oder die Verwertbarkeit von Rückständen betreffen. Innerhalb der Wertschöpfungskette für Bioenergie können dabei thermochemische, physikalisch-chemische sowie biochemische Verfahren zur Umwandlung organischer Energieträger in feste, flüssige oder gasförmige Energieträger unterschieden werden (Abbildung 28, S. 69). Ziel der gesamten Kette ist es, die gegebene oder erwartete Nutzenergienachfrage zu niedrigen Kosten zu decken und dazu die notwendigen Transformationsanlagen zu errichten und mit Biomasse in der benötigten Menge und Qualität zu versorgen.

Darstellungen zur Energieerzeugung aus Biomasse können sich an unterschiedlichen Systematisierungskriterien orientieren, z. B. an der Herkunft des Ausgangsmaterials (z. B. Industrierestholz), an den Ausgangs- oder Rohstoffen, die transformiert werden (Abbildung 50), an den Endenergieformen (thermische, elektrische oder mechanische Energie), an den einge-

setzten Verfahren (Pressung und Extraktion, anaerober Abbau, Alkoholgärung usw.), an den eingesetzten Anlagentypen (Biogasanlage, Pflanzenölpresse, Holzheizung), an den Verarbeitungsprodukten (z. B. Pflanzenöl, Bioethanol, Holzpellets), oder am Verwendungszweck (Kraftstoff, Brennstoff). Diese Möglichkeiten werden oftmals pragmatisch miteinander kombiniert, wobei einzelne Verfahren oder Produkte häufig bestimmten Energieformen, in die sie bevorzugt transformiert werden, oder Verwendungszwecken, denen sie vorrangig dienen, zugeordnet werden. Die Erzeugung von Biogas durch anaeroben Abbau von Biomasse beispielsweise wird aus diesem Grund häufig unter die Stromgewinnung aus Biomasse eingeordnet, obwohl Biogas auch für die Wärmeerzeugung genutzt wird und prinzipiell auch als Treibstoff eingesetzt werden könnte. Pflanzenöl wiederum wird oftmals in seiner Funktion als Biokraftstoff beschrieben, obwohl es in kleinerem Umfang auch zur Wärmeerzeugung genutzt wird. Eine pragmatische Vorgehensweise wurde auch in Abbildung 49 gewählt, in der sich drei Hauptstränge herauskristallisieren: 1) die Strom- und Wärmeerzeugung aus Festbrennstoffen, 2) die Biokraftstoffproduktion und 3) die Strom- und Wärmeenergiegewinnung aus Biogas.

Abbildung 49:
Bioenergieerzeugung, Umwandlung und Nutzung



Quelle: Eigene Darstellung

Für landwirtschaftliche Betriebe kommen neben der Produktion konventioneller Ackerfrüchte für die Energieerzeugung in erster Linie auch folgende Optionen in Frage: Erzeugung von holzartiger Biomasse (Kurzumtriebshackgut, Miscanthus, andere Energiegräser und Strohpellets), Pflanzenöl als Kraft- oder Brennstoff, Mikro-KWK-Anlagen zur Deckung des eigenen Wärmebedarfs, Biogasanlagen (BHKW oder Biogasaufbereitung und -einspeisung) und Heiz- und Heizkraftwerke (mit Vermarktung von Wärme).

Der optimale Pfad der Transformation von Biomasse zu Endenergie ist zu einem großen Teil bereits durch die Ausgangsmaterialien für die Erzeugung aus Biomasse festgelegt. Im einfachsten Fall, also bei einem relativ hohen Gehalt eines Energieträgers in einer Pflanze, z. B. Pflanzenöl oder Zucker, kann dieser (eventuell nach einer Zerkleinerung - *crushing*) direkt

ausgepresst oder durch Lösungsmittel (Hydrolyse) herausgelöst werden. Weitere Methoden der Energiegewinnung sind die Verbrennung (*combustion*), Vergärung (*fermentation*), Pyrolyse (Erhitzung) und Vergasung (*gasification*); siehe Abbildung 50.

Bei der Hydrolyse wird Wasser verwendet, um den Energieträger (Zucker, Stärke, Zellulose) von der Biomasse zu trennen, in Zucker zu verwandeln und diesen zu Alkohol zu vergären. Bei Zellulose ist eine Vorbehandlung mit Säuren, Enzymen oder Pyrolyse notwendig, wobei bei Lignozellulose (Holz und Stroh) Lignin als Rückstand bleibt und verheizt werden kann.

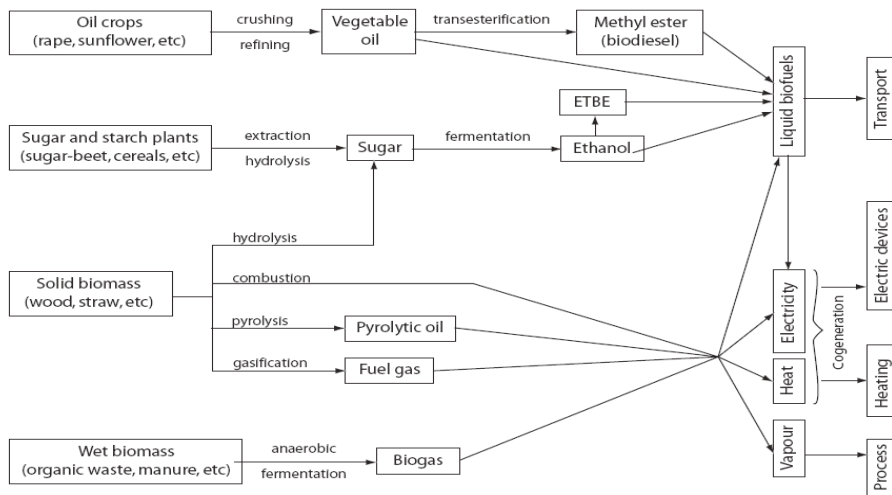


Abbildung 50:
Nutzungspfade
der Bioenergie
für die Produktion
von Endenergie

Quelle: Ragossnig (2007)

Abfälle der Verarbeitungsindustrie und der landwirtschaftlichen Betriebe sowie der Haushalte haben oft einen hohen Wassergehalt von 60 bis 70 %. Manche haben einen hohen Gehalt an Schwermetallen, Chlor, Schwefel und Stickstoff. Bei der Verbrennung von Biomasse muss daher das Problem des Ausstoßes von Schwefeldioxid (in Abhängigkeit vom SO_2 -Gehalt der Biomasse), Kohlenmonoxid (CO) und anderen organischen Gasen (bei unzureichender Verbrennung) sowie Stickoxiden (NO_x bei Verbrennung unter hoher Temperatur) beachtet werden. Andererseits entstehen positive Effekte bei der Verwendung von Abfällen, Klärschlamm und Gülle zur Energiegewinnung; damit werden Deponien und Emissionen von Deponiegas (vorwiegend Methan) vermieden.

Um die Qualität der Biomasse für eine anschließende Verbrennung oder Vergasung zu verbessern, wird sie einer Torrefaction unterzogen, d.h. sie wird auf 200-300 °C erhitzt; anschließend ist sie leichter mahlbar und kann als Brennstoff in Kraftwerken effizienter beigegeben werden. Aus torrefactisch behandelter Biomasse lassen sich leicht lager- und transportierbare Pellets erzeugen.

Pyrolyse ist die Erhitzung des Ausgangsmaterials (Biomasse) auf 400-800 °C ohne Sauerstoff; dabei verwandelt sich dieses je nach Ausgangsmaterial in flüssige, feste und gasförmige Stoffe: Bioöl, Essigsäure, Azeton, Methanol, Holzkohle etc.. Die Anteile der einzelnen Fraktionen lassen sich durch Temperatur, Dauer des Prozesses und Katalysatoren steuern. Durch schnelle Pyrolyse (< 2 Sekunden bei 500 °C) lässt sich der flüssige Anteil auf bis zu 80 % des

Heizwertes der Biomasse steigern. Bioöl hat einen Sauerstoffgehalt von 40 % (je kg), einen Heizwert von 17 MJ/kg (60 % des Heizwertes von Diesel je l) und ist sauer und korrosiv. Es kann aber gereinigt und wie Erdöl fraktioniert werden und kommt daher als Treibstoff gut in Frage.

Die energetische Nutzung von Biomasse erfolgt letztendlich stets durch Verbrennung, wobei bei der Umwandlung in mechanische Energie in Wärmekraftmaschinen zwischen interner (z. B. in Gasturbinen oder Dieselmotoren) und externer Verbrennung (z. B. bei Dampfturbinen- oder ORC-Anlagen) unterschieden werden kann. Am Ende der in beiden Abbildungen dargestellten Nutzung stehen die Endenergieträger Wärme und/oder Strom und die Energiedienstleistung Mobilität.

Abbildung 51: Gängige Technologien und deren Referenztechnologien (Bioenergieerzeugung)

Reine Wärmeerzeugung	Kraft-Wärmekopplungsanlagen	Konversionsanlagen
<u>Kleinfeuerungsanlagen</u> (ca. 5 bis über 100 kW therm.) Hackgutkessel Pelletkessel Pflanzenölkessel Kombikessel Scheitholzkessel Gaskessel Scheitholzofen Pelletofen <i>Referenztechnologien:</i> Heizölkessel Gaskessel Heizölofen <u>Heizwerke</u> (ca. 0,5 bis über 5 MW therm.) Hackgut-Heizwerk Stroh-Heizwerk Pellet-Heizwerk <i>Referenztechnologien:</i> Gasheizwerk Ölheizwerk <u>Biomasse-Prozessdampfanlagen</u> (ca. 10 MW) Hackgutanlage <i>Referenztechnologie:</i> Gas-Prozessdampfanlage	Biogas-BHKW (50 kW bis 2 MW elektrisch) Pflanzenöl-BHKW (15 kW bis 1 MW elektrisch) Heizanlagen mit Stirlingmotor (30 bis 100 kW elektrisch) Heizanlagen mit ORC-Anlage (0,5 bis 3 MW elektrisch) Dampfturbinenanlagen (1 MW bis 15 MW elektrisch) Integrierte Vergasung und Verstromung (500 kW bis 50 MW elektrisch) <i>Referenztechnologien bzw. -preise:</i> GuD-Kraftwerk/ Großhandelsstrompreis	<u>Erzeugung flüssiger biogener Energieträger:</u> Pflanzenöl (dezentral: Kaltpressung, zentral: Pressung und Extraktion) Biodiesel aus Pflanzenöl Ethanol aus zucker-/stärkehaltigen Rohstoffen Fischer-Tropsch-Diesel Ethanol aus zellulosehaltigen Rohstoffen <u>Erzeugung gasförmiger biogener Energieträger:</u> Biomethan aus anaerober Fermentation Biomethan aus Vergasungsprozessen <u>Erzeugung sonstiger biogener Energieträger:</u> Pelletierung <i>Referenzpreise:</i> Großhandels- / Kleinverbraucherpreise fossiler Kraftstoffe und sonstiger Energieträger

Quelle: Kranzl et al. (2009)

Genauere Beschreibungen der verschiedenen Produktionstechnologien und Verfahren zur Transformation und Nutzung von Biomasse finden sich bei Kranzl et al. (2009)¹³⁷ und OECD (2005).

Eine weitere Darstellung der Transformation von Bioenergie mit Ansatzpunkten für die Forschung und Entwicklung findet sich bei Woods (2006). Diagramme über Holzströme und Holzverwertung im Jahr 2010 finden sich bei Nemestóthy (2012)¹³⁸.

¹³⁷ http://www.nachhaltigwirtschaften.at/edz_pdf/0852_biomassepotenziale.pdf#page=74

¹³⁸ http://www.waldwissen.net/waldwirtschaft/holz/energie/bfw_holz_energietraeger/index_DE

4.2 Wärme und Strom

„Der weltweite Strombedarf steigt fast doppelt so schnell wie der weltweite Energieverbrauch insgesamt, und der Investitionsbedarf für die Erneuerung veralteter Kraftwerksinfrastrukturen verschärft die mit der Deckung dieser Nachfrage verbundenen Herausforderungen. Etwa ein Drittel der bis zum Jahr 2035 geschaffenen neuen Stromerzeugungskapazitäten ist nötig, um vom Netz gehende Kraftwerke zu ersetzen. Die Hälfte der neuen Kapazitäten beruht auf erneuerbaren Energien, Kohle bleibt jedoch der weltweit führende Energieträger in der Stromerzeugung. Das für den Zeitraum bis 2035 erwartete Wachstum des Strombedarfs in China übersteigt den derzeitigen Stromverbrauch der Vereinigten Staaten und Japans, und Chinas Stromerzeugung aus Kohlekraftwerken steigt fast in gleichem Umfang wie seine Stromerzeugung aus Kernenergie, Windkraft und Wasserkraft insgesamt. Im Jahr 2012 waren noch immer 1,3 Mrd. Menschen ohne Strom (IEA 2012, Abbildung 52).

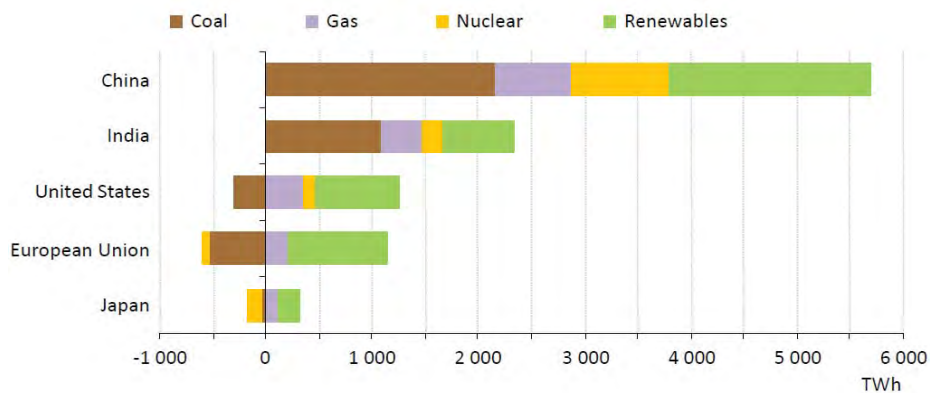


Abbildung 52:
Änderungen der
Stromerzeugung
bis 2035 nach
Rohstoffbasis

Quelle: IEA (2012a)¹³⁹

Die Strompreise erhöhen sich im globalen Durchschnitt bis zum Jahr 2035 real um 15 %, bedingt durch höhere Brennstoffkosten, Umstellung auf kapitalintensivere Stromerzeugungskapazitäten, Subventionen für erneuerbare Energien sowie (in einigen Ländern) durch Preismechanismen für CO₂-Emissionen. Es gibt erhebliche regionale Preisunterschiede; am höchsten bleiben die Preise in der EU und in Japan, die deutlich über dem Niveau in den Vereinigten Staaten und China liegen.“ (IEA 2012).

4.2.1 Kraft-Wärme-Kopplung

Holz ist die wichtigste pflanzliche Biomasse zur Erzeugung von Wärme. Laut Mikrozensus-Erhebung 2006 der Statistik Österreich wurden in Österreich ca. 680.000 von 3,51 Mio. Haushalten mit Holzbrennstoffen beheizt. Von 2,28 Mio. Zentralheizungsanlagen wurden 500.000 mit Biomasse betrieben.

¹³⁹ <http://www.worldenergyoutlook.org/pressmedia/recentpresentations/PresentationWE02012launch.pdf>

Biomasse mit unter 50 % Wassergehalt lässt sich bei 800-1.000 °C verbrennen und liefert Wärme und Dampf, die zur Heizung und zur Erzeugung von Strom (mit Dampfturbinengeneratoren) verwendet werden. Die Effizienz der Anlagen steigt mit ihrer Größe von 20 auf bis zu 40 % (bei über 100 MW oder bei gemeinsamer Verbrennung mit Kohle). Mit Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen wird die Energieausbeute aus dem Rohstoff in Form von Strom und Wärme wesentlich verbessert. Dadurch kann die Effizienz einer Anlage auf über 90 % steigen. Elektrizitätswerke nutzen derzeit im weltweiten Durchschnitt nur 30 % des Energiegehaltes.

Die Fa. ÖkoFen hat einen Pelletskessel mit integriertem Stirlingmotor entwickelt, der 14 KW thermische und 1 KW elektrische Leistung schafft. Damit lassen sich jährlich zwischen 1.500 und 7.000 KWh Energie erzeugen. Ein durchschnittlicher österreichischer Haushalt verbraucht 4.000 KWh Strom pro Jahr.¹⁴⁰

Pflanzenöl-Blockheizkraftwerke können wirtschaftlich betrieben werden, wenn das Pflanzenöl zu günstigen Preisen bereitgestellt und die anfallende Wärme möglichst vollständig genutzt werden kann. Schwankende Preise führten zur zeitweiligen Stilllegung der Produktion. In Deutschland wird die Stromerzeugung aus Pflanzenöl durch den Import von Palmöl dominiert.

Für die Biomasse-Nahwärmeversorgung wurden Heizcontainersysteme mit Leistungen zwischen 10 KW und 2 MW entwickelt; mit diesen werden Wärmeverluste durch kurze Wärmeleitungen minimiert. Im Vergleich zu Nahwärmeanlagen lassen sich damit die Wärmebereitstellungskosten um 10 % auf 84 €/MWh reduzieren.

In Neukirchen an der Enznach wurde kürzlich für 1,7 Mio. € eine Holzgas-KWK-Anlage mit 300 KW_{el} und 640 KW thermischer Leistung in Betrieb genommen. Dabei entsteht aus Holz (Stücke größer G100) unter Luftmangel thermochemisch ein Schwachgas, das gereinigt und gekühlt einen Motor betreibt, der Strom erzeugt. (Siehe Biogas Produktionstechnik).

Laut Bundes-Abfallwirtschaftsplan (BMLFUW 2011a) betrug die Gesamtkapazität der zehn österreichischen Müllverbrennungsanlagen¹⁴¹ im Jahr 2010 ca. 2,3 Mt/a (ca. 25 PJ/a). Weiters waren in diesem Jahr 49 thermische Behandlungsanlagen mit einer Kapazität von ca. 2,2 Mt/a in Betrieb. In den Potenzialanalysen der zitierten Studien und vorgestellten Modellen bleibt nicht biogener Müll unberücksichtigt. Laut Emissionsbilanzen für 2006 und 1990 verzeichnete der Sektor Abfallwirtschaft eine Abnahme der THG-Emissionen von ca. 2,03 auf ca. 1,25 Mt CO_{2eq} (-38 %).

4.2.2 Verteilernetze

Um Strom und Wärme von erneuerbaren Energieträgern, deren Erzeugung räumlich und zeitlich verteilt stattfindet, zu sammeln, zu speichern und über größere Distanzen zu leiten, bedarf es eines Ausbaus der Speichereinrichtungen und Verteilernetze sowie deren Aufwertung durch intelligente Messsysteme (*Smart Grid*). In Zukunft werden insbesondere Windkraft und Photovoltaik einen deutlich größeren Anteil an der Stromerzeugung bekommen. Speicher werden verstärkt zum Einsatz gelangen, um die Differenz zwischen den witterungsbedingten Schwankungen zu überbrücken.
140 Der Standard, 31.1.2013, S. 8; www.pelletsheizung.at
141 „Anlagen zur thermischen Behandlung von Siedlungsabfällen“

kungen der eingespeisten Leistung durch Wind und Sonne und dem Stromverbrauch auszugleichen. Bei einem vermehrten Einsatz von Pumpspeicherkraftwerken steigt die Belastung der Stromleitungen in der Nähe dieser Speicherkraftwerke¹⁴².

4.2.3 Ökostrom

Unter Ökostrom versteht man elektrische Energie, die aus erneuerbaren Energieträgern gewonnen wird. Die gesetzliche Grundlage zur Förderung von Ökostrom ist das Ökostromgesetz 2012 (RÖ 2012) und die Einspeisetarifverordnung (RÖ 2012b). Anlagen, die auf Basis erneuerbarer Energieträger betrieben werden, sind vom Landeshauptmann mit Bescheid als Ökostromanlage anzuerkennen, damit sie Investitionszuschüsse erhalten können und der von ihnen erzeugte Strom als Ökostrom gilt und allenfalls zu einem festgesetzten Tarif ins Stromnetz eingespeist werden kann.

Die Stromerzeugung aus Biomasse erfolgt in Österreich derzeit hauptsächlich in Großanlagen der Papier- und Zellstoffindustrie sowie in etwas mehr als 100 kleinen bis mittelgroßen Anlagen, größtenteils in Holzverarbeitenden Betrieben. Durch die kombinierte Erzeugung von Strom und Wärme (Kraft-Wärme-Kopplung) aus Holz lassen sich sehr hohe Wirkungsgrade erreichen. Weiters gab es im Jahr 2012 knapp 300 aktive Biogasanlagen und knapp 8.000 Photovoltaikanlagen (Tabelle 9, S. 40).

Im ersten Halbjahr 2012 wurden von der Abwicklungsstelle für Ökostrom (OeMAG) 3.166 GWh Ökostrom abgenommen. Das Vergütungsvolumen dafür lag bei 328,2 Mio. Euro; die für verschiedene erneuerbare Energien bezahlten Preise lagen zwischen 5,02 und 40,93 Ct/KWh (Tabelle 24). Der Großhandelspreis für Grundlaststrom lag in den letzten Jahren zwischen 4 und 6 Ct/KWh (Abbildung 62, S. 188). Die Ökostromförderung verursachte für einen durchschnittlichen Haushalt im Jahr 2010 eine Belastung von 36 €. In diesem Jahr lag der Anteil des geförderten Ökostromes im öffentlichen Stromnetz bei 10,7 %.

142 Auer et al. (2011)

Tabelle 24:
Ökostrom Ein-
speisemengen
im ersten Halb-
jahr 2012 und
ihre Vergütung

Ökostrom-Einspeisemengen und -Vergütungen in Österreich			
1.-2. Quartal 2012	Summe Öko-Bilanzgruppe		
	Einspeisemenge in kWh	Vergütung netto in €	Durchschnitts- vergütung in Cent/kWh
Kleinwasserkraft	482.328.180 kWh	26.649.965,97	5,53
Sonstige Ökostromanlagen	2.683.840.819 kWh	301.562.239,35	11,24
Windkraft	1.356.890.349 kWh	107.660.895,03	7,93
Biomasse fest inkl. Abfall mhbA	1.000.512.664 kWh	139.788.957,40	13,97
Biomasse gasförmig	276.574.400 kWh	39.664.596,45	14,34
Biomasse flüssig	260.975 kWh	32.565,57	12,48
Photovoltaik	32.653.235 kWh	13.366.065,22	40,93
Deponiegas und Klärgas	16.534.647 kWh	1.028.365,70	6,22
Geothermie	414.549 kWh	20.793,97	5,02
Gesamt Kleinwasserkraft und Sonstige Ökostromanlagen	3.166.168.999 kWh	328.212.205,32	10,37

Daten für 2010 und 2011 finden sich bei E-Control¹⁴³

Quelle: OEMAG¹⁴⁴

Ein Vergleich der Einspeisetarife in den Mitgliedsstaaten der EU findet sich bei EK (aktuell).¹⁴⁵

4.2.4 Rentabilität von Heizsystemen mit erneuerbarer Energie

Die Rentabilität von Heizsystemen hängt zu einem großen Teil von den verwendeten Energieträgern ab. Unter diesen erweist sich Holz als preisgünstigster Energieträger (Abbildung 53); zu dessen Verwendung sind allerdings teurere Anlagen und größere Lagerräume erforderlich. Der Bestand an Pelletsheizungen in Österreich ist von 7.342 im Jahr 2000 auf ca. 88.000 im Jahr 2011 gestiegen. Der Biomasseverband erwartet eine beachtliche Zunahme bei Fernwärme aus Biomasse, aber keine dramatische Steigerung des Holzverbrauchs insgesamt für Heizzwecke in Einzelfeuerungen bis zum Jahr 2020¹⁴⁶.

Während die Kosten für Heizöl stark schwanken können, stiegen die Preise für Pellets um weniger als die Inflationsrate und blieben weitgehend stabil. Eine Ausnahme war das Jahr 2006, als infolge eines besonders kalten und schneereichen Winters, der Probleme bei der Holzbringung verursachte, sowie aufgrund der rasant steigenden Nachfrage eine kurzfristige Preisspitze entstand (Abbildung 54).

143 http://www.e-control.at/portal/page/portal/medienbibliothek/statistik/dokumente/pdfs/Statistikb12_D_Einzelseiten_FINAL.pdf#page=46

144 http://www.oem-ag.at/oemag/statistik/einspeisemengen/2012_q2.jpg

145 <http://www.energy.eu/#renewable>

146 Potenzial 2020: siehe http://www.biomasseverband.at/uploads/tx_osfopage/OeBV_BE2020_TABs34.pdf

Das durch die Finanz- und Wirtschaftskrise gedämpfte Investitionsumfeld, der moderate Ölpreis und eine Förderaktion der österreichischen Mineralölindustrie für neue Ölkessel haben im Jahr 2010 den starken Aufwärtstrend von Heizsystemen auf Basis erneuerbarer Energie gedämpft, wobei auch im Exportmarkt sektorale Absatzrückgänge zu beobachten waren.¹⁴⁷

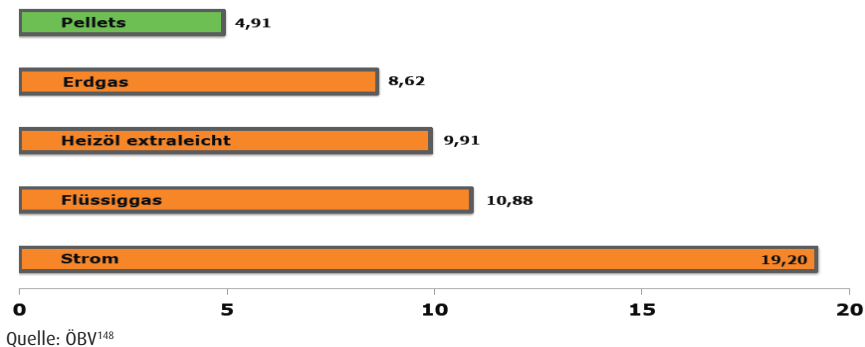


Abbildung 53: Heizkostenvergleich des Biomasseverbandes am 5.12.2012, in Ct/kWh

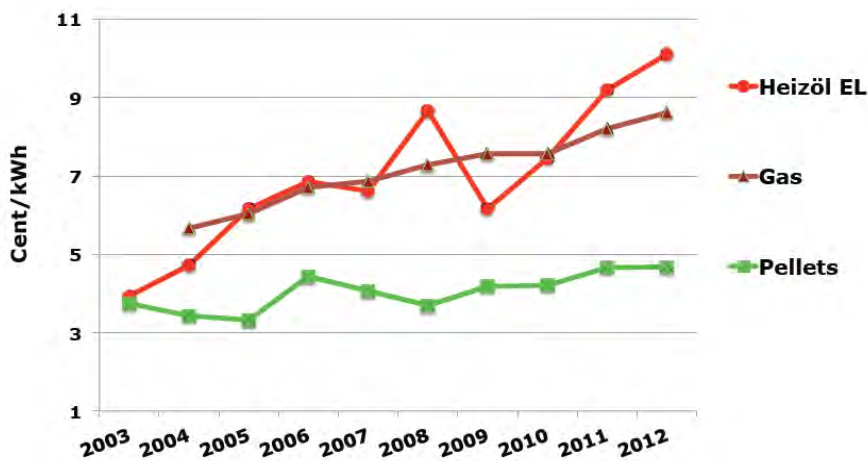


Abbildung 54: Entwicklung der Preise von Heizöl, Gas und Pellets, 2003-2012

¹⁴⁷ Biermayr et al. (2012) beklagen eine Subvention für die Installation eines neuen Ölheizkessels durch die österreichische Mineralölwirtschaft (Institut für die wirtschaftliche Ölheizung, "Heizen mit Öl GmbH") ab dem Jahr 2009. In diesem Jahr wurde dafür ein Investitionszuschuss von 3.000 € bezahlt; ab dem Jahr 2010 (bis voraussichtlich 2016) 2.000 €. Dafür wurden im Jahr 2009 ca. 12 Mio. € aufgewendet. Der Verkauf von Ölkesseln wurde dadurch im dritten Quartal 2009 verdreifacht. 4.300 Antragstellern wurde in diesem Jahr eine Förderung zugesagt. Mit einem Fördervolumen von 15 Mio. € pro Jahr können 7.500 Ölheizungen pro Jahr installiert werden. Dieses Programm drosselt die Marktdiffusion von Pelletskessel und Wärmepumpenanlagen. Siehe: <http://www.aee-intec.at/0uploads/dateien835.pdf#page=38>

¹⁴⁸ http://www.propellets.at/wpcms/wp-content/uploads/201212_etiv.pdf

Der Biomasseverband bietet im Internet einen Heizkostenrechner an, mit dem die Kosten des bestehenden Heizsystems mit Systemen basierend auf Pellets, Scheitholz bzw. Hackgut verglichen werden¹⁴⁹. Er bietet auch einen Überblick darüber, was bei einem Umstieg von Öl- auf Biomasseheizung zu beachten ist, welches Heizsystem für welchen Gebäudetyp am besten geeignet ist und wie viel man sich dadurch ersparen kann (ÖBV 2012a)¹⁵⁰.

4.3 Flüssige Treibstoffe

4.3.1 Herstellung und Verbreitung

Unsere Mobilität beruht zu fast 100 % auf flüssigen Treibstoffen, nämlich Benzin, Diesel und Kerosin. Gas- und Elektrofahrzeuge spielen noch eine sehr untergeordnete Rolle. Ursache dafür ist, dass flüssige Treibstoffe eine hohe Energiedichte auf geringem Raum zur Verfügung stellen, so dass damit betriebene Fahrzeuge mit geringem Treibstoffgewicht eine hohe Reichweite und eine hohe Leistung erzielen können. Außerdem lässt sich flüssiger Treibstoff gut lagern und transportieren. Das Tankstellennetz ist gut ausgebaut, um die gesamte Fahrzeugflotte – vom Moped bis zu Flugzeugen – ist weitgehend auf flüssige Treibstoffe eingestellt. Daran wird sich auch in den nächsten Jahrzehnten wenig ändern, denn eine Umstellung der Flotte muss sich lohnen, und sie braucht Zeit und Geld.

Flüssige Treibstoffe aus fossilen Quellen stehen auch in Zukunft in großen Mengen zur Verfügung. Sie sollten nach Möglichkeit durch regenerative Treibstoffe ersetzt werden, um die THG-Emissionen zu senken. In Österreich gibt es zu diesem Zweck eine Beimischungsverpflichtung von Biotreibstoffen zu fossilen Treibstoffen (Tabelle 43, S. 192), die zur teilweisen Substitution fossiler Treibstoffe durch Gemische führt (Tabelle 6, S. 35).

Im Jahr 2009 wurden in Österreich rund 25.000 ha Ölsaaten (Raps, Sonnenblume etc.) angebaut, die für die Produktion von Pflanzenöl und Biodiesel verwendet wurden. Zukünftig könnte diese Fläche auf 50.000 ha erhöht und die Pflanzenöl- bzw. Biodieselproduktion von gegenwärtig ca. 0,9 PJ auf 1,8 PJ verdoppelt werden. Da im Zuge der Ölproduktion auch ein Nebenprodukt anfällt, das als Eiweißfuttermittel eingesetzt werden kann und damit Sojaimporte ersetzt, reduziert sich der Nettoflächenbedarf für die Treibstoffproduktion auf 10.000 ha. Im Jahr 2011 belief sich die Produktion von Biodiesel in Österreich auf knapp 310 Mt; 262 Mt wurden importiert (Tabelle 25).

Für die Produktion von Bioethanol für den heimischen Markt wurden in Österreich 2009 rund 40.000 ha Getreide und Körnermais verwendet. Diese Fläche könnte auf 80.000 ha erhöht und damit die Produktion von Bioethanol von 2,7 PJ auf 5,3 PJ verdoppelt werden. Auch bei der Erzeugung von Ethanol fällt ein Eiweißfuttermittel als Nebenprodukt an. Die Nutzung von landwirtschaftlicher Biomasse für Biotreibstoffe war im Vergleich zu forstlicher und industrieller Biomasse gering. Zukünftig ist in diesem Bereich ein deutlicher Zuwachs in Österreich, Europa und global zu erwarten. Im Jahr 2011 wurden in Österreich 171 Mt Bioethanol erzeugt; mehr als die Hälfte davon wurde exportiert (Tabelle 25).

¹⁴⁹ <http://www.biomasseverband.at/image-menu/heizkosten-rechner/>

¹⁵⁰ http://www.biomasseverband.at/uploads/tx_osfopage/Kesseltausch_05.pdf

	Bioethanol	Biodiesel	Pflanzenöl	Biogas*
Erzeugung	170.994	309.598		377 bis 592 Mio. m ³
davon Export	93.268	64.524		
Beimischung	77.726	184.638		
pur		60.436		
Verbrauch pur	77.726	84.699	16.731	
Import	25.423	261.697		
Beimischung insgesamt	103.149	422.072		
Treibstoffverbrauch gesamt	103.149	506.771	16.731	
	Benzin	Diesel		
Verkauf insgesamt	1.755.459	6.064.893		

* Biogas wird noch kaum als Treibstoff, sondern zur Gewinnung von Wärme und Strom eingesetzt.

Quelle: Winter (2012); eigene Berechnungen und Zusammenstellung

Tabelle 25:
Erzeugung und
Verbrauch von
Biotreibstoffen
in Österreich im
Jahr 2011, in t

Zur Umwandlung von erneuerbarer Energie zu Treibstoffen gibt es verschiedene Technologien, die teilweise noch in Entwicklung sind. Am bekanntesten und verbreitetsten sind die Vergärung von Zucker zu Alkohol (Ethanol) und die Veresterung von Pflanzenöl zu Biodiesel (MTBE). Die übrigen potenziellen flüssigen und gasförmigen Kraftstoffe, die als Treibstoffe in Frage kommen, sind in § 2 der Kraftstoffverordnung angegeben und definiert (RÖ 2012¹⁵¹).

Im Kapitel 3.6.4 (S. 85 - „Getreide inkl. Mais“) wurden bereits einige alternative landwirtschaftliche Rohstoffe zur Erzeugung von Ethanol diskutiert. Pflanzen mit hohem Potenzial finden sich auch unter Gräsern, Bäumen und Algen. Die Fa. Ceres züchtet die schnell wachsenden Pflanzen Switch Grass, Miscanthus, Zuckerrohr und Sorghum. Die Fa. ArborGen züchtet Eukalyptus, Pappeln und Pinien. Craig Venter züchtet Öl abscheidende Algen, das an der Wasseroberfläche geerntet werden kann.

Darüber hinaus wird emsig daran geforscht, Treibstoffe der zweiten Generation aus nicht essbaren Pflanzen und biologischen Abfällen zu synthetisieren. Biotreibstoffe der 2. Generation können entweder durch Erhitzung ohne Sauerstoff oder durch Entpolymerisation mittels Bakterien oder Enzymen (z. B. Mascoma, Codexis, Danisco, Virent Energy Systems, Energy Biosciences Institute) erzeugt werden. Bei der Erhitzung entsteht auch synthetisches Gas, das mit Katalysatoren (Fa. Choren), Enzymen (Fa. Iogen, Fa. Abengoa) oder Bakterien (Fa. Coskata) weiterverarbeitet werden kann. Bei der Entpolymerisation müssen die entstandenen Monomere durch Katalysatoren zu Treibstoffen weiterverarbeitet werden.

Ein vielversprechender dritter Weg ist die Umwandlung von lignozellulöser Biomasse in Kombination mit Bioabfall unter hoher Temperatur und Beigabe von Sauerstoff zu Synthesegas, das mittels des Fischer-Tropsch-Verfahrens zu flüssigem Treibstoff weiterverarbeitet wird. Dabei werden ca. 75 % der Energie der Biomasse als reines Synthesegas gewonnen. 10 toe aus Biomasse gewonnene Öle ergeben durch die Fischer-Tropsch Synthese ca. 5 toe Syntheseprodukte, ca. 4 toe BtL und 1 toe wertvolle Chemieprodukte. Die dabei anfallende Wärme und Elektrizität reichen aus, um den Prozess zu unterstützen. Die Investition für eine Fabrik, die 1 Mt BtL/Jahr erzeugt, beträgt ca. 500 Mio. US\$. Die dabei benötigte Jauche wird dezentral in 64 Pyrolyseeinheiten zu je 45.000 t_{oe}/a erzeugt.

¹⁵¹ <http://www.ris.bka.gva.at/GeltendeFassung.wxe?Abfrage=Bundesnormen&Gesetzesnummer=20008075>

Zur besseren Verwertung der Biomasse wurde vorgeschlagen, sie mit Wasserstoff (aus Wind- oder Solarenergie) zu kombinieren, um flüssige Treibstoffe zu erzeugen. Damit könnte der Flächenbedarf zur Erzeugung von Biomasse im Vergleich zur Verwendung reiner Biomasse um 40 % vermindert werden. (Metzger und Hüttermann 2008).

Eine Studie des amerikanischen Landwirtschaftsministeriums schätzt, dass mit nur geringen Änderungen der gegenwärtigen Produktionsmethoden jährlich 1,3 Mrd. t Pflanzenmaterial gesammelt werden könnte, ohne die Nahrungsmittelproduktion zu ändern. Damit ließen sich bei derzeitigem Stand der Technik 350 Mrd. l Treibstoff, das sind 65 % des Treibstoffverbrauchs, erzeugen¹⁵².

Ajanovic und Haas (2010) untersuchten die Chancen von Biotreibstoffen für die Mobilität in den EU-Staaten bis zum Jahr 2030.

Die Produktion und der Verbrauch von Biotreibstoffen konzentrieren sich in wenigen Staaten der Welt, nämlich: EU, USA, Kanada, Brasilien, Argentinien, Thailand, Malaysia und Indonesien. Einen Überblick über die wichtigsten Erzeuger und Verbraucher von Bioethanol und Biodiesel geben die Tabelle 27 bzw. Tabelle 28. Die wichtigsten Exporteure und Importeure zeigt die Tabelle 26. Die Handelsströme für Bioethanol und Biodiesel wurden bereits in Abbildung 16 (S. 46) veranschaulicht.

¹⁵² The Economist, Sonderbericht über die Zukunft der Energie, 21. bis 27. Juni 2008

	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2015	2020	2022
Ethanol									
Nettoexporteure									
Brasilien	3.282	3.676	4.362	3.486	2.196	1.095	5.368	13.012	15.090
China	1	0	0	0	0	0	-301	-397	-492
Nettoexporte insgesamt	3.732	3.716	4.837	3.488	3.252	3.645	5.417	13.311	15.489
Nettoimporteure									
Kanada	9	482	548	223	490	600	602	648	691
EU	0	1.600	2.330	1.830	1.350	1.400	2.108	2.683	2.887
Indien	5	1	67	317	147	40	110	-299	-399
Japan	12	3	15	-2	303	364	654	917	1.028
Südkorea	218	274	285	298	313	296	520	732	823
USA	2.589	1.356	1.592	656	-1.056	-2.550	-50	6.604	8.111
Rest der Welt		-40	-475	164	648	945	1.124	1.331	1.415
Preise in US\$/100 l									
Anhydriertes Ethanol,									
Brasilien	45,5	40,9	46,0	43,3	59,8	87,9	78,3	80,3	77,9
Ethanol, fob Omaha	68,2	59,2	65,2	47,3	51,0	71,5	64,8	63,0	61,9
Biodiesel									
Nettoexporteure									
Argentinien	0	185	780	1.300	1.540	1.600	2.281	2.342	2.312
Brasilien	0	-1	-4	-1	-1	-8	122	201	145
Indonesien	0	0	0	200	235	250	431	482	488
Malaysia		108	207	258	102	57	86	167	200
USA	72	587	1.133	789	378	227	3	210	293
Nettoexporte insgesamt	89	1.076	2.120	2.548	2.296	2.523	3.311	3.795	3.834
Nettoimporteure									
European Union	70	1.060	1.950	2.110	2.280	2.500	3.285	3.763	3.801
Japan	19	15	14	12	15	15	26	32	33
ROW	-17	-195	159	425	-41	-389	-388	-393	-396
Preise in US\$/100 l									
Mitteleuropa fob	88,2	99,6	141,1	104,5	114,8	152,0	150,5	159,5	164,1
Biodiesel ab Fabrik	87,3	88,7	119,7	80,6	90,7	136,6	134,8	136,4	138,0

Quelle: FAPRI (2010, 2012)¹⁵³

Tabelle 26:
Wichtige Exporteure und Importeure von Ethanol und Biodiesel, 2006-2022, in Mio. l

4.3.2 Bioethanol

1 l Ethanol wiegt 790 g und enthält 26,78 MJ an Energie, das entspricht 5,87 kWh. Es enthält ca. 68 % der Energie, die in 1 l fossilem Benzin enthalten sind; dieses enthält ca. 8,55 kWh/l und wiegt 72-77,5 g/l. 1 l Ethanol entspricht 0,6396 kg OE.

Ethanol entsteht durch anaerobe Vergärung von Zucker mit Hilfe von Mikroorganismen (gewöhnlich Hefe) und anschließender Destillation oder einer anderen Form von Entwässerung. Der benötigte Zucker kann auch aus Stärke gewonnen werden oder durch Pyrolyse aus

¹⁵³ <http://www.fapri.iastate.edu/outlook/2012/tables/5-Biofuels.xls>

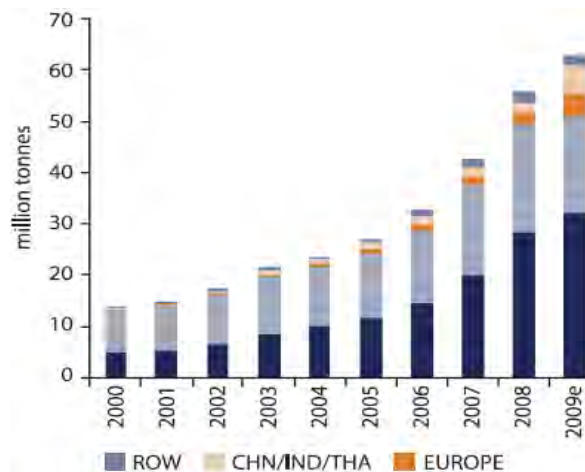
flüssiger Biomasse oder Zellulose. Lignozellulose wird zu diesem Zweck delignifiziert und dann einer sauren oder enzymatischen Hydrolyse zugeführt. Das verbleibende Lignin wird meist als Brennstoff verwendet. Die Reinigung des Ethanols durch Destillation verbraucht viel Energie.

Die wichtigsten Grundstoffe zur Erzeugung von Bioethanol sind Rohrzucker und Mais. Aus 1 t trockenem Mais lassen sich 496 l Ethanol herstellen.

Ethanol wird als Ersatz für (einen Teil von) Benzin verwendet. Bereits in den neunziger Jahren wurde es als ein umweltfreundlicher Ersatz für das dann verbotene MTBE als Antiklopfmittel im Benzin verwendet.

Die Produktion von Bioethanol hat einen rasanten Aufschwung genommen; im Jahr 2012 lag sie weltweit bei 68 Mt. 80 % davon wird als Treibstoff verwendet, den Rest benötigen die chemische Industrie und die Getränkeindustrie. Somit ist Ethanol der bedeutendste Biotreibstoff weltweit. Die führenden Produzentenländer für Ethanol sind die USA und Brasilien; sie liefern über 85 % der globalen Produktion von Ethanol für die Treibstoffnutzung. Die USA produzierten im Jahr 2012 knapp 42 Mt Ethanol als Biotreibstoff (Abbildung 55, Tabelle 27). Brasilien setzte in letzter Zeit über 50 % seiner Zuckerrohrproduktion zur Erzeugung von Ethanol ein. Derzeit wird aus knapp 150 Mt Getreide, über 90 % davon Mais in den USA, oder 8 % des weltweiten Getreideverbrauchs, Ethanol erzeugt.¹⁵⁴

Abbildung 55:
Entwicklung
der Erzeugung
von Bioethanol
weltweit, 2000-
2009



Quelle: IEA Bioenergy (2011)

Die EU ist derzeit der größte Importeur von Bioethanol, aber die USA – der größte Produzent weltweit – könnte bald auch zum größten Importeur werden (Tabelle 26).

¹⁵⁴ Manfred Prosenbauer, 02.07.2012,
<http://www.lk-noe.at/?+Biotreibstoffe+im+weltweiten+Einsatz+&id=2500%2C1725752%2C%2C%2C2c2V0PTM%3D>

EU27	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2015	2020	2022
Erzeugung	1.635	3.120	3.580	4.780	5.480	6.110	8.022	11.229	12.262
Verbrauch	1.827	4.310	5.760	6.850	7.090	7.510	10.130	13.913	15.151
Rohstoffe in 1000 t									
Weizen	2.500	1.330	1.640	2.510	4.060	4.384	6.657	8.352	8.352
Mais	600	550	1.180	2.200	2.640	3.179	4.655	6.079	6.079
Gerste	500	980	550	740	370	1.576	2.302	2.972	2.972
Zuckerrübe	4.063	6.250	8.125	9.240	11.963	12.891	17.002	21.265	21.265
Anderes (Ethanol)	300	120	261	261	261	261	261	261	261
USA									
Erzeugung	18.491	24.687	35.240	41.407	50.342	52.328	60.621	63.816	64.335
Verbrauch	20.571	25.761	36.245	41.687	49.072	49.662	60.364	70.389	72.427
Rohstoffe in 1000 t									
Mais	45.097	61.710	83.040	101.681	120.258	127.362	142.488	142.373	142.373
Corn Stover						104	2.489	6.114	6.114
Brasilien									
Erzeugung	17.154	20.939	25.950	26.401	27.006	24.442	36.192	56.678	64.108
Verbrauch	13.278	16.160	21.465	23.740	24.988	23.594	30.726	43.581	48.965
Rohstoffe in 1000 t									
Zuckerrohr	206.056	249.421	314.380	338.040	338.518	306.741	449.085	678.562	756.505
Kanada									
Erzeugung	255	640	850	955	1.200	1.350	1.560	1.776	1.851
Verbrauch	264	1.122	1.398	1.178	1.690	1.950	2.161	2.424	2.541
Rohstoffe in 1000 t									
Weizen	135	645	1.140	1.270	1.220	1.115	1.620	1.800	1.827
Mais	510	1.395	1.815	2.180	2.255	2.455	2.617	2.940	2.992

Tabelle 27: Wichtige Produzenten von Ethanol und der dazu getätigte Rohstoffeinsatz, 2006-2022, in Mio. l

Quelle: FAPRI (2010, 2012)¹⁵⁵

Abbildung 56 zeigt, wohin das weltweit erzeugte Ethanol verkauft wird. Die für das Jahr 2035 prognostizierten Handelsströme von Ethanol wurden bereits in der Abbildung 16 (S. 46) dargestellt.

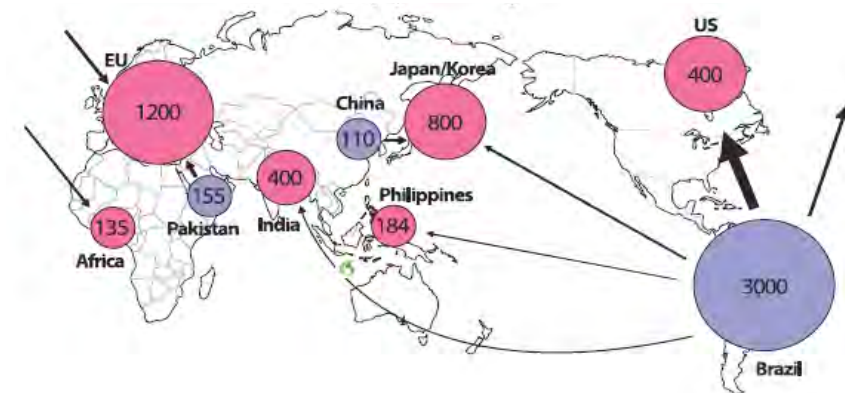


Abbildung 56: Handelsströme von Bioethanol, 2009 (1.000 m³)

Quelle: IEA Bioenergy (2011)

155 <http://www.fapri.iastate.edu/outlook/2012/tables/5-Biofuels.xls>

Daten über die Erzeugung von Biotreibstoffen in Österreich finden sich in BMLFUW (2008) und auf der Homepage der Landwirtschaftskammer Österreich¹⁵⁶.

Etwa 80 % des erzeugten Bioethanols wird energetisch genutzt, insbesondere durch den Beimischungszwang zu Benzin (siehe Kapitel 6.3, S. 194). Außerdem werden bereits an einigen Tankstellen die Sorten E10 und E85 (mit 10 bzw. 85 % Ethanol) angeboten. Letzteres ist vor allem in Brasilien populär, wo der Marktanteil von *Flexible Fuel Vehicles* (FFV) rasant zunimmt; diese können mit Treibstoffen betrieben werden, die bis zu 85 % Ethanol (Super Ethanol¹⁵⁷) enthalten.

Bioethanolwerk Pischelsdorf

In Österreich ist seit dem Jahr 2008 eine großindustrielle Anlage zur Erzeugung von Bioethanol in Pischelsdorf (NÖ) mit einer Kapazität von 200.000 t (ca. 240.000 m³) Ethanol/Jahr in Betrieb. Sie wurde im Jahr 2007 von der AGRANA mit Investitionskosten von 125 Mio. € errichtet und kann jährlich bis zu 600.000 t Getreide zu Kraftstoff verarbeiten. Der maximale Rohstoffverbrauch liegt unter der durchschnittlichen Getreideexportmenge Österreichs. Als Rohstoffe dienten bisher 70 % Weizen, 25 % Mais und 5 % Triticale; auch Zuckerrübe kommt in Betracht. Als Nebenprodukt werden pro Jahr bis zu 190.000 t DDGS (*Distiller's Dried Grain with Solubles*, ein eiweißreiches Futtermittel) erzeugt; das entspricht ca. 1/3 der österreichischen Importe von Soja-Eiweißfuttermitteln. (Maier 2011).

Die Kapazität der Anlage ist darauf ausgelegt, eine Beimischung von 10 % (Volumen) zum in Österreich verbrauchten Benzin zu ermöglichen. Die Produktion im Jahr 2010 belief sich laut Angaben der ARGE Biokraft auf 156.860 t Ethanol; davon wurden 81.386 t an die Mineralölindustrie in Österreich abgesetzt; die übrige Menge (75.474 t) wurde exportiert. Die Produktion erspart rund 100.000 t RÖE Benzin und den Import von rund 130.000 t Futtermitteln auf Sojabasis, zu deren Erzeugung in Südamerika 60.000 ha Sojaanbaufläche benötigt werden würden. Der geringere Import verbessert die österreichische Handelsbilanz um 110 Mio. € jährlich. Die Kosten für den Transport der Rohstoffe (600.000 t Getreide, Mais und Rübensaft) werden durch die Produktion im Inland um 12 Mio. € gesenkt.

Laut einer Studie des Joanneum Research bedeutet jeder Liter Bioethanol im Vergleich zu Benzin eine CO₂-Einsparung von rund 50 %. 1 l Bioethanol spart 1,58 kg THG-Emissionen. Daher kann das Werk bei voller Auslastung 380.000 t CO₂-Emissionen jährlich ersparen. Durch den Export der Hälfte der Produktion wird auch die damit verbundene Reduktion von THG-Emissionen anderen Ländern gutgeschrieben. Im Jahr 2013 wird in Pischelsdorf eine Verflüssigungsanlage für CO₂-Emissionen errichtet, durch die Kohlendioxid für die Getränkeindustrie hergestellt werden wird. Im selben Jahr wird um 65 Mio. € eine Anlage zur Erzeugung von Weizenstärke und -gluten errichtet. Ihre Nebenprodukte, Kleie und Reststoffe, werden als Eiweißfuttermittel bzw. als Rohstoff für die Erzeugung von Ethanol eingesetzt werden. (Marhart 2012).

Die Auslastung des Werkes Pischelsdorf ist bei hohen Getreidepreisen nicht gewährleistet, weil sich die Produktion von Ethanol unter solchen Umständen nicht lohnt.

¹⁵⁶ <http://www.agrarnet.info/>

¹⁵⁷ <http://www.superethanol.at/faqs/>

Wirtschaftlichkeit von Bioethanol

Die OECD-FAO (2012) schätzt, dass die Produktion weiterhin rasch ansteigen und im Jahr 2021 180 Mrd. l Bioethanol betragen wird. Ca. 7 % davon wird weltweit gehandelt. Die Ausdehnung der Produktion erfolgt aufgrund von Beimischungsverpflichtungen und steuerlichen Vergünstigungen. Außerdem wird die Wettbewerbsfähigkeit von Bioethanol steigen, weil die Preise von Rohöl stärker steigen dürften als jene von Getreide. Die OECD-FAO (2010) rechnet mit einer US-Produktion von 71 Mrd. l, das wäre ein Anteil von 8,4 % am Treibstoffbenzin, während gemäß *Renewable Energy Standard* 110 Mrd. l im Jahr 2020 gefordert sind. Ethanol der zweiten Generation könnte in den USA bis zum Jahr 2020 auf einen Umfang von 4,3 Mrd. l kommen. Die Beimischungsverpflichtung in Kanada liegt bei 5 % und jene in Australien bei 1,6 %. 71 Mrd. l Bioethanol werden im Jahr 2020 in den Entwicklungsländern produziert, 85 % davon in Brasilien, Indien und China. In China wird es aber vorwiegend für die Nahrungsmittel- und die chemische Industrie verwendet werden. In Brasilien wird der Verbrauch auf 41 Mrd. l steigen.

Ein Beispiel für die Berechnung der Produktionskosten findet sich bei Gangl (2004). Im Werk Pischelsdorf betragen die Produktionskosten von Bioethanol im Jahr 2010 0,53 €/l (Maier 2011)¹⁵⁸.

Die Kosten für den Ausgangsstoff liegen bei 55-80 % des Preises von Ethanol, wobei sich stärkehaltige Biomasse als günstigste Variante erweist. Der Rohstoff für Bioethanol wird laut OECD-FAO (2012) zu 44 % Getreide und zu 36 % Rohrzucker sein; nur 5 % der Weltproduktion wird aus Zellulose stammen. In manchen Ländern werden Kassa gute Chancen eingeräumt.

Die Wirtschaftlichkeit der Produktion von Bioethanol und die Produktionskosten im nationalen und internationalen Vergleich untersuchte Henniges (2007 und 2007a). Einige Biotreibstoffe waren schon im Jahr 2006 wettbewerbsfähig: Ethanol aus Rohrzucker (25 bis 50 \$Ct/l), Ethanol aus Mais und Zuckerrüben (60 bis 80 \$Ct/l), Ethanol aus Weizen (70 bis 95 \$Ct/l), Ethanol aus Lignozellulose (80 bis 110 \$Ct/l), Biodiesel aus Pflanzenöl (70 bis 100 \$Ct/l), Treibstoffe aus Syngas (90 bis 110 \$Ct/l). Im Vergleich dazu kostete Rohöl 50 bis 80 US\$/Fass, das entspricht 35 bis 60 \$Ct/l vor Steuern und 150 bis 200 \$Ct je Liter Benzin an europäischen Tankstellen.

Das Energieministerium der USA fördert die Entwicklung einer Fabrik in Emmetsburg, Iowa, die jährlich 95 Mio. l Ethanol aus Zellulose erzeugen soll, mit einer Darlehensgarantie für 105 Mio. US\$. Die Zellulose stammt aus Maiskolben, -blättern und -halmen; Mais wird mittels enzymatischer Hydrolyse verarbeitet. Das dabei anfallende Biogas wird in der angeschlossenen Ethanol-Anlage, die auf Basis Körnermais arbeitet, verwendet werden. Die Fa. POET LLC plant, diesen Prozess in 27 weiteren Ethanol-Anlagen für Körnermais anzuwenden.

4.3.3 Biodiesel

Der Ersatz für Dieselöl wird aus pflanzlichen und tierischen Ölen und Fetten hergestellt. Auch Methanol und Ethanol kommen als Ausgangsstoffe in Frage. Landwirtschaftliche Rohstoffe sind in erster Linie Raps, Sojabohne, Sonnenblumenkerne und Palmöl. Die pflanzlichen Öle können pur verwendet werden, werden normalerweise aber zu Fettsäuremethylester (FSME, ETBE,

¹⁵⁸ http://www.biomasseverband.at/uploads/tx_osfopage/PS_V_3_Maier.pdf

MTBE) verestert, um eine Viskosität der Flüssigkeit wie jene des Dieselöls zu erhalten. Zu diesem Zweck wird der Glycerolteil der Öle (Glycerinester langkettiger Fettsäuren) durch Methanol ersetzt; dabei entsteht als Nebenprodukt Glycerin. Biodiesel hat eine Dichte von 0,875 kg/l und einen Energiegehalt von 33,0 MJ/l (37,2 MJ/kg), vergleichbar mit fossilem Dieseltreibstoff. Weitere Informationen und Daten, auch zu Ethanol, finden sich in Präsoll (2012).

Bei der Herstellung des Öls verbleiben etwa 2/3 der eingesetzten Raps- oder Sonnenblumensaat als Presskuchen oder Extraktionsschrot; bei Sojabohne sind es sogar 80 %. Diese werden als Eiweißfutter in Tierrationen eingesetzt.

Die weltweite Biodieselproduktion im Jahr 2012 umfasste 27,4 Mrd. l; 47 % davon wurden in der EU erzeugt (OECD-FAO 2012). Weitere wichtige Produzenten sind Argentinien (1,7 Mrd. l), Brasilien (2,8), die USA (3,7) und Indonesien (Tabelle 28). Die wichtigsten Im- und Exporteure wurden bereits in Tabelle 26 vorgestellt. Weitere Informationen über die internationalen Biodieselmärkte finden sich bei Ecofys (2012).

Die OECD-FAO (2012) geht von einer Steigerung der Produktion von Biodiesel weltweit auf 41,6 Mrd. l bis zum Jahr 2021 aus; davon würden 19,9 Mrd. l in der EU verbraucht werden. Biodiesel wird auch in der Zukunft in erster Linie in Europa produziert werden; Argentinien und Brasilien folgen mit 3,2 bzw. 3,0 Mrd. l (aus Sojabohne) und Malaysia mit 1,3 Mrd. l. Thailand, Indonesien und Indien werden ihre Produktion (aus Palmöl und Jatropha vornehmlich für den Eigenbedarf) auf über 1 Mrd. l steigern. Raps spielt in Entwicklungsländern eine geringere Rolle, könnte aber in Chile, der Ukraine und Kasachstan an Bedeutung gewinnen. Der Anteil des Biodiesels an der globalen Produktion von Pflanzenöl wird laut OECD-FAO (2010) von 11 % im Durchschnitt der Jahre 2008-2010 auf 16 % im Jahr 2020 steigen.

Tabelle 28:
Wichtige Produzenten von Biodiesel und der dazu getätigte Rohstoffeinsatz, 2006-2022, in Mio. l

EU27	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2015	2020	2022
Erzeugung	5.411	6.671	9.082	9.487	10.682	11.657	12.957	14.809	15.688
Verbrauch	5.481	7.731	9.932	11.887	13.237	14.123	16.240	18.572	19.489
Rohstoffe in 1.000 t									
Rapsöl	4.038	4.392	5.542	6.012	6.446	6.867	7.645	8.516	8.516
Soyabohnenöl	393	703	993	746	1.023	1.107	1.176	1.268	1.268
USA									
Erzeugung	970	1.802	2.282	1.817	2.095	3.402	3.454	3.673	3.736
Verbrauch	900	1.256	1.137	1.124	1.774	3.635	3.786	3.786	3.786
Nettoexport	72	587	1.133	789	378	227	3	210	293
Rohstoffe in 1.000 t									
Soyabohnenöl	832	1.308	1.333	875	738	1.585	1.836	1.894	1.894
Rapsöl	64	355	773	800	778	1.753	3.910	3.738	3.738
Brasilien									
Erzeugung	69	404	1.167	1.608	2.397	2.721	2.849	2.896	2.912
Verbrauch	69	361	1.125	1.565	2.462	2.709	2.726	2.695	2.767
Rohstoffe in 1.000 t									
Soyabohnenöl	52	305	879	1.210	1.800	2.040	2.123	2.142	2.147

Quelle: FAPRI (2010, 2012)¹⁵⁹

¹⁵⁹ <http://www.fapri.iastate.edu/outlook/2012/tables/5-Biofuels.xls>

Im Jahr 2010 haben in Österreich zehn Biodieselproduzenten 336.654 t Biodiesel hergestellt. Von der Produktion wurden 210.933 t in Österreich abgesetzt, davon wiederum 168.421 t an die Mineralölindustrie zum Zwecke der Beimischung zu Benzin. Ohne Berücksichtigung etwaiger Lagerbestandsänderungen wurden im Jahr 2010 ca. 125.721 t Biodiesel aus Österreich exportiert. (UBA 2011).

Im Jahr 2010 waren in Österreich laut Angaben der ARGE Biokraft 14 Biodieselanlagen im Betrieb. Die Gesamtkapazität der Anlagen belief sich auf insgesamt 650.500 t. Geplante Kapazitätserweiterungen bestehender Anlagen ergeben für das Jahr 2011 einen Anstieg der aggregierten Produktionskapazitäten auf etwa 700.000 t pro Jahr.

Wirtschaftlichkeit der Erzeugung von Biodiesel aus Ölpflanzen

Die OECD (2011) rechnet mit einem Preis von 142,9 US\$/hl im Jahr 2020; im Vergleich dazu soll der nominelle Preis von Rohöl 107 US\$/Fass und jener von Bioethanol 66,4 US\$/hl betragen. Die Produktionssteigerung beruht daher in erster Linie auf den Beimischungsverpflichtungen, denen sich verschiedene Länder unterworfen haben. In den USA ist das der *Renewable Fuel Standard* zwei (RFS2), in der EU die Erneuerbare Energie Richtlinie (EU 2009). Treibstoffe der zweiten Generation sollten erst gegen Ende der Dekade auf den Markt kommen und im Jahr 2020 einen Umfang von 4,8 Mrd. l Biodiesel erreichen, davon 2,2 Mrd. l in der EU.

Die Landmaschinenindustrie könnte Traktoren herstellen, die mit Pflanzenöl fahren; wenn dieses von den Landwirten für den Eigengebrauch produziert wird, ergäbe sich ein Preisvorteil von rund 0,10 €/l im Vergleich zu Diesel (Landwirtschaftskammer NÖ 2012).

Auch eine Umrüstung der Traktoren zur Verwendung von Pflanzenöl ist möglich. Ob sich diese lohnt, hängt von den Kosten der Umrüstung, der Preisdifferenz zwischen Dieselöl und Pflanzenöl, dem Treibstoffverbrauch (Einsatzstunden) des Fahrzeuges und dem System (1 oder 2 Tanks¹⁶⁰) ab. Je höher die Leistung des Traktors und die Einsatzstunden pro Jahr, desto eher lohnt sich die Umrüstung. Bei einem Preisvorteil für Rapsöl von 0,20 €/l liegt die Amortisationszeit der Umrüstung zwischen 2,0 und 5,5 Jahren. (Breinesberger 2012).¹⁶¹

Methanol

Methanol ist wie Ethanol ein Treibstoff für Fahrzeuge und kann aus fossilen Brennstoffen, Zucker, Stärke und Holz hergestellt werden. Es eignet sich sehr gut als Energiequelle zur Herstellung von Wasserstoff für Brennstoffzellen, mit denen Fahrzeuge ohne THG-Emissionen angetrieben werden können.

Die Erzeugung von Methanol aus Lignozellulose enthaltender Biomasse ist um 20 % effizienter als die Umwandlung mittels Fischer-Tropsch-Verfahren. Seine Verwendung als Treibstoff setzt aber eine Umrüstung der Fahrzeuge voraus (Metzger und Hüttermann 2008).

Methanol wird für Chemieprodukte benötigt, als Lösungsmittel, als Ausgangsstoff zur Erzeugung von MTBE (Biodiesel), als Oktanverstärker und Ersatz von Benzin. Ähnliche Eigenschaften besitzt Butanol.

¹⁶⁰ Beim Zweitanksystem wird mit Diesel gestartet und abgestellt; ca. 10 % des Verbrauchs entfallen daher auf Diesel
¹⁶¹ Weitere Informationen dazu gibt es unter www.pflanzenoel.agrarplus.at

Die Fa. Amyris bietet Bakterien an, die aus Rohrzucker ein Isoprenoid mit den Eigenschaften von Diesel erzeugen (siehe auch die Fa. LS9). Sie arbeitet auch an der Erzeugung von Kerosin aus Rohrzucker.

4.3.4 Synthetische Treibstoffe

Mit Hilfe des Fischer-Tropsch-Verfahrens können Erdgas, Schiefergas und Biogas unter Zufuhr von Energie in flüssige Treibstoffe umgewandelt werden. Die größte derzeit in Betrieb stehende derartige Anlage wurde um 19 Mrd. US\$ von Royal Dutch Shell in Qatar errichtet (*Pearl plant*) und liefert bei einem Erdölpreis von 70 US\$/Fass einen jährlichen Cash-Flow von 4 Mrd. US\$. Sasol Qatar plant eine Investition von 14 Mrd. US\$ zur Errichtung eines neuen Werkes in Louisiana zur Verflüssigung (G.T.L.) von Schiefergas, das bei einem Ölpreis von 25 US\$/Fass rentabel sein soll. Die Konkurrenz ist skeptisch, dass das gelingen könnte¹⁶².

4.4 Gas

4.4.1 Biogas

Grundlage der Erzeugung von Biogas sind Energiepflanzen (Maissilage, Getreidesilage, Sonnenblumen, Winterweizen, Mais, Futterrüben, Sorghum, Gras), Exkrementen (Gülle, Festmist) und biologische Abfälle (Lebensmittel, Hausmüll), die von Bakterien anaerob abgebaut werden und dadurch ein Gasgemisch abgeben, das zu 50-70 % aus Methan (CH_4) besteht. Weitere Bestandteile sind 30-40 % Kohlendioxid (CO_2) sowie Spuren von Schwefelwasserstoff (H_2S), Stickstoff (N_x), Wasserstoff (H_2) und Kohlenmonoxid (CO). Biogas wird auch aus Deponien durch Absaugen des darin entstehenden Deponiegases gewonnen, das andernfalls an die Luft abgegeben werden würde. Durch Reinigung (Abspaltung des CO_2 -Anteils) entsteht aus Biogas Biomethan, das ins Erdgasnetz eingespeist oder für den Gasbetrieb von Fahrzeugen genutzt werden kann.

Der Energiegehalt ist direkt vom Methangehalt des Biogases abhängig. 1 m^3 Methan hat einen Energiegehalt von 9,90 kWh, sein Heizwert liegt bei 35,89 Mj/m^3 . Aufgrund des relativ hohen Energiegehaltes (zwischen 20 und 40 % des Heizwertes des Ausgangsmaterials) lässt sich Biogas als Energieträger für die Wärme- und Stromerzeugung in Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen nutzen. Bei der Einspeisung von Biogas ins Erdgasnetz muss das im Biogas enthaltene CO_2 und der Schwefelwasserstoff entfernt werden.

Produktionstechnik

In Marktfruchtbetrieben wird als Substrat hauptsächlich Silomais und zweijähriges Feldfutter (Grassilage) verwendet, in Betrieben mit Viehhaltung auch Gülle. Bei hohen Preisen für Energiepflanzen gewinnen Grünroggen, Gras, Reststoffe der Nahrungsmittelproduktion und Wirt-

¹⁶² Der Standard – The New York Times International Weekly, 31.12.2012, S. 4

schaftsdünger als Rohstoffe an Bedeutung. Die Rohstoffe werden in einem Fermenter unter Luftabschluss durch Bakterien zu Biogas und Fermentationsrückstand abgebaut. Letzterer enthält fast alle im Rohstoff enthaltenen Nährstoffe und ist daher ein idealer organischer Dünger.

Gras ist laut Geveke (o.J.) bei nur 10 bis 15 % weniger Gasausbeute im Vergleich zu Mais deutlich günstiger. Geveke verwendet eine Ration aus 80 % Gras, der Rest sind Mais und Gülle. Für das Gras zahlt er zwischen 17 und 22 €/t – abhängig von Pachtkosten oder dem Zukauf von überschüssigem Gras von Milchviehhaltern.

Für den Umstieg auf Reststoffe aus der Nahrungsmittelproduktion kommen nur wenige Anlagen in Frage, weil sich die Technik und das Management der Vergärung von Bioabfällen von jener der NAWARO-Vergärung vollständig unterscheiden. Außerdem gilt der Reststoffmarkt als abgegrast.

1 t Maissilage (mit 32 % TS) kann in der Biogasproduktion etwa durch folgende Mengen ersetzt werden (Reinhold 2012):

12,7	m ³ Schweinegülle (4 % TS),
7,6	m ³ Rindergülle (8 % TS),
1,95	t Stallmist (25 % TS) oder
1,09	t Hühnertrockenkot (40 % TS)

Durch den Einsatz von Wirtschaftsdüngern können zusätzliche Kosten für deren An- und Abtransport entstehen. Unter Umständen ist auch mehr Fermentervolumen oder Lagerraum nötig. Eine weitere Lösung könnte der Einsatz von separierter Gülle sein. Das Konzentrat bedingt weniger Transport- und Fermentervolumen und hat mit 30 % TS ungefähr den gleichen TS-Gehalt wie Mais. Der Gasertrag ist etwa halb so hoch, nämlich 18,2 m³ Methan je m³ Gülle; dazu kommen noch Erträge an Nährstoffen (N, P₂O₅, K₂O) aus der Gülle. (Neumann und Rolink 2007).

Die anaerobe Vergärung von biogenen Abfällen und Hausmüll zu Biogas erfordert geringere Investitionskosten im Vergleich zu Heizwerken. Außerdem entfällt die Trocknung, die Entfernungen zur Anlage sind kürzer und es entsteht ein geschlossener Nährstoffkreislauf, indem verbleibende Nährstoffe (flüssige und feste Reststoffe) als Dünger bzw. Bodenverbesserungsmittel ausgebracht werden können. Im Vergleich zur Kompostierung wird keine Wärme vergeudet.

Die Fa. GENECO reklamiert für sich, die Effizienz des Gärungsprozesses steigern zu können, indem in zwei Phasen verschiedene Bakterien eingesetzt werden: Zuerst einige Tage bei 40° C, dann bei 35° C; dadurch soll die Ausbeute von Methan um 30 % steigen¹⁶³. Das Fraunhofer Institut (Walter Trösch) verwendet einen Mixer, der einige Stunden pro Tag in Betrieb ist und den Prozess von zwei auf eine Woche beschleunigt. (Economist, Jan 2 2010, S. 59-60).

Das Projekt „Grüne Bioraffinerie“ wurde 2008 in Utzenaich (Ried im Innkreis) bei vier Bauern begonnen, die eine Biogasanlage hauptsächlich mit Silomais betreiben. Hintergrund ist, dass laut LFZ Raumberg-Gumpenstein mittelfristig 70.000 bis 80.000 ha Grünland in Österreich nicht mehr als Viehfutter benötigt werden. Das Projekt untersucht, wie Gras alternativ genutzt werden kann. Die Silage (Rundballen mit 30 % TM, ca. 1.000 kg) wird zerkleinert und der Saft (je Ballen 300-400 l) wird ausgepresst. Aus 100 l Saft kann man 2,0 bis 3,5 kg Milchsäure

¹⁶³ http://www.monsal.com/biowaste/biogas_management.asp

(Säuerungsmittel, Kunststoff-Basis, Preis mindestens 0,70 €/kg) und 1,0 bis 2,5 kg Aminosäure (Kosmetikartikel, Preis 5-10 €/kg) gewinnen. Der Pressrückstand (40 % TM) wird zu Biogas vergoren. Durch die Produktion der Wertstoffe aus dem Saft können die Produktionskosten von Biogas auf die Hälfte sinken, sofern die Qualität der Grassilage hoch ist. Aber nur 10 % der geernteten Grassilagen erfüllen die dafür notwendigen Qualitätskriterien¹⁶⁴.

Ein 143 KW-Dieseltraktor von Franz Linsbod in Pucking wurde auf den Betrieb mit 40 % Diesel und 60 % Biogas, das der Ansaugluft beigemischt wird, umgebaut; das Biogas (520 l) wird in 5 Gasflaschen auf dem Dach untergebracht und reicht für 5 Betriebsstunden des Traktors. (BLW 9, 27.2.2009, S. 5).

Der Entwickler des zweirädrigen Elektrorollers Segway, Dean Kamen, will den vor fast 200 Jahren entwickelten Stirlingmotor mit einem Elektroantrieb kombinieren. Das geplante Hybridauto soll mit jedem Treibstoff der Welt – von Kerosin bis Kuhdung – betrieben werden können. Der Heißluftmotor im Kofferraum des Prototyps ist leise und produziert weniger Schadstoffe als jeder andere derzeit verwendete Motor. Er bedient eine Lithiumbatterie und versorgt die Heizung auf Grundlage von Biodiesel, Flüssiggas oder Kerosin. Der Sprit wird lediglich zum Erhitzen von Gas gebraucht, dessen Ausdehnung der Stirling-Motor nutzt und das in einem geschlossenen Kreislauf bleibt. (Silbey 2012)¹⁶⁵.

Produktion in Österreich

Im Jahr 2009 wurden in Österreich rund 25.000 ha Acker- und Grünland genutzt, um Rohstoffe für Biogasanlagen zu produzieren. Auf dem überwiegenden Anteil dieser Fläche wurden Energiepflanzen wie Silomais angebaut. Der Einsatz von Zwischenfrüchten und Grünland dürfte knapp 1.000 ha ausgemacht haben. Aus Wirtschaftsdüngern sind 2009 schätzungsweise rund 0,4 PJ Rohenergie in Form von Biogas erzeugt worden; das entspricht der Nutzung von ungefähr 3 % der insgesamt anfallenden Wirtschaftsdüngeremenge. Eine Steigerung der Nutzung des Wirtschaftsdüngeranfalls und auf der Basis landwirtschaftlicher Rohstoffe ist in Zukunft noch möglich. Zusätzlich könnte bei einer intensiveren Nutzung von biogenen Abfällen die Biogasproduktion in diesem Bereich ebenfalls erhöht werden. In diese Kategorie fallen biogene Abfälle der getrennten Sammlung, Garten- und Parkabfälle, Marktabfälle, Küchen-, Kantine- und Speiseabfälle, Schlachtabfälle, Molkereiabfälle und ehemalige Lebensmittel. Hier sind Steigerungen möglich, ohne die Lebensmittel- und Futtermittelproduktion zu beeinträchtigen.

Das aus Biomasse erzeugte Biogas wird in Österreich nahezu vollständig für die Strom- und Wärmeerzeugung verwendet. Im April 2011 waren in Österreich 362 Biogasanlagen mit einer Engpassleistung von insgesamt 104,1 MW genehmigt. Die eingespeiste Strommenge für das Jahr 2010 belief sich auf 539 GWh elektrischer Energie durch verstromtes Biogas sowie zusätzlichen 43 GWh, die aus Klär- bzw. Deponiegas gewonnen wurden¹⁶⁶.

¹⁶⁴ BLW 13, 1.4.2011, S. 21

¹⁶⁵ <http://www.smartplanet.com/blog/report/new-alliance-could-make-cable-a-catalyst-for-cleaner-power/364>

¹⁶⁶ Die an Kläranlagen und Deponien installierten Biogasanlagen beliefen sich auf 68 Stück mit einer Engpassleistung von 29,8 MW. Ein Großteil des von ihnen erzeugten Stromes wird zur Deckung des Eigenbedarfs verwendet und wurde nicht erfasst.

Angaben über die tatsächlich produzierte Biogasmenge sind nicht verfügbar, da das Gas direkt vom Motor aus dem Kessel angesaugt und verbrannt wird. Laut Angaben der von UBA (2011) befragten Experten beläuft sich die Summe der in Österreich produzierten Biogasmenge auf 392 bis 615 Mio. m³.

Neben der Biogasverstromung werden auch geringe Mengen an Biogas als Kraftstoff an Fahrzeuge abgegeben (im Jahr 2009 wurden etwa 13.500 kg Biomethan getankt). Zudem sind derzeit sechs Biogasanlagen in Betrieb, die gereinigtes Biogas in das Erdgas-Leitungsnetz einspeisen; eine weitere steht derzeit still. (UBA 2011).

Potenzial

Die Ukraine und Belarus verfügen über ein sehr großes Biomassepotenzial, welches derzeit kaum genutzt wird. Gleichzeitig sind sie wichtige Transitländer für russisches Erdgas. Es liegt daher nahe, Biomethan in diesen östlichen Nachbarländern zu produzieren und über das bestehende Erdgasnetz in die EU zu transportieren. Eine Status-quo-Analyse der derzeitigen Rahmenbedingungen liefern Ruhbaum et al. (2011).

Handler (2005) untersuchte die Ansprüche und Erträge von Mais, Roggen, Triticale, Raps, Sojabohne, Sonnenblume, Zuckerrübe, Kartoffel, Ackergras, Luzerne, Lupine, Landsberger Gemenge, Sudangras und Chinaschilf (*Miscanthus*) hinsichtlich ihrer Nutzung zur Biogaserzeugung. Er unternahm Potenzialabschätzungen für die 87 Kleinproduktionsgebiete Österreichs. Dazu wurde auch der Anfall an Wirtschaftsdüngern, die als Substrat für den Biogasprozess verwendet werden könnten, und das Biomasseaufkommen auf dem Grünland berücksichtigt; letzteres könnte durch die Abnahme des Tierbestandes und den verstärkten Kraftfuttereinsatz bis zu 1 Mt Trockenmasse pro Jahr bereitstellen. Die durchgeführten Abschätzungen geben einen Rahmen für die Verfügbarkeit von Energiepflanzen in den einzelnen Kleinproduktionsgebieten vor.

Wirtschaftlichkeit der Erzeugung von Biogas

Die Kosten der Erzeugung von Biogas hängen nicht nur von jenen des Substrats (meist Silomais und Gülle), sondern auch stark von den Transportkosten sowohl des Substrats als auch der Gärrestverbringung ab. Letztere enthalten Nährstoffe, die so auf die Flächen verteilt werden müssen, dass kein Überangebot an Nährstoffen entsteht. Die Dimension der Anlagen muss nach diesen Voraussetzungen optimiert werden. Die elektrische Leistung einer Anlage bestimmt über den Methanbedarf die Menge an Mais und Gülle, die als Substrat benötigt werden. Dabei sind Silierverluste von ca. 12 % zu berücksichtigen. Die Mengen an Gärrest lassen sich dann mit Hilfe von Fugatfaktoren bestimmen; diese geben an, welche Masseanteile der eingesetzten Substrate im Gärrest verbleiben.

Im Jahr 2006 gab es in Österreich 270 bäuerliche Biogaserzeuger; ihre Anlagen wurden um 400 Mio. € erbaut und erzeugten 360 GWh Strom. Damit konnten 120.000 Haushalte versorgt werden. Die Einspeisetarife für bäuerliches Biogas sind 14,5 Ct/KWh (19,33 in Deutschland). Laut E-Control sind durch die Preissteigerung der Rohstoffe (Silomais) im Jahr 2007 100 Betriebe in Bedrängnis gekommen (Kleine Zeitung v. 5.1.2008, S. 4-5).

Im Jahr 2010 befanden sich 157 Biogasanlagen zur Verwertung von Abfällen mit einer Kapazität von mindestens 860.000 t in Betrieb, darunter 6 Anlagen, die eine Kombination aerober und anaerober Verfahren einsetzen, mit einer Kapazität von etwa 84.000 t/a. Anlagen, welche ausschließlich nachwachsende Rohstoffe (Silomais, Grassilage, Grünschnitt, Futterreste) verarbeiten, sind in diesen Zahlen nicht enthalten. Im Jahr 2009 wurden laut ARGE Kompost & Biogas etwa 410.000 t Bioabfälle in Biogasanlagen verwertet. (BMLFUW 2011a, S. 114).

Die Förderung von Biogasanlagen mittels Investitionszuschuss wurde 2003 auf die Förderung des ins Netz eingespeisten Ökostroms umgestellt. Die Umweltförderung im Inland gemäß Umweltförderungsgesetz enthält den Förderungsschwerpunkt „Energiegewinnung aus Abfällen biogenen Ursprungs“, der im Jahr 2009 in „Energetische Verwertung biogener Roh- und Reststoffe“ umbenannt wurde und sich nun im Wesentlichen auf die thermische Verwertung biogener Roh- und Reststoffe konzentriert. Auf diesen Förderschwerpunkt entfielen 84,5 % der Förderungen in den Jahren 2006 bis 2010. (BMLFUW 2011a, S. 204).

Tabelle 29:
Förderung der energetischen Verwertung biogener Roh- und Reststoffe gemäß Umweltförderungsgesetz, 2006-2010

Energetische Verwertung biogener Roh- und Reststoffe				
Jahr	Anzahl	Umweltrel. Investitionskosten	Förderung gesamt	CO ₂ Reduktion
2006	1	654.837,00	180.360,00	15.215,90
2007	3	69.863.041,00	6.564.095,00	296.911,00
2008	2	4.235.118,00	553.563,00	2.742,01
2009	2	7.634.313,00	980.410,00	5.568,20
2010	7	27.330.756,00	1.911.068,00	15.445,13
SUMME	15	109.718.065,00	10.189.496,00	335.882,24

Quelle: BMLFUW (2011a, S. 204)

Die deutliche Erhöhung der Ökostromtarife Anfang 2010 lässt einen Anreiz zum Neubau von Biogasanlagen vermuten. Stürmer und Schmid (2011) schätzten mittels eines Modellverbundes das ökonomische Biogaspotenzial zur Stromerzeugung in Abhängigkeit von Ökostromtarifen ab. Dabei zeigte sich, dass die derzeitigen Einspeisetarife nicht ausreichen, um die Engpassleistung durch den Bau von Neuanlagen zu steigern. Bei Biogasanlagen bis zu einer Leistung von 250 KW_{el} ist der Ökostromtarif an einem Masseanteil im Substrat von mindestens 30 % Gülle gebunden. In manchen Gemeinden steht die dazu benötigte Gülle nicht zur Verfügung. Bei einem Einspeisetarif von 26 Ct/KWh würden in Österreich 1.330 neue Biogasanlagen errichtet werden; sie würden den Anteil an Ökostrom aus Biogas auf 4,2 % des prognostizierten Stromverbrauches in Jahr 2020 erhöhen (Stürmer und Schmid 2010).

Eine Anlage von 150 KW_{el} benötigt in Abhängigkeit vom Hektarertrag 70-80 ha Silomais und um 3,5-4,5 ha weniger, wenn dem Substrat 35 % Gülle beigemischt werden. Für eine Anlage von 2.000 KW werden 762 bis 863 ha Silomais benötigt. Bei Beimischung von Gülle fallen mehr Gärreste (Nährstoffe) an; diese müssen auf bis zu ca. 50 % mehr Flächen ausgebracht werden, wenn 35 % Gülle zugesetzt werden (Kellner et al. 2011).

Bei Förderung der Investitionskosten (Eigenkapitaleinsatz: 150.000 €) kann eine Biogasanlage mit einer Produktionskapazität von 80.000 m³ Rohgas pro Jahr Strom zu Kosten von 2,07 Ct/KWh erzeugen; bei der Mindestauslastung der Anlage müsste der Preis mindestens 3,83 t/KWh betragen. Dabei wird von einer Nutzungsdauer der Anlage von 20 Jahren ausgegangen (Tabelle 23).

1.000	für Reparaturen (im Durchschnitt von 15 Jahren)		
160	für Betriebsausfall wegen Grundreinigung alle sieben bis acht Jahre		
800	für 80 Arbeitsstunden		
550	für Strom zum Anlagenbetrieb und die Biogaswäsche		
2.000	für Heizung des Fermenters		
350	für Versicherung		
7.500	für Afa (Investitionskosten von 150.000 nach Abzug der Förderungen, 20 Jahre)		
4.500	Kapitaldienst (6 %, 15 Jahre)		
1.500	für Steuern, Abgaben, Mitgliedsbeiträge, Gülleproben usw..		
18.360	Jährliche Gesamtkosten		
Berechnung der Kosten je KWh bzw. je m ³ Erdgasäquivalent bei			
80.000	m ³ Rohgas	43.200	(Mindestauslastung)
11,10	KWh/m ³ Rohgas		
888.000	KWh je Jahr	479.520	
2,07	Kosten in Ct je KWh	3,83	
15,00	KWh/m ³ Erdgas		
31,01	Ct je m ³ Erdgas	57,43	
22,95	Ct je m ³ Rohgas	42,50	

Quelle: BLW 47 vom 23.11.2007, S. 19 (Franz Linsbod, St. Leonhard bei Pucking, OÖ).

Eine in Österreich gängige Größe für Biogasanlagen bzw. Blockheizkraftwerke (BHKW) ist eine Anlage mit 100 KW_{el} installierter elektrischer Leistung. Walla und Schneeberger (2006) gehen von einem Investitionsvolumen von 450.000 € netto (davon 30 % gefördert), einem Wirkungsgrad von 33 % und einer Auslastung von 80 % (7.000 Volllaststunden) aus. Das BHKW wird im siebten Jahr um 76.500 € ersetzt. Zum Betrieb sind 600 Arbeitskraftstunden pro Jahr und 203 € je KW_{el} erforderlich. Für eine solche Anlage wurde in Österreich ein Strompreis von 16,5 Ct/KWh netto bezahlt (Tabelle 41, S. 190). Sie rentiert sich unter Umständen im Milchviehbetrieb oder anstelle der Milcherzeugung, wenn die durch deren Aufgabe eingesparte Arbeitszeit anderweitig gewinnbringend eingesetzt werden kann. Kriegl und Schneeberger (2008) entwickelten ein Nomogramm zur Bestimmung des notwendigen Preises für Erdgas, bei dem die Gaseinspeisung mit der Ökostromerzeugung wettbewerbsfähig ist. Einen Wirtschaftlichkeitsrechner Biogas stellt das KTBL (2006a) zur Verfügung.

In Deutschland betrug die Einspeisevergütung für eine Standardanlage mit 500 KW installierter elektrischer Leistung bei einer Inbetriebnahme im Jahr 2010 ca. 19,6 Ct/KWh. Eine solche Anlage auf Basis von 210 ha Mais, 30 % Masseanteil Gülle und 30 % Wärmenutzung produziert pro Jahr ca. 17.500 KWh Strom je Hektar. Das entspricht einem Erlös in Höhe von

Tabelle 30:
Kosten der Biogaserzeugung in einer geförderten Anlage, in €

knapp 3.450 €/ha. Setzt man für die genutzte Wärme (1 Mio. kWh entsprechend 4.700 kWh/ha) einen Erlös von 2,5 Ct an, dann erhöht sich der Gesamterlös auf 3.550 €/ha bei Produktionskosten (ohne Bodenrente) von 2.800 €/ha. Unter Berücksichtigung der Direktzahlungen (335 €/ha im Durchschnitt Deutschlands) wird somit verständlich, dass in einigen Regionen Deutschlands Pachtpreise von 1000 €/ha gezahlt werden. Solche Bodenrenten werden bei herkömmlicher Produktion im Ackerbau nur erreicht, wenn sehr hohe Agrarpreise bezahlt werden. Ein Umstieg auf die Produktion von Biogas ist bei dieser Förderhöhe sehr rentabel. Allerdings sollte die Förderung von den Leistungen der Produktion von Biogas zur Verminderung der THG-Emissionen abhängen¹⁶⁷. Die CO₂-Vermeidungskosten im Vergleich zur Stromerzeugung auf Basis von Kohle und Gaskraftwerken belaufen sich bei Biogas auf ca. 200 €/t; sie liegen damit erheblich über jenen anderer Bioenergie-Optionen (Holz aus Kurzumtriebsplantagen, Stroh, Gülle) (Wissenschaftlicher Beirat für Agrarpolitik beim BMELV 2011).

Die Größe der Anlagen zur Vergärung ist sehr variabel; sie liegt zwischen 1 und 2.000 m³. Die Biogasanlage in Engerwitzdorf wurde mit Investitionskosten von 4 Mio. € errichtet. Sie verfügt über einen 1.500 m³ Nachfermenter, 16.000 m³ Siloraum, ein 2.000 m³ Güllelager, ein 6.400 m³ Düngerlager und eine Gasperfektionieranlage, die 125 m³ Biomethan pro Stunde erzeugt. Sie benötigt ca. 8.200 m³ Substrat (hauptsächlich Mais, aber auch Silage aus Gras, Roggen, Triticale und Sonnenblumen) und erzeugt daraus jährlich 10 GWh Biomethan. Das erspart 2.700 t CO₂-Emissionen. (BLW 26 1.7.2011, S. 16).

Unter Berücksichtigung der Rohstoffkosten, Düngerkosten (unter der Annahme, dass der Dünger durch die Ausbringung des Gärrestes ersetzt wird), des Anteils der Wärmenutzung (0,50 und 75 %) und der Verwendung zur Einspeisung in das Gasnetz oder Stromnetz errechneten Steinmann und Holm-Müller (2010) die Lagerrenten in Abhängigkeit zur Entfernung von der Biogasanlage. Dabei zeigt sich die Überlegenheit von Maissilage bis zu einer Entfernung von 10 km und mehr je nach Größe der Anlage, Anteil an der Fruchtfolge und Anteil des Ackerslandes an der Fläche. Als nächstbeste Alternative kommt Getreidesilage in Betracht.

Umweltwirkungen und Probleme

Durch die Verwendung von 1 ha Silomais zur Erzeugung von Biogas werden ca. 5,15 t THG-Emissionen eingespart (Tabelle 31).

Tabelle 31:
CO₂-Bilanz von
Silomais für die
Biogasproduktion,
in kg/ha

Bindung von CO ₂ je ha Silomais (18 t TM)	25.200
Einsparung durch Substitution von Handelsdüngern mit Fermentationsrückstand	423
Kulturführung und Ernte	-619
Ausstoß bei der Verbrennung von Biogas	-10.746
CO ₂ im Begleitgas von Biomethan	-9.108
Gesamt	5.150

Quelle: Kirchmeyr und Stürmer (2012)

¹⁶⁷ Auch wären die zu erwartenden technologischen Fortschritte, die im Falle der Biomasseerzeugung aber als gering eingestuft werden, zu berücksichtigen.

Mit Biogas betriebene PKWs erreichen man eine Fahrleistung von 50.000 bis 90.000 km je ha. Der Verbrauch liegt deutlich unter 4,5 kg Biogas je 100 km. (Kirchmeyr und Stürmer 2012).

„Arzneimittelwirkstoffe, insbesondere Antibiotika, werden in der Nutztierhaltung in beachtlichen Mengen eingesetzt und sind auch im Wirtschaftsdünger wiederzufinden. Bei Einsatz dieser Dünger in Biogasanlagen können diese Wirkstoffe den Abbauprozess und die Biogas- bzw. Methangasbildung beeinflussen. Das UBA untersucht in diesem Bericht das Verhalten von Antibiotikawirkstoffen in Biogasanlagen und deren Auswirkungen auf den Fermentationsprozess. Auch Böden, die mit Gärrückständen aus diesen Anlagen gedüngt wurden, wurden analysiert. Es zeigt sich, dass mit Antibiotika belastete Wirtschaftsdünger den Biogasprozess stören und die Methangasproduktion bereits bei Wirkstoffkonzentrationen von unter 50 mg/kg verringert wird. Auch in den mit Gärrückständen gedüngten Böden wurden diese Arzneimittelwirkstoffe gefunden“. (Gans et al. 2010).

4.4.2 Synthesegas und Wasserstoff

Wasserstoff (H_2) ist ein Gas, dessen Energie mit Hilfe der Brennstoffzellentechnologie umgesetzt werden kann.

Erzeugung

Es wird erzeugt, indem man Kohlenwasserstoffe (Methan etc.) bei hoher Temperatur (700-1.100 °C) und hohem Druck über einem Nickelkatalysator mit Wasser versetzt. Dabei entsteht Synthesegas, ein Gemisch aus Kohlenmonoxid und Wasserstoff. Diese Herstellungsmethode (Dampfpreformierung) wird hauptsächlich für industrielle Hochdrucksynthesen eingesetzt. Thermochemische Verfahren zur Vergasung von Biomasse und zur Verarbeitung des dabei entstehenden Synthesegases zu H_2 könnten in den nächsten 10 bis 15 Jahren wirtschaftlich sein.

Die aktuelle Forschung an Fischer-Tropsch-Treibstoffen ist ein wichtiger Beitrag zur Entwicklung besserer Vergasungstechnologien. Eine gemeinsame Vergasung von Biomasse und fossilen Brennstoffen würde die Wirtschaftlichkeit des Prozesses durch die Nutzung bereits bestehender Anlagen drastisch steigern. In diesem Zusammenhang erscheint die Vergasung in großen „*integrated gasification combined cycle* (IGCC)“-Anlagen besonders interessant, denn damit lässt sich die gemeinsame Erzeugung von Wasserstoff, Strom, Wärme und anderer Produkte (einschließlich der Abscheidung von konzentriertem CO_2) optimieren.

Eine alternative Herstellungsmethode von Wasserstoff ist die partielle Oxidation von (meistens) Erdgas mit Sauerstoff; dabei entstehen Wasserstoff und Kohlenmonoxid.

Eine dritte Methode ist die Spaltung von Wasser mit Hilfe von elektrischem Strom (Elektrolyse); dabei entstehen Wasserstoff und Sauerstoff. Zu diesem Zweck kann überschüssiger Strom, z. B. aus Wind- oder Photovoltaik-Anlagen, verwendet werden, um Energie in Form von Wasserstoff zu speichern.

Speicherung von Wasserstoff

Wasserstoff hat eine sehr hohe Energiedichte je kg, aber eine sehr geringe je l. Um Energie in Form von Wasserstoff zu speichern, muss man daher hohen Druck und tiefe Temperaturen anwenden. Kleinere Mengen Wasserstoff lassen sich in Druckgasflaschen speichern. Druckgas-tanks aus Stahl sind in der Regel für einen Fülldruck bis 200 bar zugelassen und werden in erdgasbetriebenen Fahrzeugen eingesetzt. Composite-Tanks (Vollverbunddruckflaschen) können sogar bis zu einem Druck von 350 bar befüllt werden. Flüssiger Wasserstoff ($\text{LH}_2 = \text{liquid hydrogen}$) lässt sich hingegen in stationären und mobilen Tanks (Kryotanks oder Kryospeicher) speichern. Zur Verflüssigung durch Kühlung auf eine Temperatur von $-253\text{ }^\circ\text{C}$ benötigt man 36 kJ/g ; das entspricht ca. einem Drittel der gespeicherten Energie. Damit erreicht man eine volumenspezifische Speicherdichte von $2,13\text{ kWh/l}$ (ca. $4,5\text{ kWh/kg}$). (Wikipedia).

Metallhydridspeicher mit einer Speicherdichte von $1-1,5\text{ kWh/l}$ sind leichter zu handhaben. Metallhydride (aus Palladium, Magnesium oder Legierungen) können Wasserstoff bei Standardtemperatur und geringem Überdruck wie ein Schwamm aufsaugen und wieder abgeben. Ähnlich funktionieren Speicher aus Grafit-Nanofasern, die aber derzeit nur vier bis fünf Mal beladen werden können. Lithiumborohydrid (LiBH_4) ist viel versprechend, weil es einen hohen Gewichtsanteil Wasserstoff (18 %) halten und bei Temperaturen von über 300°C abgeben kann. Eine neue Form dieses Materials, die an der *European Synchrotron Radiation Facility* (ESRF) entdeckt wurde, ermöglicht die Abgabe bei niedrigeren Temperaturen¹⁶⁸.

Verwendung von Wasserstoff

Eine vielversprechende, wenn auch noch zu entwickelnde Technologie, ist die Erzeugung von Methan aus Wasserstoff und CO_2 . Methan ist ein wichtiger Bestandteil von Erdgas; gleichzeitig verbraucht der Prozess CO_2 und leistet damit einen positiven Beitrag zum Klimaschutz (vgl. Kapitel 4.6).

Da der Energiegehalt von Wasserstoff geringer ist als der von Kohlenstoffverbindungen, würde man in einem Verbrennungsmotor 4 kg davon auf 100 km brauchen. Mit der gleichen Menge kommt man mit einer Brennstoffzelle und einem Elektromotor auf 400 km.

In einem Wasserstoff-basierten Energiesystem, in dem Wasserstoff die gleiche Bedeutung wie elektrischer Strom hat, was ab dem Jahr 2050 realistisch ist, könnte Biomasse bis zu 20 % des Wasserstoffes bereitstellen.

Die Logistik der Biomasse beschränkt deren Nutzung auf relativ kleinen Umkreis um die Verarbeitungsanlage. Große Vergasungsanlagen sollten jedoch mindestens $0,5-0,75\text{ Mt}$ Trockenmasse jährlich verarbeiten. Um das zu erreichen, könnte Biomasse in kleinen Anlagen zu einem Sekundärenergieträger vorverarbeitet, dann transportiert und über Syngas endverarbeitet werden. Zur Vorverarbeitung bietet sich die bei landwirtschaftlichen Nebenprodukten bewährte schnelle Pyrolyse an, die in der Größenordnung von $20.000-200.000\text{ t/a}$ bereits wettbewerbsfähig ist. Das dabei erzeugte Pyrolyseöl kann von dort zu großen Vergasungsanlagen transportiert werden (IEA 2006).

¹⁶⁸ Angewandte Chemie, http://cordis.europa.eu/fetch?CALLER=EN_NEWS&ACTION=D&DOC=14&CAT=NEWS&QUERY=1197128653231&RCN=28805

Brennstoffzelle

Eine Brennstoffzelle verwandelt chemische Energie durch Reduktion oder Oxidation in einem Elektrolyt direkt in elektrische Energie, wodurch im Vergleich zu Verbrennungsmotoren eine höhere Effizienz erreicht wird. Zu diesem Zweck reagieren in der Zelle kontinuierlich Treibstoff (z. B. Wasserstoff, Methanol) und ein Oxidant (z. B. Sauerstoff), wodurch ein Stromfluss entsteht. Niedrigtemperaturzellen (z. B. Polymerelektrolytmembranzellen, Laugen- und Phosphorsäurezellen) arbeiten bei unter 200 °C und eignen sich für tragbare mobile Anwendungen, Hochtemperaturzellen (Keramik, über 400 °C) für stationäre Anlagen mit höherer Leistung (bis 20 MW).

Die Energie kann aus erneuerbaren Energiequellen stammen. Wasserstoff entsteht z. B. durch Elektrolyse von Wasser mit Sonnenenergie oder durch die Vergasung oder Vergärung von Biomasse oder mit Hilfe von Grünalgen, die bei der Photosynthese Wasser in Sauerstoff und Wasserstoff aufspalten können¹⁶⁹.

Brennstoffzellen und Batterien haben ein großes Spektrum an Anwendungsmöglichkeiten, die in nächster Zeit jedenfalls stärker genutzt werden. Dazu bedarf es jedoch noch intensiver Forschung, die auch tatsächlich betrieben wird, in der elektronischen Industrie und Telefonie, für Haushaltsgeräte und Messgeräte, in Automobilindustrie, im Schiffs- und Flugzeugbau sowie im Militär und in der Raumfahrt. Derzeit arbeitet man an der Lösung zahlreicher technischer Probleme zur Steigerung der Lebensdauer, Leistung, chemischen Stabilität und Mechanik. Die Herstellung einer Brennstoffzelle verbraucht derzeit noch das 2½-fache der Energie, die sie während ihrer Lebensdauer liefert. Dazu kommt, dass die Bereitstellung von Wasserstoff (fest oder flüssig) oder Methanol und Erdgas eine kostspielige Infrastruktur erfordert. Im Vergleich dazu ist die Verwertung elektrischer Energie mit ca. 95 % die effizienteste. Daher könnte es sinnvoller sein, Biogas direkt als Brenngas zur Stromerzeugung einzusetzen und damit Elektrofahrzeuge zu betreiben.

4.5 Holzkohle

Beinahe jedes organische Material, z. B. Maiskolben, Haselnussschalen, Erdnussschalen, Bambus, Laub, Exkrememente, lässt sich durch Erhitzung ohne Sauerstoff (langsame Pyrolyse) zu Holzkohle verwandeln. Dabei entstehen Wärme, Gase und „Biokohle“ (*biochar*). Letztere besteht hauptsächlich aus Kohlenstoff, der als solcher gespeichert wird. Holzkohle ist auch ein Ertrag steigender Dünger für wenig mächtige und säuerliche Böden, der in Amazonien bereits seit dem 16. Jahrhundert zur Erzeugung von Schwarzerde (*terra preta*) verwendet wird. (TIME 15.12.2008, 56).

Fester Kohlenstoff, in der Regel in Form von Koks, wird auch für verschiedene nichtenergetische Prozesse in der Chemieindustrie verwendet. Dazu zählen die Erzeugung von Soda, Siliziumkarbid und Kohlenstoffanoden.

¹⁶⁹ <http://www.diebrennstoffzelle.de/wasserstoff/herstellung/algen.shtml>

4.6 CO₂-Abscheidung und -Verwertung

Sofern Technologien für die CO₂-Abtrennung und -Speicherung (CCS) nicht in großem Maßstab eingeführt werden, darf bis zum Jahr 2050 nicht mehr als ein Drittel der nachgewiesenen Vorkommen fossiler Brennstoffe verbraucht werden, um das 2 °C-Ziel der Erderwärmung nicht zu überschreiten. (IEA 2012).

Eine Verminderung der CO₂-Konzentration in der Luft kann man erreichen, indem man CO₂ dort, wo es entsteht, z. B. vor oder nach der Verbrennung fossiler Rohstoffe, abscheidet, oder indem man es der Abluft direkt entzieht. Dazu verwendet man ein Lösungsmittel mit einer großen Oberfläche, z. B. in der Art von Nebel, das sich in einem Turm mit CO₂ sättigt und zu Boden sinkt. Aus der Flüssigkeit wird CO₂ entweder chemisch (durch flüssige oder feste Lösungsmittel) oder durch elektrischen Strom (Membrantechnik) extrahiert. Eine Abscheidung bereits vor der Verbrennung ist nur bei Gaskraftwerken möglich. Zur Endlagerung eignen sich leergepumpte Öl- und Gasfelder, von denen es immer mehr gibt, die inzwischen teilweise mit Wasser und anderem Material gefüllt sind. Allerdings kann sich das eingebrachte CO₂ mit dem noch vorhandenen Öl oder Gas vermischen und dadurch den Ertrag der Felder steigern („*enhanced oil and gas recovery*“). Weiters kommen dafür tiefe Wasser führende Schichten (poröser Sandstein und Kalkstein) in Frage, wobei eine anspruchsvolle Lagerungstechnik angewandt werden muss. Langfristig ist nicht sicher, ob das so abgelagerte CO₂ dort auch bleibt.

Die größten *carbon capture and storage* (CCS-) Anlagen schaffen jährlich 1 Mt CO₂; das entspricht dem Ausstoß eines Gaskraftwerkes mit 300 MW^{el}. Der Betrieb dieser Anlagen verbraucht einen Teil der Energie, die das Kraftwerk liefert, vor allem, um das Gas zu verflüssigen, zu transportieren und in eine geologisch geeignete Schicht einzupressen. Allein die Kompression (auf 110 bar) benötigt ca. 10 % der produzierten Energie des Kraftwerks (ca. 0,4 GJ pro t CO₂). Dadurch produziert ein solches Kraftwerk, um denselben Nettoenergieoutput zu erreichen wie eines ohne CCS, mehr CO₂ als es vermeidet, und muss mehr davon speichern. Außerdem eignen sich solche Anlagen aufgrund des großen Volumens an CO₂, das entsteht, nur für große Anlagen, die mit fossilen Brennstoffen betrieben werden, z. B. in der Stahl- und Zementindustrie.

Eine Alternative ist die Speicherung von CO₂ im Erdinneren (*carbon sequestration*). Dazu müssen geeignete Lagerstätten gefunden werden, wo CO₂ – womöglich unter Druck in flüssiger Form – eingebracht werden könnte, ohne wieder zu entweichen. Gedacht wird dabei z. B. an ausgepumpte Ölfelder oder unterirdische Höhlen. Erfolg versprechend scheint auch die Entdeckung, dass Peridotit, ein Gestein, das in 20 und mehr km Tiefe im Erdinneren lagert, CO₂ in großen Mengen unschädlich machen kann. Es reagiert mit CO₂, wobei Karbonate (z. B. Kalkstein und Marmor) entstehen. Im Oman, wo Peridotit bis an die Erdoberfläche vorkommt und 5 km tief reicht, wurde festgestellt, dass die Absorptionskapazität enorm steigt, wenn man das Gestein mahlt. Im Oman könnten 4 Mrd. t CO₂ verbraucht werden, von 30 Mrd. t, die derzeit jährlich weltweit produziert werden. (The Economist, 15.-21.11.2008, 87-88; siehe auch Fishedick et al. 2007). Die Umwandlung von CO₂ zu Karbonaten und deren weitere Nutzung erscheinen

vielversprechend, denn Karbonate werden vielfach gebraucht, z. B. als Treibstoff, in Batterien, als Baustoff und in der Pharmaindustrie. Die Gruppe um Frau Lazarowa wird am *Austrian Institute of Technology* (AIT) die diesbezügliche Forschung weiter zu führen (Traxler 2013).

Eine Richtlinie der EU (2009a) über die geologische Speicherung von CO₂ konzentriert sich auf die Sicherheitsaspekte der Technologie und den Abbau von Regulierungen, die ihre Anwendung behindern. Der Entwurfsvorschlag skizziert den Rechtsrahmen für die CO₂-Speicherung einschließlich der Aufteilung von Verantwortlichkeiten zwischen der EU und den Mitgliedstaaten. Die Mitgliedstaaten würden Genehmigungen von Speichieranlagen auf der Grundlage einer Folgen- und Risikoabschätzung der Anlagen zur Bewertung der Umweltauswirkungen erteilen. Die Kommission würde dann die vorgeschlagenen Genehmigungen innerhalb von sechs Monaten überprüfen. Auch der Transport des CO₂ müsste nach bestehenden Regelungen erfolgen. Betreiber von Speichieranlagen würden dafür verantwortlich sein, sicherzustellen, dass der CO₂-Strom, der in ihre Anlage gelangt, „überwiegend aus Kohlenstoffdioxid“ besteht, da andere „zufällig zugehörige Substanzen des Quell-, Abscheidungs- und Einspeisungsprozesses“ den Speichieranlagen schaden oder diese verunreinigen könnten¹⁷⁰.

Eigentlich ist es gar nicht notwendig, CO₂ bei der Verbrennung abzuscheiden. Das entscheidende ist doch, dass CO₂ aus der Luft entfernt wird. Mit dieser Methode will die kanadische Fa. Carbon Engineering unter Verwendung von Ätznatron die Kosten im Lauf der Zeit auf 100 US\$ je t CO₂ reduzieren.

CO₂-Abscheidung und Speicherung ist nicht die einzige Möglichkeit, gegen den Klimawandel anzukämpfen. In Betracht gezogen werden auch Maßnahmen des Geo-Engineering. Dabei handelt es sich einerseits um den Versuch, durch „Solar Radiation Management“ einen Teil der Sonnenstrahlung, die auf die Erde trifft, in den Weltraum abzulenken. Das könnte durch die Beförderung von Schwefeldioxid (ein farblose Flüssiggas) oder aus Aluminium, Aluminiumoxid und Bariumtitanat bestehende Nanopartikel in die Stratosphäre geschehen. Andererseits gibt es die Möglichkeit, CO₂ durch Düngung der Meere mit Eisen chemisch zu absorbieren (Altner 2011).

4.6.1 CO₂-Verwertung

Etwa 10 % des jährlich geförderten Erdöls wird für die Herstellung von Kunststoffen verwendet. Die Agrana liefert jährlich 100.000 t CO₂ aus der Erzeugung von Bioethanol an Air Liquide. Es wird in kohlenstoffhaltigen Getränken und Zapfanlagen sowie für chemische Produkte (Aspirin, Gesichts- und Handcremes) benötigt. Mit Hilfe von Algen, die CO₂ zu Polyethylen umwandeln können, kann die EVN Polyurethan herstellen. Bayer Materialscience ist es gelungen, daraus Kunststoffschaum für Matratzen herzustellen. Mithilfe von Algen sollen aus CO₂ auch Biotreibstoffe erzeugt werden können.¹⁷¹

¹⁷⁰ <http://www.euractiv.com/de/energie/eu-plant-aufnahme-co2-speicherung-co2-handelssystem/article-168468>

¹⁷¹ Der Standard, 2.1.2013, S. 17

4.6.2 CO₂-Abscheidungskosten

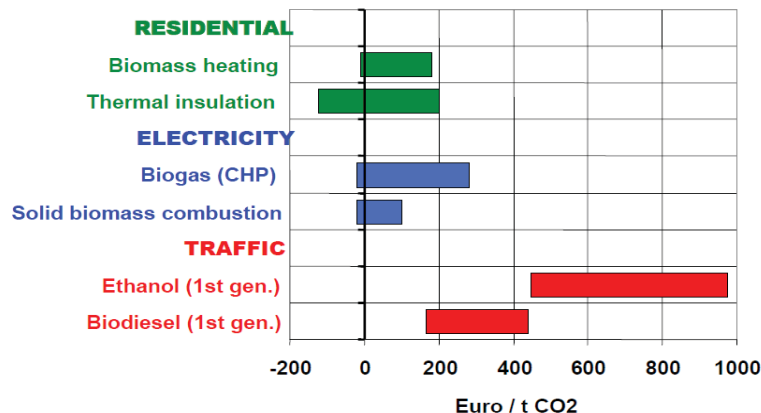
Ein breiter Einsatz der CO₂-Abscheidung und -Speicherung scheidet derzeit an ihren zu hohen Kosten. Tondeur und Teng (2008) schätzen, dass sie bei 36 US\$/Fass Rohöl liegen; das sind 0,17 Ct/l.

Global Research Technologies kann mit einem Prototyp einer CCS-Anlage von der Größe eines Schiffscontainers 1 t CO₂/Tag abscheiden und braucht dazu 100 kWh, das entspricht ca. 5 % des abgeschiedenen CO₂. Die Kosten liegen derzeit bei 200 USD/t, also weit über den derzeitigen Kosten eines CO₂-Zertifikats; sie könnten aber auf 30 USD/t sinken. (The Economist Technology Quarterly, 7.3.2009, S. 16-18).

Für die Biokraftstoffproduktion in Deutschland werden CO₂-Vermeidungskosten von 150 bis 300 € je CO₂-Äquivalent genannt, für Photovoltaik von 716 bis 1000 € (Abbildung 57). Die Kosten der CO₂-Abscheidung und -Speicherung belaufen sich laut IEA (2008) auf zwischen 30 und 68 €/t.

Der Energiefahrplan der EU bis 2050 geht davon aus, dass 19 bis 32 % der Reduktion der THG-Emissionen auf das Konto von Abspaltungstechnologien gehen werden. Dementsprechend wird für die experimentelle Entwicklung dieser Technologie und der Entwicklung der geologischen Speicherformationen ein finanzieller Beitrag von 1,37 Mrd. € aus dem Energieinfrastrukturpaket der EU diskutiert¹⁷².

Abbildung 57:
Kosten der Vermeidung von CO₂-Emissionen



Quelle: Petersen et al. (2008)

¹⁷² <http://www.euractiv.com/climate-environment/carbon-capture-net-1bn-infrastructure-funds-news-510645>

CO ₂ -Vermeidungskosten - Angaben in €/tCO ₂		2010	2020	2030	2040	2050
<i>Erneuerbare Stromerzeugung</i>						
	PV	387	161	163	169	177
	Wind Onshore	59	42	57	55	71
	Wind Offshore	107	88	64	49	56
	Biomasse	120	116	140	148	154
<i>Fossile Stromerzeugung</i>						
	Ersatz SK-KW durch Neuanlagen		-36	bis	1.159	
Quelle:	Ersatz SK-KW durch GuD		4	bis	102	
	Ersatz SK-KW durch SK-CCS		67	bis	153	
<i>Haushalte und GHD</i>						
	Wärmedämmung		-12	bis	740	
	Heizkesseltausch		5	bis	80	
<i>Industrie</i>						
	Effiziente Querschnittstechnologien		-883	bis	40	
<i>Elektromobilität</i>						
	Ersatz durch Hybrid-Pkw		53	bis	760	
	Ersatz eines Benzin-Pkw durch ein EV	1.509	771	363	114	-152
	Ersatz eines Diesel-Pkw durch ein EV	2.088	1.023	441	91	-257

Quelle: Buchholz et al. (2012)

Tabelle 32:
CO₂-Vermeidungskosten
verschiedener
Technologien

5 Rahmenbedingungen und Ziele

Die Bedeutung und Entwicklung der Biomasse als Energieträger hängt nicht nur vom Markt, sondern auch sehr von politischen Zielen und Rahmenbedingungen sowie internationalen Abkommen ab, mit denen öffentlichen Anliegen Rechnung getragen werden soll. Dabei stehen folgende energie- und klimapolitischen Schwerpunkte im Vordergrund:

- Klimaschutz
- Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energieträger
- Versorgungssicherheit
- Steigerung der Energieeffizienz

Im Folgenden wird aufgezeigt, welche internationalen Abkommen geschlossen wurden, welche Ziele die EU vorgibt und wie sie Österreich umsetzt.

5.1 Globale Herausforderungen für Energie aus Biomasse

5.1.1 Einleitung

Die Herausforderungen betreffend den Einsatz von Biomasse zur Energieerzeugung bestehen vor allem darin, einerseits einen Beitrag zum Klimaschutz zu leisten und andererseits die Versorgung einer stetig steigenden Weltbevölkerung mit Nahrungsmitteln sicher zu stellen und dabei die Nachhaltigkeit des Konsums und der Produktion zu gewährleisten. Eine Diskussion darüber ist notwendig, weil öffentliche Anliegen verfolgt werden, die nur mit Hilfe staatlicher Maßnahmen und entsprechenden Kosten erreicht werden können, wobei Zielkonflikte bestehen. Diese erfordern eine Abwägung und Bewertung der jeweiligen Ziele relativ zueinander und im Vergleich zu den Wirkungen und Kosten der Maßnahmen, die zu ihrer Erreichung eingesetzt werden können.

Die Förderung der Biomasse verfolgt drei Absichten, die in der Regel miteinander vermischt werden:

1. Das Ersetzen von fossilen Rohstoffen (Öl, Gas und in Teilen der Entwicklungs- und Schwellenländern auch Kohle) zur Energieerzeugung in den Bereichen Strom, Wärme und Kraftstoffe, um weniger Treibhausgase zu erzeugen und gleichzeitig eine größere Unabhängigkeit von Rohstoffimporten und den Preisentwicklungen auf den Rohstoffmärkten zu erreichen (EK 2008; Asendorpf 2006)
2. Die Erleichterung des Erreichens von Klimaschutzzielen für die europäische Automobilindustrie durch die teilweise Anrechnung des Einsatzes von Biokraftstoffen auf das Erreichen des europäischen 130 g/km CO₂-Ziels ab 2015 für Neufahrzeuge (EK)¹⁷³
3. Die Entwicklung eines neuen Erwerbszweiges für die Landwirtschaft (vgl. NN 2008)

Durch ihre ambitionierten Mengenziele hinsichtlich des Anteils von Biomasseenergie (siehe Unterkapitel 5.3.2) setzen die EU und Österreich Anreize zur verstärkten Produktion und Einfuhr von Biomasse und Biomasseerzeugnissen. Ein vermehrter Anbau von Biomasse für die Ener-

¹⁷³ http://ec.europa.eu/clima/policies/transport/vehicles/index_en.htm

gieerzeugung könnte mittel- bis langfristig zur Lösung von wirtschafts-, umwelt- und gesellschaftsrelevanten Herausforderungen beitragen. Da der Anbau nachwachsender Rohstoffe und die Nutzung der Biomasse von staatlicher Seite substantiell gefördert werden (vgl. Unterkapitel 5.2.3), ist darauf zu achten, dass durch den Einsatz von Biomasse – infolge der Förderung – nicht erhebliche negative Begleiterscheinungen und Interessenskonflikte, sondern Chancen genutzt werden. Im Folgenden werden die Chancen und sich abzeichnenden Konfliktfelder, die sich aus dem verstärkten Anbau und Import von Biomasse in den Erzeugerländern ergeben können, dargestellt.

5.1.2 Chancen

Mit der Nutzung der Biomasse als heimischen Energieträger werden zahlreiche Hoffnungen verbunden; für verschiedene Bereiche bringt sie neue Möglichkeiten und Innovationen, z. B.:

Erwerbszweig: Der Landwirt (national und international) bekommt eine neue Aufgabe. Es ergeben sich neue Produktions- und Einkommensalternativen. Der Landwirt kann bisher ungenutzte Pflanzenteile als Energierohstoff nutzen oder verkaufen und wird zum Erzeuger maßgeschneiderter Inhaltsstoffe für die nachgelagerten Bereiche.

Forschung: Um die von den Verarbeitern gewünschten Eigenschaften, d. h. zugeschnittene Rohstoffe, anzubieten, müssen herkömmliche Nahrungsmittelpflanzen züchterisch verändert, Methoden des Anbaus perfektioniert werden. Es bedarf ‚angepasster‘ Forschung, um der Industrie optimal zuarbeiten zu können. Auf diese Weise kann die Landwirtschaft heute hochwertige Ausgangsstoffe zur Verfügung stellen, die der Industrie aufwendige Umwandlungsschritte, wie bei fossilen Rohstoffen nötig, ersparen. Pflanzen bieten Inhaltsstoffe, deren Wert lange Zeit nicht erkannt wurde.

Umweltverträglichkeit der Biomasse: Biomasse verringert den Verbrauch knapper werdender fossiler Brennstoffe, wie Erdöl, Erdgas und Kohle. Aus Pflanzen gewonnen, setzen Produkte aus pflanzlichen Rohstoffen nach Gebrauch bei ihrer Verbrennung oder bei der Aufbereitung immer nur die Menge an CO₂ frei, die sie während des Wachstums der Atmosphäre entnommen haben, d. h. es wird nicht mehr Kohlendioxid freigesetzt, als zuvor von den Pflanzen aufgenommen wurde – Biomasse ist damit klimaneutral, die Stoff- und Energiekreisläufe sind de facto geschlossen (vgl. SRU, 2007, S. 52), soweit vernünftig gewirtschaftet wird (d. h. kein Raubbau an den noch verbliebenen Naturgütern, insbesondere tropischen Regenwäldern, Mooren und anderen Feuchtgebieten) (SRU, 2007, S. 102). Jedoch ist die Treibhausgasbilanz abhängig von dem Einsatz fossiler Energie beim Anbau und der Bereitstellung der Biomasse, dem Betrieb der Bioenergieanlagen, dem Wirkungsgrad der gesamten Nutzungskette sowie der jeweilig ersetzten fossilen Referenztechnologie und demnach je nach Nutzungspfad (Technologie) unterschiedlich, sodass die Aussage über die ‚Klimaneutralität‘ nur bedingt stimmt (vgl. Kaltschmitt und Hartmann 2002; Nitsch et al. 2004; Arnold et al. 2006; Ramesohl et al. 2006).

Biomasse kann einen wichtigen Beitrag zur nachhaltigen Entwicklung und zum Umweltschutz leisten. Beispielsweise ist die bei der Biogaserzeugung anfallende Gülle besser pflanzenverfügbar und trägt so zur Einsparung von Mineraldünger und zum Gewässerschutz bei (FNR, 2008, S. 8).

Umweltprobleme: Energie aus Biomasse kann einen Beitrag zur Lösung der Umweltprobleme, unter denen die Menschheit zunehmend leidet, leisten. Raggam (2006) gibt einen Überblick über die positiven und negativen Wirkungen verschiedener Energiequellen auf bestimmte Problemfelder (Tabelle 33).

Vielfältige Energieform: Biomasse kann als fester, flüssiger oder gasförmiger Energieträger zur Verfügung gestellt werden und Wärme, Strom und Kraftstoffe ersetzen (Raab et al. 2005, S. 19). Im Grünbuch *„Hin zu einer europäischen Strategie für Energieversorgungssicherheit“* wird darauf verwiesen, dass die aus Biomasse bereitgestellte Energie sehr flexibel ist und sowohl zur Erzeugung von Strom als auch von Wärme und Treibstoff herangezogen werden kann (EK 2001, S. 47). Damit ist sie die vielseitigste aller alternativen Energieformen und es können Produkte hervorgehen, die weltweit vermarktet werden können.

Beschäftigung: Der Biomasseanbau kann sich sowohl positiv als auch negativ auf Arbeitsbedingungen (Sicherheitsvorkehrungen, Löhne, Lohnabzüge, unbezahlte Überstunden, Kinderarbeit etc.) auswirken. Es muss daher darauf geachtet werden, dass der Ausbau der Biomassenutzung keine Verschlechterung der sozialen Situation von bereits benachteiligten Bevölkerungsgruppen in Erzeugerländern herbeiführt. Negative Beispiele sind bekannt geworden, z. B. die Tortilla-Krise und die Reiskrise (Wärfler und Reichlin 2008). Durch die Erzeugung von Energie aus Biomasse zusätzlich zur bestehenden Erwerbsproduktion wird die Wirtschaftsleistung einer Region erhöht; Arbeitsplätze werden erhalten und neu geschaffen. Arbeitsplätze könnten auch verloren gehen, wenn es zu einer Verdrängung der landwirtschaftlichen Urproduktion durch die Produktion von Energie aus Biomasse kommt, z. B. die Verdrängung der Tierproduktion durch die Biogaserzeugung, die in Deutschland bereits beobachtet werden kann (Wissenschaftlicher Beirat für Agrarpolitik beim BMELV 2007, S. 191). Bei der Verwendung von landwirtschaftlichen Kuppel- und Abfallprodukten ist diese Gefahr jedoch gering.

Preise fossiler Energieträger: Zurzeit bewegen sich die fossilen Energieträger wie Öl, Steinkohle (Importkohle) und Erdgas auf hohem Preisniveau mit steigender Tendenz, weil der Vorrat an fossilen Energieträgern begrenzt ist. Je höher die Preise für fossile Energieträger, desto attraktiver sind alternative Energieträger.

Tabelle 33:
Lösung von
Problemen mit
Energie aus
Biomasse

Handlungsfeld	Konsequenz	Energieträger												
		Öl	Gas	Kohle	Biomasse	Wasser	Wind	Warmwasser- kollektor	Erd- kollektor	Photo- voltaik	Kern- spaltung	Kern- fusion		
Zu viel Kohlendioxid (CO ₂)	Erwärmung	(-)	(-)	(-)	(+)	(+)	(+)						(-)	(-)
	Stürme	(-)	(-)	(-)	(+)								(-)	(-)
	Sturzfluten	(-)	(-)	(-)	(+)								(-)	(-)
	Trockenheit	(-)	(-)	(-)	(+)								(-)	(-)
Ozonschicht- zerstörung (O ₃)	N ₂ O: aus der Landwirtschaft	(-)	(-)	(-)	(+)								(-)	(-)
	NO: durch Flugverkehr	(-)	(-)	(-)	(+)								(-)	(-)
	FCKWs	(-)	(-)	(-)	(+)								(-)	(-)
Gesundheit	Diocine, DDT und FCKWs in Lebensmitteln				(+)									
	Hunger	(-)	(-)	(-)	(+)								(-)	(-)
Soziales	Kriege	(-)	(-)	(-)	(+)	(+)	(+)						(+)	(-)
	Arbeitslose	(-)	(-)	(-)	(+)	(+)	(+)	(+)	(+)	(+)	(+)	(+)	(+)	(-)

Anmerkung: Die mit (+) bezeichneten Felder weisen auf Energieträger hin, die Probleme lösen, die mit (-) bezeichneten auf jene, die Probleme verursachen.
Quelle: Raggam (2006)

5.1.3 Emissionen

Internationale Daten und Entwicklungen über die THG-Emissionen der Mitgliedsstaaten des UNFCCC seit dem Jahr 1990 werden von dessen Büro veröffentlicht. Der größte Emittent von THG ist China mit 6,7 Mrd. t CO₂-Äquivalenten, gefolgt von den USA mit 5,8, der EU mit 4,1, Russland mit 1,6, und Indien mit 1,4 Mrd. t CO₂-Äquivalenten; auf den Rest der Welt entfallen 9,9 Mrd. t.¹⁷⁴

Das Inventar der THG-Emissionen Österreichs erstellt das UBA. Den größten Anteil an den THG-Emissionen hat der Energiesektor mit 74,9 % im Jahr 2011; der Anteil der Landwirtschaft betrug 9,2 %; er stammt hauptsächlich aus der Verdauung der Wiederkäuer (Rinder, Pferde, Schafe) (Anderl et al. 2013, siehe auch Abbildung 4, S. 15).

6 % der vom Menschen verursachten globalen THG-Emissionen, d. s. 1,3 Mrd. t/Jahr, verursachen trockengelegte Feuchtgebiete, die 0,3 % der Erdoberfläche (vor allem in Indonesien und Russland) bedecken (Joosten 2012). Doppelt so viel (12 %) wird durch Abholzung von Wäldern verursacht, wobei es Überschneidungen von bis zu 20 % gibt, denn ein Teil dieser Wälder liegt in Feuchtgebieten. Die trockengelegten Feuchtgebiete könnten wieder geflutet werden; dann könnte man Feuchtigkeit liebende Gummibäume statt Trockenheit liebende Palmölbäume pflanzen, um Energie zu gewinnen, und die Gefahr der Brandrodung wäre geringer; damit könnte man 900.000 t CO₂-Emissionen jährlich einsparen. Der „*Voluntary Carbon Standard*“ würde dafür Punkte vergeben. (Economist, 7.11.2009, S. 79).

Klimaschutzziele sprechen aber auch gegen eine intensivere Nutzung der Biomasse. Denn vor allem die zum Teil recht langen Transportwege der Rohstoffe wirken sich negativ auf die Ökobilanz der Biomassekraftwerke aus (vgl. SRU 2007, S. 40; COP9-Verhandlungen für ein internationales Zertifizierungssystem von Biokraftstoffen). Millionen von Kubikmeter an Holz, Grünschnitt oder Stroh müssen gesammelt, getrocknet, aufbereitet und an die Verbraucher oder die Kraftwerksstandorte geliefert werden. Da heute noch immer ein Großteil der Strecken per LKW zurückgelegt wird, entstehen dabei THG - und andere Schadstoffemissionen und verschlechtern das sonst so positive Bild der Biomasse.

Die Abgabe von THG aus dem Verdauungsprozess der Rinder kann durch Beigabe von Allizin, einem Bestandteil von Knoblauch, um bis zu 40 % gesenkt werden, ergab ein 5 Mio. € teures Forschungsprogramm der University of Aberystwyth. Allerdings müssen noch Wege gefunden werden, die verhindern, dass der Knoblauchgeschmack in die Milch kommt¹⁷⁵.

5.1.4 Wettbewerb im Sektor Biomasse

Ehrgeizige Ziele führen zu einem Wettbewerb zwischen den Sektoren Wärme, Strom und Mobilität. Die beschränkten Potenziale erschweren den Aufbau der Märkte. Die Mehrheit der Landwirte sieht ihre Aufgabe in der Erzeugung von Nahrungs- und Futtermitteln sowie in der Veredelung. Wegen unsicherer Ertragsersparung ist die Bereitschaft für die Kultivierung neuer Energiepflanze gering.

¹⁷⁴ <http://unfccc.int/resource/docs/2012/sbi/eng/31.pdf#page=14> , <http://unfccc.int/resource/docs/2005/sbi/eng/18a02.pdf#page=7>

¹⁷⁵ <http://www.euronews.net/2011/08/02/garlic-against-global-warming-from-cows/>

Preiswerte Technologie und Rohstoffe

Viele der Einzeltechniken zur Umwandlung von Biomasse sind am Markt verfügbar, aber nur wenige sind schon wettbewerbsfähig oder nahe an der Wirtschaftlichkeit. Manchmal sind es aber nicht nur die Kosten und der Stand der Technik, die heute noch den Ausbau der Biomassenutzung behindern, sondern auch der Mangel an preiswerten Rohstoffen für die Verfeuerung.

Marktpreise und Produktionskosten

Die Gesamtkosten orientieren sich an den Anlagekosten der Anlage und die Marktpreise der Rohstoffe orientieren sich grundsätzlich an den Kosten in der Land- und Forstwirtschaft, d.h. es kann davon ausgegangen werden, dass die Produktionskosten (und somit auch der Subventionsbedarf sowie die CO_{2aq}-Vermeidungskosten) mit steigendem Agrarpreisniveau zunehmen. Offensichtlich ist, dass jene Verfahren, bei denen die landwirtschaftlichen Rohstoffkosten einen hohen Anteil an den Gesamtkosten der Bioenergie ausmachen, von steigenden Agrarpreisen besonders stark betroffen sein werden (Wissenschaftliche Beirat der Agrarpolitik 2007, S. 163). Von besonderer Bedeutung für die Wirtschaftlichkeit der Erzeugung von Energie aus Biomasse sind die Preise, die sich für den Energie-Output erzielen lassen bzw. diejenigen, die für den Rohstoff-Input zu zahlen sind (Wissenschaftliche Beirat der Agrarpolitik 2007, S. 68).

Preissteigerungen

Veränderungen relativer Preise stellen für ärmere Bevölkerungsschichten ein erhebliches Risiko dar. So bedeutet eine 1 %ige Preissteigerung bei Nahrungsmitteln, dass 16 Mio. Menschen mehr unter Hunger leiden. LIFDC's (arme, nahrungsknappe Länder) hatten in der zweiten Hälfte des Jahres 2008 bis zu 35 % steigende Kosten für Getreideimporte zu erwarten (FAO 2008a). Die Hungerkrise verschärfte sich in Ländern (z. B. Mexiko „Tortilla-Krise 2007“ und Südostasien „Reiskrise“), wo die Menschen schon heute 50-80 % des Einkommens für Nahrungsmittel ausgeben müssen (DFID 2009). In Europa verursacht z. B. die Steigerung des Brotpreises um 20 % kaum mehr Hungernde in der Welt; umgekehrt macht sich ein Anstieg der Hungernden in den Entwicklungsländern in den europäischen Ländern kaum bemerkbar, außer wenn die Medien auf das Thema Hunger infolge von Straßenprotesten aufmerksam werden (Wärfler und Reichlin 2008).

Falls der Biomasseanbau zu Preissteigerungen bei Agrarprodukten führt, kann er zur Verschärfung bestehender Ernährungsprobleme beitragen (Isermeyer und Zimmer 2006, S. 3). Durch den zunehmenden Ethanolbedarf in den USA baute die USA vermehrt Mais im eigenen Land für die Produktion von Biotreibstoffen an, anstatt den Mais nach Mexiko zu exportieren. Die Preise für Mais und somit für Tortilla explodierten (Wärfler und Reichlin 2008, S. 2). Während solche Preissteigerungen für die Produzenten von Agrarprodukten zusätzliche Einkünfte generieren können, können sie sich für ärmere Bevölkerungsteile sowohl auf dem Land als auch in Städten negativ auswirken (UN-Energy 2007, S. 31). Aktuell wird aufgrund der inelastischen Nachfrage nach Nahrungsmitteln mit einer zunehmenden Volatilität ihrer Preise gerechnet, die durch einen Rückzug der Staaten aus der Bevorratung (Lagerhaltung, Intervention) verstärkt wird. Laut Laborde et al. (2011) trägt die steigende Nachfrage nach Biotreibstoffen zu einer bis zu 30 %igen Preissteigerung bei, wobei eine 10 %ige Beimischung von Biotreibstoffen

eine Steigerung des Weltgetreidepreises von ca. 4-6 % nach sich zieht. Daneben beeinflussen das sich verändernde Konsummuster z. B. China, Indien und die hohen Energiepreise der Nahrungsmittelproduktion die Nahrungsmittelpreise.

5.1.5 Nachhaltigkeit

Die Menschheit nutzt bereits ein Viertel der jährlichen Biomasseproduktion grüner Pflanzen für sich; sie schränkt die für alle anderen Arten zur Verfügung stehende Nahrungsenergie zunehmend ein – mit unabsehbaren Folgen für die Biodiversität. Die mit den Eingriffen der Menschen in die Biosphäre verbundenen Folgen für Stoff- und Energieflüsse in Ökosystemen sind erheblich und beeinträchtigen vitale Ökosystemleistungen, die in bestimmten Regionen nicht mehr aufrechterhalten werden können. Durch den Anbau und die Ernte von Pflanzen, die Rodung von Wäldern, die Trockenlegung von Feuchtgebieten, die Überfischung der Meere und ihre Verschmutzung durch Abfälle und Abfallprodukte aus menschlichen Aktivitäten werden die globalen Ökosysteme strapaziert und ausgebeutet. Übernutzung, Versalzung, Vergiftung, Austrocknung, Waldbrände, Erosion und Verwüstung sind Folgen davon. Die „menschliche Aneignung von Nettoprimärproduktion“ (HANPP) ist einer der Maßstäbe dafür, wie sehr die Menschheit auf die Biosphäre einwirkt (Haberl et al. 2007, 2007a).

Die Forderung nach Nachhaltigkeit bedeutet einen Verzicht auf die Nutzung unwiederbringlicher Ressourcen. Diese sollen insoweit erhalten bleiben, dass nachfolgende Generationen die Möglichkeit haben, ein ebenso gutes Leben zu führen wie die gegenwärtigen.

Bei der Jahresversammlung des ifo-Instituts für Wirtschaftsforschung der Universität München am 24. Juni 2008 erklärte Professor Hans-Werner Sinn¹⁷⁶: Der größere Teil der weltweiten Rodungen von Wäldern betrifft Futterpflanzen für die Fleischerzeugung; rund 20 % erfolgen für den Anbau von Energiepflanzen. Vergleicht man die CO₂-Freisetzung durch Rodung mit der Einsparung, die durch Alternativ-Treibstoffe erreicht wird, so dauert es 323 Jahre, bis die Bilanz ausgeglichen ist. Energie aus nachwachsenden Rohstoffen hat auch relativ hohe CO₂-Vermeidungskosten. Eine verbesserte Wärmedämmung im Hausbau schneidet hier wesentlich besser ab. Energieerzeugung aus nachwachsenden Rohstoffen hat einen gigantischen Flächenverbrauch zur Folge und führt zu einer Verdrängung der Nahrungsmittelproduktion. Für die von der EU geforderte 10 %ige Kraftstoffbeimischung bis 2020 würden rund 30 % der Ackerflächen Deutschlands benötigt. Damit könnten Nahrungsmittel für rund elf Mio. Menschen erzeugt werden.

Um weltweit nachhaltige Anbausysteme zu sichern, sollte Folgendes beachtet werden:

- Politische Ziele für Biotreibstoffe sollten überprüft werden bezüglich ihrer Wirkungen auf den Bodenverbrauch, die damit verbundenen Gefahren für Ökosysteme, Landbewohner und Ernährungssicherheit.
- Maßnahmen zur Handelsliberalisierung (Zölle, lokale Standards) sollten auf ihre Verträglichkeit mit sozialen und ökologischen Zielen untersucht werden.
- Die Erfahrungen internationaler Zertifizierungsorganisationen sollten zur Entwicklung eines EU Nachhaltigkeitsstandards für Bioenergie genutzt werden.

176 www.cesifo-group.de

- Um einen nachhaltigen Handel mit Biomasse und daraus gewonnener Energie zu gewährleisten, sollten Partnerschaften mit Exportländern (z. B. Brasilien, Malaysia, Südafrika, USA) eingegangen werden mit dem Ziel, international anerkannte Nachhaltigkeitsstandards zu entwickeln und durchzusetzen. Dabei sollten Lebenszyklusanalysen für Bioenergiepflanzen eine wichtige Rolle spielen.

Die EU nennt im Zusammenhang mit Nachhaltigkeit für Bioenergie die Nichtdiskriminierung, wissenschaftliche Begründungen, Praktikabilität und die Berücksichtigung unterschiedlicher Produktionsbedingungen (Agrinergy 2008). Die *Global Bioenergy Partnership* (GBEP), die im Jahr 2005 beim Treffen der G8 ins Leben gerufen wurde und in der 17 Länder und sieben internationale Organisationen zusammenarbeiten, einigte sich Ende Mai 2011 auf 24 Indikatoren für Nachhaltigkeit, die zusammen mit dem Öko-Institut (*Institute for Applied Ecology*) und dem *Institute for Energy and Environmental Research* (IFEU) entwickelt wurden. Sie decken die Bereiche THG-Emissionen, Biodiversität, Lebensmittelpreise und -verfügbarkeit, Zugang zu modernen Formen der Energie, Energieversorgungssicherheit und Wirtschaftsentwicklung ab und dienen als Grundlage für die Entwicklung nationaler Bioenergiestrategien (Öko-Institut 2004) (Abbildung 58).

Abbildung 58:
Nachhaltigkeits-
kriterien

1 Environmental	1.1 Climate	1.1.1 GHG balance
		1.1.2 Carbon sinks
	1.2 Biodiversity	1.2.1 Biodiversity
		1.3 Local environmental effects
	1.3.2 Soil quality, erosion	
	1.3.3 Water quality and resources management	
2. Social	2.1 Social well-being	2.1.1 Social well-being of employees and local population
		2.1.2 Health and safety
		2.1.3 Pay and conditions for employees, trade unions
		2.1.4 No child employment
		2.1.5 No discrimination
		2.1.6 Women's rights
3. Economic	3.1 Local economic effects	3.1.1 Local prosperity
4. Other	4.1 Competition with food/ other indirect effects of land use change	4.1.1 Food competition
	4.2 Governance	4.2.1 Transparency, stakeholder participation
4.2.2 Compliance with applicable laws, regulations and customary rights		
4.2.3 Land use rights		
4.2.4 Documentation, implementation, monitoring		
4.2.5 Training		
4.2.6 Continuous improvement in social and environmental aspects		
4.3 Good Agricultural Practice	4.3.1 Minimum level of maintenance	
	4.3.2 Use of agrochemicals	
	4.3.3 Waste reduction, recycling, re-use, disposal	

Quelle: Schmidt (2011)

Laut § 10 der Kraftstoffverordnung 2012 (RÖ 2012) sind Betriebe, die Biokraftstoffe herstellen, verpflichtet, Nachhaltigkeitskriterien¹⁷⁷ einzuhalten und durch die Vorlage eines Massenbilanzsystems zu gewährleisten. Das gilt auch für die Ausgangsstoffe (RÖ 2010). Demnach müssen Biokraftstoffe und andere erneuerbare Kraftstoffe, die in Anlagen erzeugt werden, die

¹⁷⁷ betreffend die in Art. 17 der Richtlinie 2009/28/EG und in Art. 7b der Richtlinie 98/70/EG, zuletzt geändert durch die Richtlinie 2011/63/EU, angeführten Inhalte, siehe Kapitel 6.9.3, S. 206

nach dem 23.1.2008 in Betrieb gegangen sind, in ihrem Lebenszyklus mindestens 35 % THG-Emissionen erreichen. Ältere Anlagen müssen diese Anforderung ab dem 1.4.2013 erfüllen, und ab dem 1.1.2017 muss die Minderung mindestens 50 % betragen. Ab 1.1.2018 müssen Anlagen, die ab 1.1.2017 in Betrieb genommen wurden, mindestens 60 % erreichen. Die zu verwendenden Berechnungsgrundlagen sind in der Verordnung angegeben. Dabei wird bisher ungenutzten stark degradierten oder verschmutzten Flächen ein Bonus angerechnet.

Bodenfruchtbarkeit

Da dem Boden durch die Erzeugung von Lebensmitteln, erneuerbarer Energie und Rohstoffen für die chemische Industrie viel abverlangt wird, müssen, um die Bodenfruchtbarkeit zu erhalten, wieder entzogene Nährstoffe zugeführt werden. Dabei können Probleme mit Phosphor, Stickstoff und Humus auftreten. Humus ist eine wichtige Quelle der Bodengesundheit, durch die die Zufuhr oder der Zuwachs von organischem Material aufrechterhalten werden kann. Aus diesem Grund ist es nicht möglich, den gesamten Zuwachs an Biomasse abzuführen; ein Teil muss im Boden verbleiben oder in diesen eingearbeitet werden. Die Humusbilanz bleibt ausgeglichen, wenn nicht mehr als 30 % des Getreidestrohs abgeführt werden (Steinmüller 2011).

Es geht maßgeblich auch um die Einhaltung der guten fachlichen Praxis für den Anbau von Biomasse. Das spielt beispielsweise beim Einsatz von Pestiziden eine Rolle (SRU 2007, S. 51, S. 69, S. 81) oder, wenn durch eine unsachgemäße Düngung klimaschädliches Lachgas emittiert wird oder Nährstoffüberschüsse entstehen (vgl. Wissenschaftliche Beirat der Agrarpolitik 2007, S. 48 und S. 100).

Die Lagerstätten von phosphorhaltigem Material reichen noch 50 bis 100 Jahre; wenn es bis dahin nicht gelingt, Phosphor in ein Kreislaufsystem zu bringen, wird auf den Ackerböden Phosphormangel auftreten. Denn für Phosphor gibt es keine Alternative – es lässt sich nicht substituieren. Durch Düngung mit Phosphor, vor allem solchem aus Nordafrika, Israel und Amerika, wird die Belastung des Bodens mit Cadmium verstärkt. Cadmium, ein krebserregendes und Nieren schädigendes Schwermetall, kommt in regional sehr unterschiedlichen Konzentrationen natürlich im Boden vor und gelangt über Pflanzen in die Nahrung. Die Europäische Behörde für Lebensmittelsicherheit (EFSA) hat die wöchentliche Aufnahmemenge im Jänner 2009 von 7 auf 2,5 mg/kg Körpergewicht abgesenkt. Wer besonders viel Gemüse, Getreide und Schokolade aus edlen südamerikanischen Kakaobohnen isst, schöpft diese Aufnahmedosis fast vollständig aus. Vegetarier, Kinder und Jugendliche sind damit eine potenzielle Risikogruppe.

Bei Stickstoff gibt es dagegen das Problem des Überschusses, der in das Grundwasser oder mit dem Abwasser in Seen und das Meer gelangt. Eine höhere Konzentration von Stickstoff beeinträchtigt die Qualität des Trinkwassers und fördert – zusammen mit überschüssigem Phosphor – das Wachstum von Pflanzen und Algen, die dem Wasser Sauerstoff entziehen, was zum Absterben ganzer Ökosysteme führen kann.

Der Eintrag von Nährstoffen erfolgt auch durch die (unvermeidliche) Bodenerosion. Mehr als die Hälfte der Flächen in Europa sind in unterschiedlichem Maße durch Wassererosion geschädigt, etwa ein Fünftel durch Winderosion, insbesondere in Südosteuropa. Die Erosionsgefahr wird durch den Anbau bestimmter Monokulturen wie z. B. Mais gesteigert und kann durch

bestimmte Maßnahmen reduziert werden: Durch Förderung der Wasseraufnahmefähigkeit des Bodens (Steigerung der Humusversorgung, Kalkung, schonende Bodenbearbeitung, Vermeiden von Bodenverdichtung und -verkrustung) und das Belassen von Pflanzenresten (Mulch) auf dem oder im Boden (z. B. durch den Anbau von Zwischenfrüchten), was den Oberflächenabfluss vermindert. Allenfalls muss für einen unterirdischen Abfluss von überschüssigem Regenwasser durch Dränage gesorgt werden. Zur Verminderung von Winderosion empfehlen sich der Anbau von bodendeckenden Pflanzen und die Anlage von Hecken in Form von Windschutzstreifen.

Monokulturen

Die zunehmende Nachfrage nach Biomasse trägt dazu bei, dass die betreffenden Pflanzen kapitalintensiv und arbeitsextensiv in Monokultur angebaut werden (Wäfler und Reichlin 2008)¹⁷⁸. Diese Massenproduktion der Energiepflanzen konzentriert sich aus ökonomischen Gründen vornehmlich auf fruchtbare und Ertrag versprechende Böden. Eine zunehmende Monokultur von Energiepflanzen, zum Beispiel von Mais im Umfeld von Biogasanlagen, lässt sich beobachten und beeinträchtigt das Landschaftsbild, die Biodiversität, den Wasserschutz und den Bodenschutz.

5.1.6 Bodennutzung

Nutzungskonkurrenz

Jede Pflanze kann nur einmal verwendet werden. Die verschiedenen Nutzungsmöglichkeiten (Lebensmittel-, Rohstoff- und Energieerzeugung) stehen mit den in der Landwirtschaft verfügbaren Produktionsfaktoren zueinander in Konkurrenz. Allzu oft wird in diesem Zusammenhang von Food-Feed-Fiber-Fuel-Wettbewerb gesprochen. Wäfler und Reichlin (2008, S. 3) sprechen von einer Landverknappung, die im direkten Zusammenhang mit dem Thema Hunger steht. Für Energie aus Biomasse besteht keine Konkurrenz zur Nahrungsmittelproduktion, wenn sie auf der energetischen Verwendung von Kuppelprodukten der Nahrungsmittel- oder Nutzholzproduktion, z. B. Getreidestroh oder Waldrestholz (Wissenschaftliche Beirat der Agrarpolitik 2007, S. 141), oder pflanzlichen Abfallprodukten beruht. Andernfalls werden zusätzliche Flächen zur Produktion von Biomasse genutzt; dabei spricht man von „*indirect land use change*“ (ILUC), im Gegensatz zur direkten Verdrängung von Flächen, die derzeit für die Nahrungsmittelproduktion genutzt werden.

Der Standort, an dem Biomasse erzeugt wird oder werden soll, ist ein wichtiges Kriterium für die Nachhaltigkeit der Biomasseproduktion und ihren Beitrag zur Klimabilanz. Denn wenn zu diesem Zweck Flächen verwendet werden, in denen Treibhausgase gespeichert sind, und diese durch die Umnutzung in die Luft gelangen, entsteht ein negativer Beitrag zum Klimawandel. Tatsächlich gibt die Förderung der Biomasseproduktion einen Anreiz bzw. beinhaltet die Gefahr, dass dadurch THG-Senken freigelegt werden. Das geschieht durch Rodung von Wäldern, Trockenlegung von Mooren, Nutzung von brach liegenden Ackerflächen, Umbruch von Grünland, Entfernung von wertvollen Landschaftselementen und dgl., um Biomasse zur

¹⁷⁸ <http://www.evb.ch/p14635.html>

Energieerzeugung zu gewinnen (SRU 2007, S. 81 und 102). Diese negativen Wirkungen können durch Verbote vermieden werden; jedoch werden diese vielerorts gar nicht erlassen oder auch nicht durchgesetzt. Wieweit diese negativen Wirkungen im Zusammenhang mit Bioenergie stehen, ist fragwürdig, denn sie treten auch dann auf, wenn die umgewidmeten Flächen zur Produktion von Lebensmitteln verwendet werden. Jedenfalls ist zu beachten, dass derzeit der größte Teil der Rodungen von Regenwald zugunsten des Anbaus von Sojabohne (Futtermittel) stattfindet, während in Südostasien die Anlage von Palmölplantagen auf Torf eine große Rolle spielt. Durch Rodungen, Flächenbrände und Hausbrand gelangen auch Feinstaub und Gifte in die Luft (Stick- und Schwefeloxyde, Kohlenmonoxyd und Dioxine), die die Gesundheit gefährden können.

Unklarheit herrscht auch der räumlichen Lage von Flächen wegen, die zur Befriedigung der Nachfrage nach Biotreibstoffen in Nutzung genommen werden. Dies hängt nicht zuletzt von den internationalen Handelsströmen und -bedingungen ab. Eine empirische Untersuchung von Villoria und Hertel (2011) stellt fest, dass, wenn der Getreidepreis in den USA auf das Doppelte steigt, die Anbaufläche von Getreide außerhalb der USA um 4,4 % zunimmt, und zwar hauptsächlich in den Ländern, mit denen die USA im Außenhandel verbunden ist.

Der Import von Biomasse zur Erzeugung von Biokraftstoffen in die EU hat bisher nur eine marginale Bedeutung.

Rodung der Wälder

Die Wälder speichern das 40-fache der jährlichen THG-Emissionen der Welt. Die Entwaldung ist Ursache für 15 % der THG-Emissionen. Laut Greenpeace wurden in Indonesien seit 1950 740.000 km² Regenwald vernichtet oder beeinträchtigt. Hauptsächlich, um Platz für Palmölplantagen zu schaffen. Die Vereinten Nationen steuern dem mit dem Programm *Reducing Emissions from Deforestation in Developing Countries* (REDD) entgegen. Die Mitgliedstaaten oder die Firmen kaufen Verschmutzungsrechte und zahlen damit für die Vermeidung von CO₂ Emissionen und finanzieren damit den Schutz der Wälder durch die Bevölkerung im angrenzenden Gebiet. Ein wesentliches Problem des Programms ist allerdings, dass das Geld für den Schutz mit der Zeit aufgebraucht wird.

Landraub versus Good Governance

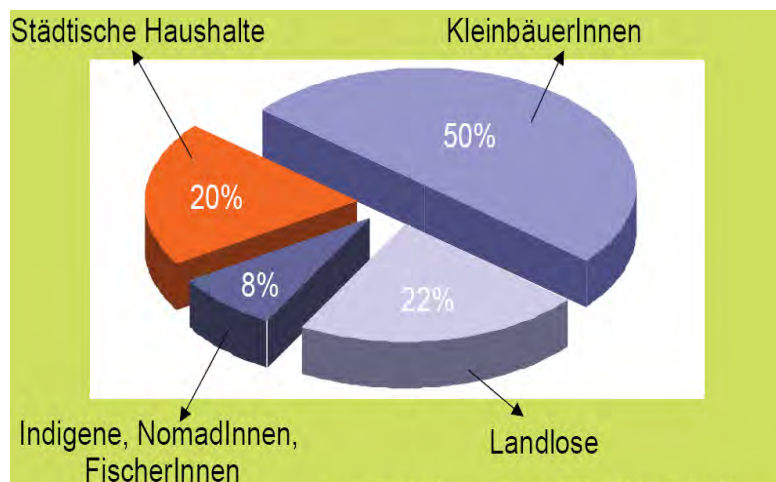
In Ländern mit geringen Eigentumsrechten kommt es zu Vertreibungen und der Verdrängung von marginalisierten ländlichen Gruppen sowie steigenden Land- und Bodenpreisen. Z. B. verlassen in Paraguay jährlich über 70.000 Menschen den ländlichen Raum ohne Perspektive auf Lebensunterhalt in Städten. Der Sojaanbau expandiert und beläuft sich derzeit auf 2,4 Mio. ha; diese Fläche soll in den nächsten Jahren auf 4 Mio. ha ausgedehnt werden. Etwa 1/3 dieser Fläche haben Kleinbauern (von den 6.5 Mio. EinwohnerInnen sind 300.000-350.000 Landlose und KleinbäuerInnen oder Indigene) durch wirtschaftliche Belange (z. B. Verteuerung des Bodens) oder Vertreibungen (z. B. Pestizid-Sprühungen) verloren.

5.1.7 Ernährungssicherheit und -souveränität

Das Recht auf Nahrung ist im Art. 25 der Allgemeinen Erklärung der Menschenrechte der Vereinten Nationen aus 1948 und im Internationalen Pakt für wirtschaftliche, soziale und kulturelle Rechte (Sozialpakt) aus 1976 verankert. Die Unterzeichnerstaaten sind dadurch völkerrechtlich verpflichtet, das Recht auf Nahrung in ihrem Land zu verwirklichen, d. h. die Menschen müssen entweder Zugang zu Produktionsmitteln (Boden, Saatgut, Wasser) haben oder über ein ausreichendes Einkommen verfügen, um sich Nahrungsmittel kaufen zu können. Die ungleiche Verteilung von Produktionsmitteln und Reichtum bewirken jedoch, dass dieses Recht auf Ernährungssicherheit für viele Bevölkerungsgruppen nicht gegeben ist (UNDP 2003)¹⁷⁹. 854 Mio. Menschen weltweit waren in den Jahren 2001–03 unzureichend ernährt, weil sie kein Geld für Nahrungsmittel hatten (FAO 2006)¹⁸⁰; im Jahr 2008 waren es 967 Mio. (DFID 2009). Dem gegenüber besteht das Ziel des *World Food Summit* von 2006, die Zahl der Unterernährten bis zum Jahr 2015 auf 412 Mio. zu senken (FAO 2006).

Etwa 80 % der weltweit Hungernden lebt auf dem Land, und davon sind rund 70 % der Hungernden weiblich (FAO 2006). Der Großteil der Hungerleidenden sind Bauern (Abbildung 59; Wäfler und Reichlin 2008).

Abbildung 59:
Zusammensetzung der von chronischem Hunger Betroffenen



Quelle: FAO (2006), Braun (2007)¹⁸¹

Die Beanspruchung von Land für die Erzeugung von Energie kann die Ernährungssicherheit in verschiedenen Ländern beeinträchtigen. Während global pro Kopf 0,72 ha landwirtschaftliche Nutzfläche zur Verfügung stehen, sind es in Entwicklungsländern nur 0,2 ha. Infolge von Produktivitätsgewinnen durch Pflanzenzüchtung und bessere Produktionstechnik (Düngung, Pflanzenschutz, Bewässerung, Mechanisierung, Betriebswirtschaft) kann der Flächenbedarf pro Einwohner für die Nahrungsmittelversorgung wesentlich reduziert werden (vergleiche Abbildung 47).

179 http://www.unmillenniumproject.org/documents/hdr03_complete.pdf#page=47

180 <ftp://ftp.fao.org/docrep/fao/009/a0750e/a0750e00.pdf#page=8>

181 <http://www.ifpri.org/sites/default/files/pubs/pubs/confpapers/2007/jvbcrawford.pdf#page=4>

Über 50 % der für die Produktion von in Europa konsumierten Agrar- und Forstgütern benötigten Fläche liegt außerhalb des europäischen Kontinents. Der Flächenfußabdruck¹⁸² der EU ist mit 640 Mio. ha der zweitgrößte der Welt nach den USA mit 900 Mio. ha, gefolgt von China mit 500 Mio. ha. Deutschland und Großbritannien importieren (netto) je ca. 80 Mio. ha, davon 70 Mio. aus Drittstaaten der EU (UBA 2012). Durch die dadurch verursachte Landverknappung außerhalb der EU tragen die entwickelten Länder Mitschuld am Hunger in der Welt. Sie zahlen zwar für die Importe und liefern damit dem Herkunftsland wertvolle Devisen, aber von dieser Bezahlung profitieren die armen Bevölkerungsschichten im Herkunftsland wenig. Die Importe von Biomasse der Industriestaaten drängen in der Regel jene an den Rand, die zu arm sind, um sich genügend Lebensmittel kaufen zu können. Insofern tragen die Industriestaaten Mitverantwortung für die Ernährungsunsicherheit in den Staaten, aus denen sie Biomasse importieren.

Die Flächennutzung für Zwecke der Ernährung hängt auch sehr von den Ernährungsgewohnheiten ab. Diese verändern sich mit steigendem Wohlstand in Richtung eines zunehmenden Fleischkonsums. In den Jahren 1970 bis 2009 ist der Fleischkonsum weltweit von ca. 100 auf ca. 300 Mt gestiegen. Die Viehwirtschaft benötigt heute bereits ein Drittel der weltweiten Landoberfläche durch ihren Bedarf an Weide- und Ackerland, das entspricht 58 % des globalen Biomasseaufwuchses. Futtergetreide wird bereits auf 33 % der weltweit genutzten Ackerflächen (1.445 Mio. ha im Jahr 2008) produziert. Während sich viele Flächen für keine andere Nutzung als extensives Weideland eignen, führt intensive Viehwirtschaft in vielen Regionen zu Überweidung, zur Rodung von Wäldern, gefolgt von Bodendegradation, Wüstenbildung, Biodiversitätsverlust und THG-Emissionen. Der jährliche Bodenverlust in der Summe aller Degradationen wird auf etwa 10 Mio. ha beziffert. Eine 30 %ige Reduktion des Fleischkonsums in den OECD-Staaten würde 30 Mio. ha Ackerland freisetzen (UBA 2012).

„Ernährungssouveränität bezeichnet das Recht aller Völker und Länder, demokratisch über ihre Landwirtschafts- und Ernährungspolitik zu bestimmen.“ (Erklärung von Bern 2008)¹⁸³. Die Fähigkeit der KonsumentInnen, das zu konsumieren, was sie wollen, kann eingeschränkt sein durch einen Mangel an finanziellen Mitteln, der Ernährungsunsicherheit verursacht, aber auch durch ein fehlendes Angebot von Gütern, die die KonsumentInnen konsumieren wollen. Solche Güter können durch Konkurrenz mit anderen Gütern, zum Beispiel Massenprodukten und Monokulturen, vom Markt verdrängt werden. Das Phänomen des „*land grabbing*“, also des Ankaufs ganzer Landstriche durch meist ausländische Investoren¹⁸⁴, kann zu solchen Verlusten der Ernährungssouveränität der einheimischen Bevölkerung führen.

182 Die Fläche für die inländische Produktion land- und forstwirtschaftlicher Produkte plus jene für importierte minus jene für exportierte land- und forstwirtschaftliche Produkte.

183 <http://www.evb.ch/p14635.html>, S. 27

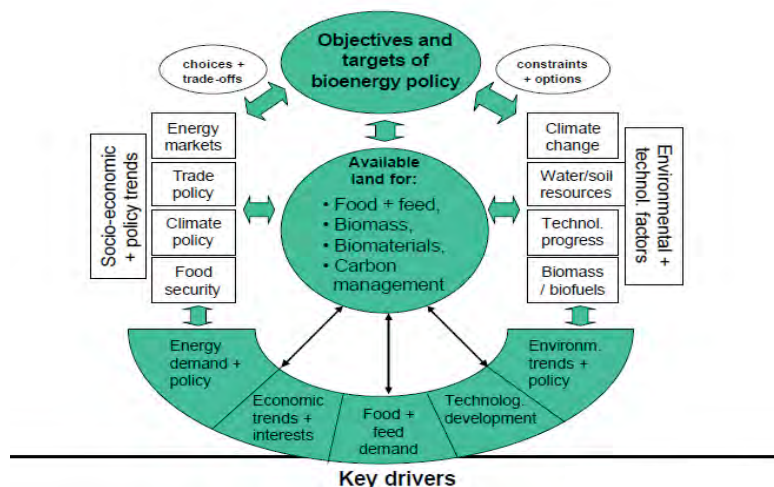
184 Weltweit sind laut GIZ in der letzten Dekade mehr als 227 Mio. ha Land in Entwicklungsländern, eine Fläche so groß wie Nordwesteuropa, verkauft, gepachtet, lizenziert wurden oder sind derzeit in Verhandlung, mehr als 130 Mio. ha davon in Afrika. Dass Land auch als Wertanlage und Spekulationsobjekt dient, dafür spricht insbesondere die Tatsache, dass nur in etwa 20 % der Investitionsvorhaben die betroffenen Flächen auch tatsächlich produktiv genutzt werden. Das High Level Expert Panel der FAO geht davon aus, dass derzeit insgesamt 50-80 Mio. ha Land im Fokus von Kauf- und Pachtverhandlungen internationaler Investoren sind (UBA 2012).

5.1.8 Bewertung

Angesichts der enormen internationalen Herausforderung, die der Klimawandel darstellt, ist verständlich, dass die energetische Nutzung von Biomasse als Dienstleistung für die Gesellschaft im Ausbau begriffen ist. Dieser Expansionsprozess kann allerdings nur dann sinnvoll weitergeführt werden, wenn sichergestellt wird, dass damit keine wesentlichen Beeinträchtigungen anderer öffentlichen Interessen einhergehen. Energie aus Biomasse lässt sich nicht in unbegrenzten Mengen erzeugen und wird in erster Linie benötigt, um die Nachfrage nach Nahrungsmitteln, die ebenfalls ansteigt, zu befriedigen. Die politisch gesetzten Ziele für Energie aus Biomasse müssen mit übergeordneten Politikzielen kompatibel sein und dem Grundsatz einer sparsamen und effizienten Verwendung öffentlicher Mittel entsprechen. Daher stellt sich die Frage, wie Maßnahmen zur Förderung des Angebots von Biomasse für Energiezwecke im Vergleich zu anderen Politikmaßnahmen abschneiden, mit denen dieselben politischen Ziele erreicht werden könnten. Außerdem ist zu überprüfen, inwieweit diese Maßnahmen mit anderen politischen Zielen oder internationalen Abkommen (z. B. Menschenrechte) konform gehen bzw. in welchen Bereichen Zielkonflikte bestehen, die durch politische Diskussionen und Abkommen entschärft werden sollten. Letztendlich sollte ein klareres Bild darüber gewonnen werden, wie ein optimaler Energie-Mix an fossilen und regenerativen Energieträgern in Zukunft aussehen könnte und welche Rolle darin der Biomasse zukommt, wenn den Anforderungen der Politik und Nachhaltigkeit (ökonomisch, ökologisch und sozial) entsprochen werden soll.

Dabei sind die Zusammenhänge zwischen Politik, Markt, Natur und technischen Möglichkeiten, die in Abbildung 60 dargestellt sind, in Betracht zu ziehen.

Abbildung 60:
Einflussfaktoren
auf die Nutzung
von Bioenergie



Quelle: Petersen (2009)

Im Folgenden werden daher die internationalen Rahmenbedingungen, die im Zusammenhang mit dem Klimawandel und seiner Bekämpfung stehen, dargestellt.

5.2 Internationale Rahmenbedingungen

Die Organisation erdölexportierender Länder (OPEC, *Organization of the Petroleum Exporting Countries*) wurde im Jahr 1960 gegründet und sitzt seit dem Jahr 1965 in Wien. Zur OPEC gehören fünf der zehn größten Förderländer der Welt. Den ursprünglichen Mitgliedern (Irak, Iran, Kuwait, Saudi-Arabien und Venezuela) schlossen sich später Katar, Libyen, die Vereinigten Arabischen Emirate, Algerien, Nigeria, Angola und Ecuador an. Die OPEC-Mitgliedstaaten erzeugen etwa 40 % des Erdöls weltweit und verfügen über drei Viertel der weltweiten Erdölreserven. Das Ziel der OPEC ist es, durch Steuerung der Erdölfördermengen (des Angebots) den Preis für Erdöl weltweit hoch zu halten und zu stabilisieren. Nicht alle Mitgliedstaaten der OPEC spielen dabei immer mit.

Die drastische Ölpreiserhöhung von 1973/74 rückte das Problem der Abhängigkeit von Energieimporten verstärkt in das politische Bewusstsein. Als Reaktion auf diese erste Ölkrise wurde von 16 Industrienationen die Internationale Energie Agentur (IEA) gegründet, um die Macht der Verbraucher von Erdöl zu bündeln und damit ein Gegengewicht zur Marktmacht der OPEC zu schaffen. Die IEA sieht eine zentrale Aufgabe in der Sicherung einer gleichmäßigen Energieversorgung und Einrichtung eines gemeinsamen Krisenmechanismus zur Begegnung möglicher künftiger Versorgungskrisen (gemeinsames Ölverteilungssystem), die u. a. durch stärkere Diversifizierung der Energieträger und der Bezugsquellen erreicht werden soll. Für den Fall schwerer und andauernder Versorgungskrisen sind die Mitgliedstaaten verpflichtet, Ölvorräte vorzuhalten. Zudem ist vorgeschlagen, dass die Mitgliedstaaten in Notfällen untereinander einen Ölverteilungsmechanismus in Gang setzen können (OECD und IEA 2007, S. 1ff). Seit den 90er Jahren widmet sich die IEA vermehrt den ökologischen und sozialen Komponenten einer nachhaltigen Energiepolitik, die von den IEA-Energieministern in den so genannten «gemeinsamen Werten» („*Shared Goals*“) des Jahres 1993 verbrieft wurden¹⁸⁵.

Inzwischen ist klar geworden, dass sich beide Organisationen für ein und denselben Markt interessieren und ihn vor unerwarteten Fluktuationen schützen wollen. Aus diesem Grund hat sich im Lauf der Zeit eine Zusammenarbeit entwickelt, beginnend mit dem Austausch von Daten und endend mit einem gemeinsamen Forum für Informationsaustausch, dem Internationalen Energieforum (IEF).

Mit der Internationalen Agentur für Erneuerbare Energien (IRENA) wurde 2009 eine zwischenstaatliche Organisation mit dem Ziel gegründet, die Anwendung, Verbreitung und nachhaltige Nutzung aller Formen von erneuerbarer Energie zu unterstützen. Ende Jänner 2013 nahmen 160 Staaten daran teil, 107 davon als Mitglieder. Die Organisation bietet auch Informationen über die erneuerbare Energie in den Mitgliedsstaaten, politische Maßnahmen und Beispiele für beste Praxis und Wirkungsanalysen (auf Beschäftigung). Sie versucht, durch Veranstaltungen zu besseren ordnungspolitischen Rahmenbedingungen beizutragen.

¹⁸⁵ siehe IEA, o.J., <http://www.iea.org/about/sharedgoals.htm>

5.2.1 Klimaschutzvereinbarungen

Bei der Konferenz in Rio de Janeiro im Jahr 1992 unterzeichneten die Vereinten Nationen eine Vereinbarung zum Klimaschutz (*UN Framework Convention on Climate Change*, UNFCCC). Sie bildet den Ausgangspunkt und Rahmen für weitere Verhandlungen, die u.a. zum Kyoto-Protokoll (Kapitel 5.2.2) geführt haben.

An den Klimaschutzverhandlungen der UN 2012 in Doha (Quatar) nahmen 195 Nationen teil¹⁸⁶. Dabei wurden erstmals armen Ländern Mittel von reichen Ländern zur Reparatur von Verlusten und Verwüstungen („*loss and damage*“) durch den Klimawandel versprochen („*Green Climate Fund*“). Unbeantwortet blieb, ob diese Mittel aus den Budgets der bestehenden humanitären Hilfe und Katastrophenhilfe kommen. Denn es ist schwierig, Schäden durch den Klimawandel von solchen, die durch andere Naturkatastrophen verursacht werden, zu unterscheiden. Offen ist auch noch, wie die Mittel ausgezahlt werden sollen. Diese Fragen sollen bei der Klimakonferenz im Jahr 2013 in Warschau diskutiert werden.

Das Kyoto-Protokoll, dessen Ziele für Ende 2012 galten, wurde geändert (Kyoto 2). Die meisten entwickelten Länder, insgesamt 37, darunter die EU und Norwegen, haben sich verpflichtet, ihre THG-Emissionen der Jahre 2013-2020 im Vergleich zum Basisjahr auf 80 % zu reduzieren. Die EU-interne Umsetzung dieser Verpflichtung (-20 %) ist bereits durch das Klima- und Energiepaket von Ende 2008 (Kapitel 5.3.3) rechtlich verbindlich. Australien, Kasachstan, Kroatien, die Schweiz und die Ukraine haben sich neue Kohlenstoff-Reduktionsziele gesetzt. Die Änderung tritt drei Monate nach der Ratifizierung durch mindestens drei Viertel der Vertragsparteien des geänderten Kyoto-Protokolls in Kraft. Japan, Neuseeland und Russland beteiligen sich nicht mehr an „Kyoto 2“.¹⁸⁷

Die von den USA favorisierte Idee, mit den wichtigsten Emittenten Gespräche über ein globales Klimaschutzabkommen zu führen, wurde aufgegriffen. Das zu verhandelnde Abkommen soll sowohl entwickelte als auch Entwicklungsländer zur Senkung ihrer Emissionen verpflichten. Der Vertrag soll im Jahr 2015 auf einer Konferenz in Paris unterzeichnet werden und im Jahr 2020 in Kraft treten.

Australien und Südkorea werden im Jahr 2015 Märkte für Verschmutzungsrechte einführen. Australien fixiert den Preis für Kohlenstoff auf 18 €/t bis 2018 und wird dann seinen Markt mit dem Zertifikatshandel der EU verschmelzen. China beginnt mit einem ähnlichen Projekt im Jahr 2013 und Kalifornien hat seine erste Kohlenstoff-Zertifikats-Auktion am 14. November 2012 bereits durchgeführt¹⁸⁸.

¹⁸⁶ Informationen und Daten über den aktuellen Stand der Klimavereinbarungen finden sich in <http://unfccc.int/2860.php>

¹⁸⁷ 18th session of the Conference of the Parties to the UNFCCC and the 8th session of the Conference of the Parties serving as the Meeting of the Parties to the Kyoto Protocol, 26.11.-8.12.2012. http://unfccc.int/files/kyoto_protocol/application/pdf/kp_doha_amendment_english.pdf

¹⁸⁸ http://www.euractiv.com/climate-environment/carbon-market-worth-plunged-thir-news-516881?utm_source=EurActiv%20Newsletter&utm_campaign=b93ddf47f4-newsletter_climate__environment&utm_medium=email

5.2.2 Kyoto-Protokoll

Das Kyoto-Protokoll wurde am 11.12.1997 als Zusatzprotokoll zur Ausgestaltung der Klimarahmenkonvention der UN (UNFCCC) beschlossen; es trat am 16.02.2005 in Kraft, läuft bis zum Jahr 2012 und wurde in Doha bis zum Jahr 2020 verlängert. Im Rahmen des Kyoto-Protokolls hat sich ein großer Teil der Staatengemeinschaft (vor allem die Industrieländer) zur Einhaltung konkreter Zielvorgaben für die Eindämmung des Ausstoßes von THG¹⁸⁹ verpflichtet (siehe Tabelle 34). Immerhin repräsentieren die Unterzeichnerstaaten¹⁹⁰ etwa 62 % der weltweiten THG-Emissionen des Jahres 1990 oder 85 % der Weltbevölkerung (Bülow 2008). Russland und die Ukraine haben sich dazu verpflichtet, das Emissionsniveau des Jahres 1990 nicht zu überschreiten. Für China, Indien und andere Entwicklungsländer sind keine Beschränkungen vorgesehen. Einige Staaten wie die USA, Australien und Kroatien haben das Protokoll zwar unterzeichnet, dann aber angekündigt, es nicht ratifizieren zu wollen (Camassa und Quartapelle 2007, S. 1).

Vom Rat der EU wurde das Kyoto Protokoll im Dezember 2002 ratifiziert. Die darin vorgesehenen Reduktionsziele für jedes Mitgliedsland waren schon vom Rat der Umweltminister in Cardiff im Juni 1998 beschlossen worden und sollen für eine Senkung um 8 % für die EU insgesamt sorgen (Kapitel 5.3.2). Zur Förderung der gemeinsamen Anstrengungen, um dieses Ziel auf effiziente Weise zu erreichen, wurde 2003 die Emissionshandelsrichtlinie erlassen (2003/87/EC). Sie bezieht sich auf alle im Anhang A des Kyoto-Protokolls genannten Treibhausgase (derzeit wird es aber nur für CO₂-Emissionen angewendet) und auf eine Liste von Energie- und Produktionsaktivitäten. Sie ermöglicht die freiwillige Einbeziehung von anderen Sektoren durch entsprechende Anpassungen, um die Effizienz des Handels zu verbessern (Kapitel 6.5).

Neben den Verpflichtungen zur Einhaltung definierter Obergrenzen für den CO₂-Ausstoß haben sich die Vertragsstaaten auch auf den Einsatz bestimmter so genannter flexibler Mechanismen, wie *Emissionsrechtehandel (Emissions trading)*¹⁹¹, *Gemeinsame Umsetzung (Joint Implementation, JI)*¹⁹², *Mechanismus für umweltverträgliche Entwicklung (Clean Development Mechanism, CDM)*¹⁹³ geeinigt. Zudem wird auch die Lastenteilung (*Burden Sharing*)¹⁹⁴ ermöglicht. Mit diesen Mechanismen strebt man nach (Kosten-) Effizienz und kooperativer Zusam-

189 CO₂, CH₄, N₂O (Distickstoffmonoxid = Lachgas), HFCs (teilhalogenierte Fluorkohlenwasserstoffe), PFCs (perfluorierte Kohlenwasserstoffe/Perfluorcarbone), SF₆ (Schwefelhexafluorid)

190 http://unfccc.int/kyoto_protocol/status_of_ratification/items/2613.php

191 Länder, die ihre Emissionen über die vereinbarte Zielvorgabe hinaus begrenzen oder reduzieren, können das überschüssige Emissionsguthaben an Länder verkaufen, für die es schwieriger oder teurer ist, ihre eigenen Vorgaben zu erfüllen. Für die Landwirtschaft wurde der Emissionsrechtehandel von Hom-Müller und Perez (2008) untersucht.

192 Im Rahmen von Projekten zur gemeinsamen Umsetzung („joint implementation“ oder JI) können „Emissionsreduktionseinheiten“ für die Finanzierung von Projekten in anderen entwickelten Ländern (ehemalige Mitglieder des Ostblocks) erworben werden. „Few projects that have taken place have been slow at receiving approval and proved difficult to manage or verify, leading at worst to fraud cases or to dubious environmental benefits. According to the European Bank for Cooperation and Development (EBRD), only 3 % of international carbon credits were issued under the JI scheme“ (<http://www.euractiv.com/climate-environment/offsetting-carbon-uns-joint-implementation-scheme-ji-links dossier-507797?display=normal>)

193 Durch diesen Mechanismus für umweltverträgliche Entwicklung erhalten Länder, die Projekte zur Emissionsreduktion oder -vermeidung in Entwicklungsländern finanzieren, ein Guthaben. Das Guthaben wird in Form von „zertifizierten Emissionsreduktionen“ angerechnet. Eine diesbezügliche Analyse bietet Haensgen (2002).

194 Es ist möglich, dass eine Gruppe von Vertragsstaaten ihre Reduktionsziele auch gemeinsam erfüllen kann. Dieses so genannte *burden sharing* oder „Bubble“-Konzept ist speziell für die EU in das Protokoll mit aufgenommen worden.

menarbeit in der internationalen Klimapolitik, um eine erwünschte ökologische Effektivität zu erreichen. Die eingeräumten Rechte auf Emissionen sollen durch den Emissionsrechtehandel zu jenen Emittenten fließen, für die es am teuersten ist, Emissionsreduktionen durchzuführen und die daher bereit sind, den höchsten Preis für diese Rechte zu zahlen.

Die gemeinsame Umsetzung erfolgt für Projekte in Transitionsländern; dazu gehören Russland, Ukraine und frühere kommunistische Staaten der EU. Bei Letzteren besteht aber eine gesetzliche Verpflichtung zur Verringerung der THG-Emissionen, wodurch die Gemeinsame Umsetzung verzichtbar wird. Zweitens haben die wenigen durchgeführten Projekte lange bis zum Erhalt der Genehmigung gebraucht und waren schwer zu verwalten und zu überprüfen, was im schlimmsten Fall zu Betrugsfällen oder zweifelhaftem Nutzen für die Umwelt führte. Nach Angaben der EBRD wurden nur 3 % der internationalen Emissionsgutschriften im Rahmen des JI Programms begeben.

Tabelle 34:
Treibhausgasemissionen ausgewählter Länder im Jahr 1990 und ihre Begrenzung im Rahmen des Kyoto-Protokolls für die Verpflichtungsperiode 2008 bis 2012 sowie Lastenverteilung zwischen den Mitgliedstaaten der EU15

Land	Emissionen 1990 (Mt CO ₂ -Äquivalent)	Begrenzung (%)	EU15	Emissionen 1990 (Mt CO ₂ -Äquivalent)	Lastenverteilung in der EU15 (%)
Australien	423	+8	Belgien	146	-7,5
Bulgarien	132	-8	Dänemark	70	-21
Kanada	599	-6	Deutschland	1.226	-21
Kroatien	31	-5	England	776	-12,5
Tschechien	196	-8	Finnland	71	0
Estland	43	-8	Frankreich	567	0
EU	4.252	-8	Griechenland	109	+25
Ungarn	123	-6	Irland	57	+13
Island	3	+10	Italien	520	-6,5
Japan	1.272	-6	Luxemburg	13	-28
Lettland	26	-8	Niederlande	213	-6
Litauen	51	-8	Österreich	79	-13
Neuseeland	62	0	Portugal	60	+27
Norwegen	50	+1	Schweden	72	+4
Polen	459	-6	Spanien	287	+15
Rumänien	230	-8	EU15	4.252	-8
Russland	2.975	0			
Slowakei	73	-8			
Slowenien	20	-8			
Schweiz	53	-8			
Ukraine	925	0			
USA	6.103	7			

Quellen: UNFCCC (2006, S. 16), Wissenschaftliche Beirat der Agrarpolitik (2007, S. 55)

Die Verhandlungen zur Verlängerung des Protokolls, in Kopenhagen und Durban, schienen darauf hinauszulaufen, dass sich die EU als einziger Block zu weiteren Verpflichtungen bekennt. In ihrer Roadmap 2050 bekennt sich die EK zu Reduktionen der THG-Emissionen der EU von 40, 60 und 80 % in den Jahren 2030, 2040 und 2050.

5.2.3 USA

Mehr als ein Drittel der THG-Emissionen der USA stammen aus Kraftwerken auf Basis von Kohle. Kohle war der Rohstoff für 45 % der Stromproduktion im Jahr 2010. Dieser Anteil geht aufgrund steigender Umweltstandards, die von der *Environmental Protection Agency* festgesetzt werden, langsam zurück. Nur 53 % der Kohlekraftwerke waren im Jahr 2011 mit Anlagen zur Abluftreinigung ausgestattet. Die übrigen müssen aufgerüstet oder stillgelegt werden.

Die USA haben das Kyoto Protokoll nicht ratifiziert. Die Biotreibstoffproduktion in den USA beruht auf dem *Energy Independence and Security Act (EISA) 2007* und dem *Food, Conservation, and Energy Act (FCEA) 2008*. *EISA* enthält den *Renewable Fuel Standard (RFS)*, der vorsieht, dass bis 2022 36 Mrd. Gallonen (136,3 Mrd. l) Biotreibstoffe verwendet werden müssen, davon 15 Mrd. Gallonen aus Ethanol auf Basis von Mais und 21 Mrd. Gallonen aus zweiter Generation, davon wiederum 16 Mrd. Gallonen aus Zellulose und 1 Mrd. Gallonen aus Biodiesel.

Durch die Unterstützung der Biotreibstoffe ist die Produktion von Ethanol in den USA auf 10,76 Mrd. Gallonen (2009) gestiegen und hat damit die brasilianische Produktion überholt. Diese Entwicklung beruht auf einigen Anreizen: eine Subvention von 0,45 USD/Gallone, einen Zoll von 2,5 % für Importe außerhalb der Quote und von 0,54 USD/Gallone innerhalb der Quote¹⁹⁵. Dazu kommt der oben erwähnte Beimischungszwang des RFS2 von 12,95 Mrd. Gallonen im Jahr 2010, der bis zum Jahr 2015 auf 20,5 und bis 2022 auf 36 Mrd. Gallonen steigt.

Aufgrund des *Job Creation Act 2004* wurde für jede Gallone Bio-Diesel, die fossilem Diesel beigemischt wurde, ein Steuernachlass von 1 USD gewährt. Diese Regelung wurde dazu genutzt, Bio-Diesel (auch aus der EU) in die USA zu importieren, einen Spritzer (*splash*) fossiles Benzin hinzuzufügen, für die Mischung mit 99,9 % Bio-Diesel den Steuernachlass zu kassieren und sie wieder (zum Beispiel in die EU) zu exportieren (*dash*). In der EU profitierten diese Importe zusätzlich von einer Steuerbegünstigung beim Verbrauch (z. B. 0,29 €/l in Deutschland 2009) (De Gorter et al. 2011). Die EK hat eine Untersuchung eingeleitet, die bis August 2012 feststellen soll, ob das Regime, unter dem die Vereinigten Staaten Ethanol in die EU exportieren, WTO konform ist.

Seit 1. Jänner 2012 gibt es den Zoll und die Steuerbegünstigung für Ethanol nicht mehr. Die Steuerbegünstigung kam im Jahr 2011 einer Produktion von 14 Mrd. Gallonen Ethanol (53 Mrd. l, 10 % des Treibstoffverbrauchs von Fahrzeugen) zugute und entsprach einem Verzicht auf 6 Mrd. USD an Steuereinnahmen. Darüber freuen sich die Produzenten in Brasilien, die 2011 nur 555 Mt Zuckerrohr verarbeiteten und 150 Mt Verarbeitungskapazität nicht nutzten, weil der Beimischungszwang Brasilien gelockert worden war. Sie können jetzt ungehindert in einem lukrativen Markt exportieren.¹⁹⁶

Im Oktober 2008 wurde der "National Biofuels Action Plan" (NBAP) vorgestellt, durch den der Verbrauch von Benzin in den nächsten 10 Jahren um 20 % reduziert werden soll. Er wird vom *Biomass Research and Development (R&D) Board* umgesetzt, in dem verschiedene Verwaltungseinheiten vertreten sind, und betrifft Forschung in folgenden Bereichen¹⁹⁷:

¹⁹⁵ Diese beiden Maßnahmen vermindern die THG-Emissionen um 5 % (Cui et al. 2011).

¹⁹⁶ The Economist, 7.1.2012, S. 51

¹⁹⁷ <http://www.energy.gov/news/6633.htm>

Präsident Obama kündigte in seinem „*New Energy for America*“-Plan für die nächste Dekade Investitionen von 150 Mrd. USD aus Bundesmitteln an. Damit soll erreicht werden, dass in den USA bis Jahr 2012 10 %, bis 2025 25 % des elektrischen Stroms aus erneuerbaren Quellen kommt. 1 Mio. Häuser sollen jährlich einen „Wetterschutz“ bekommen, und die Treibhausgase sollen durch Einführung eines Emissionshandelssystems bis 2050 um 80 % gesenkt werden. Bis zum Jahr 2015 sollen 1 Mio. Hybridfahrzeuge unterwegs sein, zu deren Anschaffung ein Steuernachlass von 7.000 USD pro Fahrzeug gewährt werden soll.

Das amerikanische Landwirtschaftsministerium hat ein *Biomass Crop Assistance Program* (BCAP) eingerichtet, das Projekte zur Produktion von Pflanzen (keine Lebensmittel) für Energie mit einer Laufzeit von bis zu 15 Jahren fördert.

5.3 Richt-Ziele der EU und Österreichs

Das Potenzial erneuerbarer Energiequellen wird in der EU derzeit nur unzureichend genutzt. Die EU hält es für erforderlich, erneuerbare Energiequellen zu fördern, da deren Nutzung zum Umweltschutz und zur nachhaltigen Entwicklung beiträgt. Hiermit wird Klimaschutz betrieben, die Versorgungssicherheit mit Energie erhöht, die Reduktion der Importe von fossiler Energie umgesetzt, die inländische Energieerzeugung gestärkt und auf Energiesparen sowie intensive Energieforschung und neue Energietechnologien gesetzt (EK 2009, S. L140/16). Die EK ist bemüht durch verschiedene Instrumente (z. B. Aktionsplan, Verordnungen, Richtlinien), diese Umstellung des Energiesystems zu lenken. Die europaweite Implementierung der Vorgaben in die nationalen Gesetzgebungen gelten als Voraussetzungen, um die in der Folge kurz beschriebenen energie- und klimapolitischen Zielsetzungen erfüllen zu können. Diese werden, wie folgt, zusammengefasst, wobei der Schwerpunkt auf der Umsetzung in Österreich liegt.

5.3.1 Die Lissabon- und Barcelona-Strategie

Im März 2000 haben die Staats- und Regierungschefs der EU in Lissabon ein gemeinsames strategisches Ziel festgelegt: bis zum Jahr 2010 soll die EU zum wettbewerbsfähigsten und dynamischsten wissensbasierten Wirtschaftsraum gemacht werden.

Die Präzisierung der Lissabon-Strategie (Beirat für Wirtschafts- und Sozialfragen 2009, S. 1) erfolgt in Leitlinien. Für die Bereiche Forschung und Innovation sowie Nachhaltigkeit und Umweltschutz gibt es eigene Leitlinien.

Für die Periode 2008 bis 2010 sind für den Klima- und Energiefonds folgende Ziele der Lissabon-Strategie relevant:

1. Erreichung der nationalen Klimaziele
2. prioritär auf die Steigerung der Energieeffizienz und der Kraft-Wärme-Kopplung hinarbeiten
3. die Entwicklung nachhaltiger – unter anderem erneuerbarer – Energien sowie die rasche Verbreitung umweltfreundlicher und ökoeffizienter Technologien innerhalb des Binnenmarkts insbesondere in den Bereichen Verkehr und Energie u.a. um die

europäische Wirtschaft weniger anfällig für Ölpreisschwankungen zu machen, insbesondere unter Zuhilfenahme marktorientierter Instrumente, der Finanzierung von F&E und der Förderung nachhaltiger Produktions- und Verbrauchsmuster einschließlich der Ökologisierung des öffentlichen Beschaffungswesens.

Wie schon in Barcelona für das Jahr 2010 postuliert, ist das Investitionsvolumen für Forschung und Entwicklung (F&E) bis zum Jahr 2020 EU-weit auf 3 % des BIP anzuheben (BMF 2011, S. 4).

Nachhaltigkeitsstrategie

In Anbetracht der zunehmenden Abhängigkeit Europas von fossilen Brennstoffen ist die EU bestrebt, die Versorgungssicherheit und Nachhaltigkeit der Energieversorgung zu gewährleisten und erneuerbare Energiequellen zu fördern. Mit einem Aktionsplan für Biomasse (EK 2005) strebt die EU an, bis zum Jahr 2010 150 Mt_{oe} ihres Energiebedarfs durch Biomasse zu decken; damals kamen 69 Mt_{oe} aus Biomasse, das war 4 % des Bedarfs (EK 2005a)¹⁹⁸. Eine Überprüfung der im Jahr 2006 überarbeiteten EU-Strategie für nachhaltige Entwicklung wurde 2009 vorgelegt (EK 2009a).

Die Österreichische Strategie Nachhaltige Entwicklung (ÖSTRAT) baut auf der Deklaration des Weltgipfels von Rio de Janeiro aus dem Jahr 1992 auf, in dem auf die Verantwortung der Kommunen und Regionen für eine nachhaltige Entwicklung verwiesen wurde. Die Millenniumsziele der Vereinten Nationen und die einschlägigen Beschlüsse der Landtage zu den Zielsetzungen der Global Marshall Plan-Initiative bilden gemeinsame Bezugspunkte. Als geeigneter Umsetzungsrahmen werden insbesondere Agenda 21-Prozesse erachtet. Als dringende Herausforderungen werden die folgenden genannt: Naturräumliche und ökologische Lebensgrundlagen, Armut, Wohlstand, Wirtschaft, Globalisierung, Beschäftigung, soziale Sicherheit und Gender Mainstreaming. (BMLFUW 2010a).

5.3.2 Das Kyoto-Protokoll in der EU und in Österreich

Am 16. Februar 2005 trat das Kyoto-Protokoll in Kraft. Als Vertragspartei dieses Protokolls hat sich die EU verpflichtet, die THG-Emissionen im Zeitraum 2008-2012 im Vergleich zum Kyoto-Basisjahr 1990 um 8 % zu senken. Für Österreich gilt aufgrund einer EU-internen Lastenteilung ein Reduktionsziel von 13 %. Die für die EU geltende Emissionsgrenze gemäß des Kyoto-Protokolls wurde auf 19.621,382 Mt CO_{2eq} festgelegt; für Österreich liegt das Kyoto-Ziel bei 343,866 Mt (EK 2010).

Zur Erreichung dieses Zieles haben die Bundesregierung und die Landeshauptleutekonferenz im Jahr 2002 die „Strategie Österreichs zur Erreichung des Kyoto-Ziels“ erarbeitet (BMLFUW 2002) und nach einer Evaluierung¹⁹⁹ und öffentlichen Konsultation in der „Klimastrategie 2007“ (BMLFUW 2008) angepasst. Darin sind eine Reihe von Maßnahmen in den Bereichen Raumwärme, Industrie und Gewerbe, Verkehr, Energieumwandlung und Landwirtschaft enthalten, um die THG-Emissionen entsprechend der Verpflichtung zu senken. Wesentliche Bestandteile da-

¹⁹⁸ http://europa.eu/legislation_summaries/energy/renewable_energy/l27014_de.htm

¹⁹⁹ UBA (2006): „Durch die Maßnahmen der Klimastrategie 2002, die bis Anfang 2005 in Kraft gesetzt wurden, werden 2010 Treibhausgasemissionen in Höhe von ca. 8 Mt vermieden werden.“

von sind die Forcierung von erneuerbaren Energieträgern, aber auch die Verringerung des Energieverbrauchs und die Steigerung der Energieeffizienz. Im Jahr 2012 erfolgte eine Anpassung der Klimastrategie mit Handlungsempfehlungen in den „Aktivitätsfeldern“ Landwirtschaft, Forstwirtschaft, Wasserhaushalt und Wasserwirtschaft, Tourismus, Energie – Fokus Elektrizitätswirtschaft, Bauen und Wohnen, Schutz vor Naturgefahren, Katastrophenmanagement, Gesundheit, Ökosysteme/Biodiversität, Verkehrsinfrastruktur und Mobilität, Raumordnung, Wirtschaft sowie urbane Frei- und Grünräume (BMLFUW 2012b).

Die bisherigen Bemühungen zur Reduktion der THG-Emissionen in Österreich waren jedoch nicht sonderlich erfolgreich. Wie die Tabelle 35 zeigt, sind die Emissionen zwischen dem Jahr 1990 und 2008 um 9,6 % auf 86,6 Mt CO₂-Äquivalent angestiegen. Bis zur Referenzperiode 2008/2012 wäre es jedoch notwendig, die Emissionen auf ein Niveau von 68,8 Mt (bzw. um 20,5 % gegenüber dem Stand im Jahr 2008) zu reduzieren. Österreich und Luxemburg waren im Jahr 2008 am weitesten von ihren Reduktionszielen entfernt (EK aktuell)²⁰⁰.

Tabelle 35:
THG-Emissionen
nach Sektoren
entsprechend der
österreichischen
Klimastrategie
2007, 1990-2020,
in Mt CO₂-Äquiva-
lenten

Sektor	Emissionen			Zielwert Inland		Szenario: bestehende Maßnahmen		Szenario: zusätzliche Maßnahmen
	1990	2005	2008	2008/12	2015	2020	2015	2020
Energieaufbereitung	13,8	16,2	13,5	12,95	17,2	18,6	15,2	14,0
Industrie und produzierendes Gewerbe	21,3	24,8	26,4	23,25	27,1	28,3	27,1	28,3
Verkehr	14,1	25,4	22,6	18,9	25,5	26,4	24,2	24,3
Raumwärme und sonstiger Kleinverbrauch	14,4	13,6	12,0	11,9	13,6	12,7	13,0	10,9
Landwirtschaft ¹⁾	9,2	7,8	7,6	7,1	7,8	7,9	7,8	7,9
Abfallwirtschaft	3,6	2,4	2,0	2,1	1,5	1,2	1,5	1,2
Fluorierte Gase	1,6	1,3	1,6	1,4	1,4	1,6	1,4	1,6
Sonstiges	1,0	1,3	0,9	0,9	1,4	1,4	1,4	1,4
Summe	79,0	92,8	86,6	77,8	95,5	98,1	91,6	89,6
Kyoto-Zielwert				68,8				

Quelle: UBA (2009a, S. 15) und UBA (2010, S. 39)

Anmerkung: Im Jahr 2005 verzeichnete Österreich die höchsten THG-Emissionen seit 1990 (UBA 2010, S. 16).

Im Szenario „mit bestehenden Maßnahmen“ sind die bis zum Stichtag 8. August 2008 implementierten Maßnahmen inkludiert. Das Szenario „mit zusätzlichen Maßnahmen“ beinhaltet geplante Maßnahmen, die voraussichtlich umgesetzt und bis 2020 wirksam werden.

1) Im Sektor Landwirtschaft wurde die Forcierung des Biolandbaus wie auch ein höherer Anteil anaerober Vergärung von Gülle und Festmist in Biogasanlagen berücksichtigt (UBA 2009b).

Die Verhandlungen zur Verlängerung des Kyoto-Protokolls (in Kopenhagen, Durban und Doha) haben letztlich eine Vereinbarung zustande gebracht, wonach 37 Staaten Verpflichtungen bis zum Jahr 2020 eingingen, darunter die 27 EU-Mitgliedsstaaten. Die EU war 2007 für 14 % der Weltemissionen (4,1 Bio. t CO₂-Äquivalente) verantwortlich, während China 6,7 und die USA 5,8 Bio. t emittierten²⁰¹. Kanada, das seinen Verpflichtungen bei weitem nicht gerecht wurde, ist aus dem Kyoto-Protokoll ausgetreten. Russland und Japan werden es nicht verlängern, so dass es dort nur bis zum Jahr 2012 gilt. China und Indien haben nur zugesagt, die

²⁰⁰ <http://www.energy.eu/#renewable>

²⁰¹ The Economist, 3.12.2011, S. 57

THG-Intensität ihrer Wirtschaft zu verringern; sie wollen sich erst ab dem Jahr 2020 strenger verpflichten. Somit kann man den Schluss ziehen, dass Kyoto die Aufmerksamkeit auf ein riesiges Problem gelenkt hat und dass die Staatengemeinschaft zu wenig unternimmt, um dieses Problem zu lösen.

Laut THB-Bilanz des Jahres 2010 wich Österreich um 6,2 Mt CO_{2eq} vom Kyoto-Pfad ab. Um seine Reduktionsverpflichtungen zu erfüllen, muss es (nach Stand vom 04.04.2012) Emissionszertifikate für 32 Mt CO₂-Äquivalente nachkaufen. Das ergibt bei einem Preis von 5 €/t Kosten von 160 Mio. €; Mitte 2011 lag der Preis noch bei 15 €/t. Die 160 Mio. € für Klimaschutzprojekte im Ausland werden im „green investment scheme“ investiert, also ausschließlich für Klimaschutzprojekte in Europa. Das BMLFUW hat seit dem Jahr 2008 rund 1,4 Mrd. € in Klimaschutzmaßnahmen in Österreich und weitere 550 Mio. € für Klimaschutzprojekte im Ausland investiert. (BMLFUW²⁰²).

Klimaschutzgesetz 2011

Das „Bundesgesetz zur Einhaltung von Höchstmengen von THG-Emissionen und zur Erarbeitung von wirksamen Maßnahmen zum Klimaschutz“ (KSG, BGBl. I Nr. 106/2011 vom 21.11.2011)²⁰³ legt in der Anlage 1 Höchstmengen von THG-Emissionen nach Sektoren für den Verpflichtungszeitraum 2008 bis 2012 fest (Tabelle 36). Es verpflichtet den BMLFUW, Maßnahmen zur Einhaltung der Höchstmengen in den jeweiligen Sektoren vorzuschlagen, darüber mit den zuständigen Ministern zu verhandeln und das Ergebnis dem Nationalen Klimaschutzkomitee zu berichten. Er hat auch einen Nationalen Klimaschutzbeirat einzurichten, der das Nationale Klimaschutzkomitee berät, und jährlich einen Fortschrittsbericht zu verfassen. Letzterer ist nach acht Sektoren zu untergliedern.

Sektor	Höchstmengen in Mt CO _{2eq}
Raumwärme	59,5
Energieaufbringung	8,9
Abfallwirtschaft	10,5
Verkehr	94,5
Industrie und produzierendes Gewerbe	18,4
„Fluorierte Gase“	7,0
Sonstige Emissionen	4,5
Landwirtschaft	35,5
Summe	238,8

Tabelle 36:
Höchstmen-
gen von THG-
Emissionen 2008
bis 2012 gemäß
Klimaschutzge-
setz 2011

Quelle: <http://www.ris.bka.gv.at>

²⁰² http://www.lebensministerium.at/presse/umwelt/pk_klimaschutz_2012.html, 4.4.2012

²⁰³ http://www.lebensministerium.at/dms/lmat/umwelt/klimaschutz/klimapolitik_national/klimaschutzgesetz/BGBl-I-Nr--106-2011-Klimaschutzgesetz/BGBl%20I%20Nr.%20106-2011%20Klimaschutzgesetz.pdf

5.3.3 Das Klima- und Energiepaket der EU bis 2020

Am 23. April 2009 hat der EU-Gesetzgeber unter der Bezeichnung „Energie- und Klimapaket“²⁰⁴ eine Reihe von Klimaschutzmaßnahmen im Energiebereich beschlossen, die in der Öffentlichkeit als **20-20-20 Ziele** wahrgenommen werden, denn mit diesen Maßnahmen sollen bis zum Jahr 2020 folgende Ziele erreicht werden:

- ■ ■ 20 % weniger THG-Emissionen
- ■ ■ 20 % Anteil an erneuerbaren Energien (die Erhöhung des Anteils Erneuerbarer Energiequellen auf 10 % der im Verkehr eingesetzten Energie durch den Einsatz effizienter biogener Treibstoffe²⁰⁵ und Elektromobilität) und
- ■ ■ 20 % mehr Energieeffizienz; der Energieverbrauch der EU im Jahr 2020 darf nicht mehr als 1.474 Mt_{oe} Primärenergie oder nicht mehr als 1.078 Mt_{oe} Endenergie betragen (EU 2012)²⁰⁶.

Der Zielwert betreffend die THG-Emissionen kann auf 30 % angehoben werden, wenn andere Industrienationen einschließlich der USA sich zu ähnlichen Reduktionen verpflichten und Schwellenländer wie China und Indien ebenfalls angemessene Beiträge leisten. Darauf hatten sich die Mitgliedstaaten auf Basis der Berichte der EK (2007a, 2007c und 2007e) im Dezember 2008 geeinigt. Die Kosten dieser zusätzlichen Anforderungen wurden auf 11 Mrd. € geschätzt (EK 2010b).

Bei der Reduktion der **THG-Emissionen** erfolgt ein „*Burden Sharing*“ auf Basis des Wohlstandes der einzelnen Mitgliedstaaten. Das Emissionshandelssystem an sich sollte weiter verstärkt genutzt und restriktiver umgesetzt werden. Demzufolge würden Emissionszertifikate ab dem Jahr 2013 nicht mehr gratis verteilt; ab dann gäbe es im Rahmen der *Effort-Sharing*-Entscheidung nur noch geringe Flexibilität, denn es sollte jährlich abgerechnet werden und aus den Folgejahren könnten höchstens 5 % Emissionsrechte geborgt werden, Projekte außerhalb Österreichs könnten nur auf 4 % der Emissionen des Basisjahres 2005 angerechnet werden und der Ankauf von Emissionsrechten innerhalb der EU würde dadurch erschwert, dass aufgrund des Basisjahres 2005 auch in den EU-10-Ländern²⁰⁷ mit einer größeren Knappheit als bisher gerechnet werden muss.

Die Steigerung des Anteils von Energie aus erneuerbaren Quellen am Energieverbrauch (dem energetischen Endverbrauch, bei Strom und Wärme dem Bruttoinlandsverbrauch) soll unter Beachtung von ökologischen Kriterien (so genannten Nachhaltigkeitskriterien, s. Kap. 6.9.3, S. 206) erfolgen. Dazu gehört die Bedingung, dass die THG-Emissionen aus der Herstellung und Verwendung von Biotreibstoffen mindestens 35 % geringer sein müssen als jene der fossilen Treibstoffe. Bis zum Jahr 2017 steigt diese Anforderung auf 50 %. (EU 2009).

²⁰⁴ Das Energie- und Klimapaket beinhaltet die Richtlinien zur Förderung erneuerbarer Energien (EU 2009), zur Abscheidung und Speicherung von CO₂ (EU 2009a) und zum Emissionshandel (EU 2009b).

²⁰⁵ Siehe auch die Strategie für Biokraftstoffe (EK 2006, EK 2011a)

²⁰⁶ S. 1. Siehe auch EU (2010) und die Energiestatistiken von Eurostat in <http://epp.eurostat.ec.europa.eu/portal/page/portal/energy/introduction>

²⁰⁷ Bulgarien, Estland, Lettland, Litauen, Polen, Rumänien, Slowakei, Slowenien, Tschechische Republik, Ungarn

Die Ziele der Mitgliedsstaaten der EU hinsichtlich des Anteils der Erneuerbaren Energie und der Fortschritt in diese Richtung werden in EK (aktuell) dargestellt. Die EU27 war demnach 2008 um 9,7 % vom angepeilten 20 %-Anteil entfernt, Österreich um 5,7 % von seinem im Rahmen des „Burden Sharing“ festgelegten 34 %-Ziel (EU 2009b²⁰⁸).

Wesentlicher Bestandteil der Bemühungen zum Klimaschutz ist auch die Richtlinie zur geologischen Speicherung von CO₂ (EU 2009a). Sie beschreibt, wie die Entwicklung von Technologien und praktische Anwendungsbereiche der Speicherung von CO₂ gefördert werden sollen.

Energieeffizienz

Mit der Richtlinie 2006/32/EG über **Endenergieeffizienz** und **Energiedienstleistungen** (EU 2006) wird das Ziel verfolgt, die Energieeffizienz in Europa um 9 % bis zum Jahr 2016 zu steigern. Dabei handelt es sich allerdings um kein absolutes Ziel, sondern um eine indikative Vorgabe in Bezug zu einem zu berechnenden Ausgangswert. Außerdem wurden wesentliche Bereiche von der Umsetzung dieses Ziels ausgenommen, nämlich die Großindustrie (sofern sie im CO₂-Emissionshandel-System integriert ist) und der Flugverkehr. Zur Umsetzung der Energieeffizienzrichtlinie wurde verlangt, Energieeffizienz-Aktionsplänen zu erstellen und eine quantitative Bewertung von Energieeffizienzmaßnahmen gemäß einer dazu aufgestellten Evaluierungssystematik vorzunehmen (EU 2006a).

Gemäß der Energieeffizienzrichtlinie wurde für Österreich ein Basiswert für den Zeitpunkt der Umsetzung berechnet und davon ausgehend ein Zwischenziel von 17,9 PJ an Einsparungen für das Jahr 2010 und ein Endziel von 80,4 PJ für das Jahr 2016 abgeleitet. Diese Mengen entsprechen jedoch keiner realen Verringerung des Energieverbrauchs, sondern müssen unabhängig vom tatsächlichen Energieverbrauch mittels der vorgegebenen Evaluierungssystematik quantifiziert werden. Das Ziel gilt als erreicht, wenn ausreichend Energieeffizienzmaßnahmen implementiert wurden, deren (theoretische) Wirkung sich anhand des Evaluierungsmechanismus auf 80,4 PJ addieren.

Mit der Energieeffizienzrichtlinie 2012/27/EU vom Oktober 2012 (EU 2012) wurde ein gemeinsamer Rahmen für Maßnahmen zur Förderung von Energieeffizienz in der EU geschaffen, um sicherzustellen, dass das Ziel der EU (siehe S. 174 von 20 % Einsparungen bis zum Jahr 2020 erreicht wird, und um weitere Energieeffizienzverbesserungen für die Zeit danach vorzubereiten. In der dazu vorgelegten Wirkungsanalyse bezifferte die EK das Einsparpotenzial im Sektor Elektrizitätswirtschaft mit ca. 350 TWh; das entspricht einer Reduktion von 15-20 Mt_{oe}/Jahr und einer Verminderung der THG-Emissionen um 35-50 Mt CO_{2eq}. Die Richtlinie fordert „verbindliche Maßnahmen“ seitens der Mitgliedsstaaten. Energie-Unternehmen werden aufgefordert, den Energieverbrauch ihrer Kunden um jährlich 1,5 % zu vermindern. Dies kann z. B. durch verbesserte Heizanlagen, mehrfach verglaste Fenster oder bessere Dämmung der Dächer erreicht werden. Der Bund ist gefordert, jährlich 3 % der in seinem Besitz stehenden und der von ihm benutzten Gebäude mit einer Nutzfläche von über 500 m² (ab Juli 2015: 250 m²) über den Mindeststandard der Energieeffizienz zu heben.

²⁰⁸ <http://www.energy.eu/#renewable>

Die Mitgliedsstaaten müssen einen Fahrplan erstellen, der darstellt, wie der gesamte Baubestand von gewerblichen, öffentlichen und privaten Haushalten bis zum Jahr 2050 energieeffizienter gemacht werden soll. Große Unternehmen müssen Energie-Audits und Management-Pläne vorlegen, einschließlich Kosten-Nutzen-Analysen für den Einsatz von Kraft-Wärme-Kopplungen und das öffentliche Beschaffungswesen. Sie müssen bis April 2013 nationale Richtziele festlegen. Jeder Mitgliedstaat führt ein Energieeffizienzverpflichtungssystem ein, das gewährleistet, dass die Energieverteiler und/oder Energieeinzelhandelsunternehmen bis zum Jahr 2020 ein kumuliertes Endenergieeinsparziel erreichen. Dieses Ziel muss im Zeitraum 2014 bis Ende 2020 jährlich mindestens Einsparungen von 1,5 % des jährlichen Energieabsatzes aller Energieverteiler oder Energieeinzelhandelsunternehmen an Endkunden entsprechen, wobei das Absatzvolumen der bei industriellen Tätigkeiten genutzten Energie nicht berücksichtigt werden muss.

In Tabelle 37 werden die wesentlichen Ziele der aktuellen Situation (Gesamtverbrauch als Anteil am Endverbrauch bei Erneuerbare Energien, Biokraftstoffe und Strom) in der EU sowie in Österreich gegenübergestellt.

Tabelle 37:
Ziele für das Jahr
2020 zur Erneuerbaren Energie
und Energieeffizienz der EU27 und
Österreichs

	EU27		Österreich	
	Ist-Situation	Ziele 2020	Ist-Situation	Ziele 2020 der EU für Österreich
Gesamtanteil Erneuerbare Energie	~6,38 % (2005)	20 % ¹⁾	23,3 % (2005)	34 %
Anteil Biokraftstoffe und E-Mobilität	1,4 % (2005) ²⁾	10 %	3,5 % (2006)	10 %
Änderung der Energieintensität (Energieverbrauch/BIP)	-1,29 % p.a. (Ø1995-2004)	-20 %	+0,24 % p.a. (Ø1995-2005)	-20 %

¹⁾ Bezogen auf den durchschnittlichen Gesamtenergieverbrauch der Jahre 2002-2004 (ca. 1.780 Mt_{öe}) müsste der Beitrag von erneuerbarer Energien mindestens 350 Mt_{öe} betragen (Schönleber et al. 2007, S. 10).

²⁾ Als Bezugswert wurde in der Biokraftstoffrichtlinie ein Marktanteil der Biokraftstoffe von 2 % im Jahr 2005 angegeben (Biokraftstoffrichtlinie 2003/30/EG). Die EK schloss daraus, dass die Erreichung des Zielwertes von 5,75 % für 2010 unwahrscheinlich sein wird und rechnete mit einem Anteil von etwa 4,2 % (ebenda 2008, S. 4).

Quelle: EU (2006, S. 3), E-Control (2007, S. 25), EK (2007b), 6453/07, S. 3 und 4, EU (2009)

Emissionen im Verkehrssektor

Mit der Verordnung 443/2009 zur Festsetzung von Emissionsnormen für neue Personenkraftwagen vom 23.4.2009 schreibt die EU vor, wie viel CO₂ die PKWs der Autohersteller im Durchschnitt ihrer Neuwagenflotte je km emittieren dürfen. Für das Jahr 2015 wurde ein CO₂-Zielwert von 120 g/km festgelegt. Im Jahr 2008 betrug der Durchschnitt rund 158 g CO₂/km. Der Zielwert ergibt sich aus einem Grenzwert von 130 g CO₂/km und der Anrechnung von zusätzlichen Maßnahmen, die nicht direkt im Zusammenhang mit dem Motor bzw. Antrieb stehen, z. B. dem Einsatz von Biokraftstoffen oder dem Einbau besonders energieeffizienter Klimaanlage. Der Grenzwert von 130 gilt ab dem Jahr 2012 für 65 % der Neuwagenflotte eines jeden Herstellers und erhöht sich jährlich auf 75, 80 und 100 % ab dem Jahr 2015. (EU 2009d und 2012c).

5.3.4 Die Energiestrategie Österreich

Um die nationalen Ziele des Klima- und Energiepakets der EU zu erreichen, wurden in einem partizipativen Prozess Maßnahmen zur Zielerreichung erarbeitet. Dargestellt wird dies in der „EnergieStrategie Österreich“ (BMWFA und BMLFUW 2010). Folgende Ziele bestimmen dabei den Handlungsbedarf:

- ■ ■ Stabilisierung des Energieverbrauchs bei 1.100 PJ (2005 betrug er 1.118 PJ, 2008 1.089 PJ). Die detaillierten Zielwerte für die einzelnen Bereiche und Kategorien an Energiequellen sind in Tabelle 38 angeführt.
- ■ ■ Implementierung übergeordneter Maßnahmen in Form von Aktionspaketen für Gebäude, Produktion, Dienstleistungen und Kleinverbrauch, Mobilität
- ■ ■ Sicherstellung der Energieversorgung durch konsequenten Ausbau der erneuerbaren Energieträger, die langfristige Verfügbarkeit von konventionellen Energieträgern und leistungsfähige Übertragungs- und Verteilernetze
- ■ ■ Erhaltung der Versorgungssicherheit durch Ausbau und Modernisierung des Versorgungsnetzes.

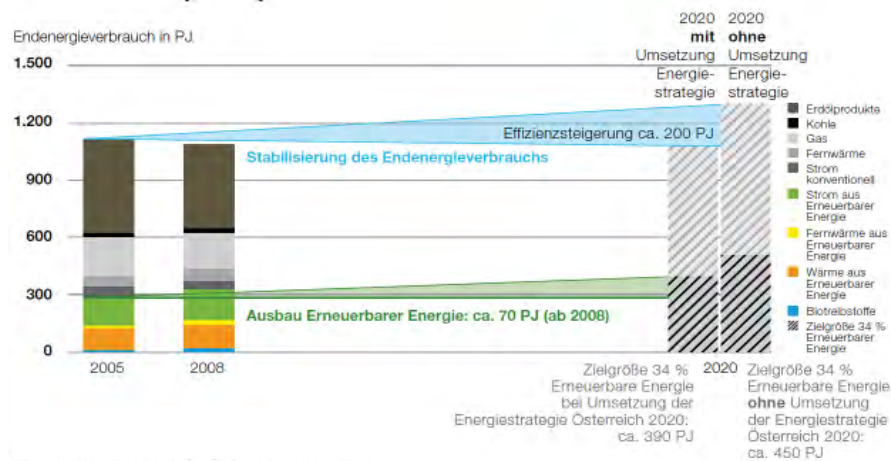
Bereiche und Kategorien	2005	2008	2020
Erdölprodukte	496,0	444,2	362,3
Kohle	24,8	24,3	27,3
Erdgas	202,7	187,8	191,2
Fernwärme	55,1	62,2	59,0
Strom konventionell	57,7	44,1	42,9
Strom aus erneuerbarer Energie	147,8	163,0	179,9
Fernwärme aus erneuerbarer Energie	14,9	23,5	38,2
Wärme aus erneuerbarer Energie	117,0	121,6	143,4
Biotreibstoffe	2,3	17,9	34,0
Summe erneuerbare Energie	282,0	326,0	395,6
Summe Energieverbrauch	1.118,4	1.088,5	1.078,3
Eigenverbrauch und Verluste Strom/Fernwärme	37,7	43,2	36,6
Bruttoenergieverbrauch*	1.156,0	1.131,8	1.114,9
Anteil erneuerbare Energie am Bruttoenergieverbrauch	24,40 %	28,80 %	35,48 %

*Endenergieverbrauch + Eigenverbrauch & Verluste bei Strom und Fernwärme. Berechnungsbasis für den Anteil erneuerbare Energie gemäß EU-Richtlinie (EU 2009)

Quelle: BMWFA und BMLFUW (2010, S. 11)

Tabelle 38:
Anteil Erneuerbarer Energie am Bruttoenergieverbrauch in PJ und Anteile der Sektoren in % in den Jahren 2005, 2008 und 2020 in Österreich

Abbildung 61:
Benötigte erneuerbare Energie mit bzw. ohne Effizienzsteigerung in der Energiestrategie Österreich in PJ



Quelle: Österreichische Energieagentur, Grafik *rainbows* in BMWFA und BMLFUW (2010, S. 9)

Um den energetischen Endverbrauch zu stabilisieren, ist es notwendig, den Verbrauch insbesondere im Sektor Verkehr und bei den Gebäuden maßgeblich zu senken. Ohne diese Reduktion wäre das Ziel, die THG-Emissionen im Nicht-Emissionshandelsbereich für den Zeitraum von 2005 bis 2020 um 16 % zu reduzieren, schwer erreichbar. Zudem wird ohne diese Reduktion ein ungleich stärkerer Ausbau erneuerbarer Energieträger notwendig sein, um einen Anteil von 34 % am Bruttoendenergieverbrauch zu erreichen. Ein derartiger Ausbau wäre mit hohen Kosten²⁰⁹ und unter Umständen mit nicht nachhaltigen Effekten aus Aufbringung und Nutzung verbunden. Dies ist exemplarisch in Abbildung 61 dargestellt.

Um zu überprüfen, ob die nötigen Fortschritte bei den jeweils aktuellen externen Bedingungen und gegebenen Maßnahmen tatsächlich erzielt werden, soll die begleitende Evaluierung, die von einem Konsortium unter Federführung des UBA von der Österreichischen Energieagentur, der E-Control GmbH und dem WIFO durchgeführt wird, regelmäßig aktualisiert werden. Dabei wird überprüft, ob die Zielwerte für den Endenergieverbrauch der jeweiligen Bereiche festgelegt in Bezug auf ihre Effekte auf die CO₂-Emissionen im Jahr 2020 durch die vorgesehenen Maßnahmen erreicht werden. Die Wirkungen der 327 Maßnahmen wurden mittels Szenario-Analysen geschätzt. Dabei wurden für den Zeitraum von 2005 bis 2020 ein durchschnittliches Wirtschaftswachstum von 2,2 % und ein Ölpreis von 120 US\$/Fass im Jahr 2020 angenommen. Ein Teilergebnis (für Strom und Fernwärme) über die Ausgangssituation wurde von der EEA veröffentlicht (Baumann et al. 2011).

Energieeffizienzpaket

Im Rahmen der bundesverfassungsrechtlichen Kompetenzverteilung sollen ein Energieeffizienzgesetz des Bundes und entsprechende Regelungen in den Ländern erarbeitet werden. Vorschläge für den Aufbau und Elemente eines Energiesparpaketes wurden in BMWA (2007) erarbeitet. Für die Landwirtschaft sind dabei folgende Aspekte relevant: (i) Zielfestlegungen für den Endenergieverbrauch der Sektoren und die Zusammensetzung des Energiemix; (ii) rationeller Energieeinsatz und (iii) die Anpassung der Materiengesetze (BMWFA und BMLFUW 2010, S. 42).

²⁰⁹ Durch die Vorgaben der Richtlinie über erneuerbare Energien ist in der gesamten EU mit einer deutlichen Steigerung der Nachfrage nach erneuerbaren Energieträgern zu rechnen.

Bioenergie

Bioenergie hat ein beträchtliches Potenzial und kann in verschiedenen Formen (fest, flüssig und gasförmig) und unterschiedlichen Temperaturbereichen zur zukünftigen Energieversorgung beitragen. Wichtige Themen sind dabei: (i) umweltfreundliche Verbrennungstechnologien (Steigerung des Wirkungsgrads durch Kondensation, Reduktion der Feinstaubproblematik, Minderung der NO_x-Emissionen, Rauchgasreinigung und Filtertechnik); (ii) fortgeschrittene biogene Treibstoffe und ihre wirtschaftliche und soziale Bewertung; (iii) Netz-Einspeisung von Biogas und Bio-Methan und (iv) Systemfragen und Technologien zur *Biobased Industry* (Bioraffinerien) und der verstärkten kaskadischen Nutzung von biogenen Rohstoffen (BMWFA und BMLFUW 2010, S. 49).

Strom aus Biomasse und Biogas

Die Stromerzeugung aus Biomasse und Biogas wurde in den vergangenen Jahren in Österreich ausgebaut und soll aufgrund der hohen Energieeffizienz bei der gekoppelten Strom- und Wärmeerzeugung weiter fortgesetzt werden.

So sieht etwa das Ökostromgesetz 2012 (RÖ 2012²¹⁰) vor, dass bis zum Jahr 2015 der Anteil an Ökostrom bei 15 % liegt sowie u.a. die zusätzliche Errichtung von 100 MWel aus Biomasse und der zusätzliche Ausbau von 700 MW Windkraft anzustreben sind. Der weitere Ausbau der Stromerzeugung aus biogenen Energieträgern soll dabei mit dem Biomasseeinsatz im Bereich Wärmeerzeugung abgestimmt werden (BMWFA und BMLFUW 2010, S. 84).

Biomasse für Gebäude

Biomasse ist auch für Gebäude mit höherem Energiebedarf, bei denen eine Komplettsanierung hin zu besonders geringem Verbrauch aus bestimmten Gründen nicht möglich ist, gut einsetzbar. Trotzdem haben im Rahmen des Förderprogramms auch bei Verwendung des Energieträgers Biomasse Effizienzmaßnahmen erste Priorität.

Die Kombination von Biomasse mit Solarwärme ist besonders sinnvoll und es sind entsprechende Anreize zu setzen. Weiters sind auch umfassende Begleitmaßnahmen in den Bereichen Schulung und Qualitätssicherung zu setzen, um die Umsetzung effizienter Anlagen sicherzustellen. Gefördert werden sollen ausschließlich Umwandlungstechnologien, die einen Umwandlungsgrad von mindestens 85 % gemäß Erneuerbare Energie-Richtlinie haben. (BMWFA und BMLFUW 2010, S. 59).

Biodiesel- und Bioethanol

Als zentraler Beitrag zur Erreichung der europäischen Zielsetzung von 10 % erneuerbarer Energieträger im Verkehrssektor im Jahr 2020, sollen unter anderem E 10 / B 10 in Österreich ab dem Vorliegen einer europäischen Norm (E 10 voraussichtlich im Jahr 2012, B 10 voraussichtlich im Jahr 2017) eingeführt werden. Dies ist zusätzlich zum Beitrag der Elektromobilität notwen-

²¹⁰ Vorgänger des Ökostromgesetzes 2012 sind RÖ (2002) und RÖ (2008) in Kombination mit RÖ (2008a).

dig. Bioethanol aus österreichischer Produktion kann rund 5 PJ bei der Substitution fossiler Treibstoffe beitragen. Ab dem vollen Einsatz der geplanten österreichischen Produktionskapazität für Bioethanol können jährlich rund 400.000 t CO₂-Äquivalent eingespart werden.

Neben der Biodiesel- und Bioethanol-Beimischung sind folgende weitere Einsatzbereiche von Biokraftstoffen zu forcieren: (i) Reinverwendung von Biodiesel (B 100); (ii) Reinverwendung von Bioethanol (E85 – Superethanol), (iii) Reinverwendung von Pflanzenöl und (iv) deutliche Steigerung der Biogasverwendung durch Markteinführung eines Bio-CNG-Mischgaskraftstoffes mit mindestens 20 % Biogasanteil bis hin zu reinem Biogaseinsatz, mit dem Ziel des Einsatzes von etwas mehr als 200.000 Fahrzeugen (auf Basis Bio-CNG) in der Flotte bis zum Jahr 2020 (BMWFA und BMLFUW 2010, S. 77).

Ausbau der erneuerbaren Energien und Einsparpotenzial in Österreich

Erste Abschätzungen der AEA über die Aufbringung der zusätzlichen erneuerbaren Energie zur Erreichung eines Anteils von 34 % bis zum Jahr 2020 im Vergleich zum Jahr 2005 in Österreich ergaben:

+14,5	PJ aus Wasserkraft, entspricht rund 4 TWh
+30	PJ aus Forstwirtschaft
+60-80	PJ aus Landwirtschaft
+30	PJ aus sonstigen Erneuerbaren und

zwei Drittel des Bedarfs an Biokraftstoffen aus dem Ausland (Kirchner 2008)

Kirchner (2008) präsentierte auch eine erste Abschätzung der Mehrinvestitionen und Wirkungen dieses Ausbaus der erneuerbaren Energien:

7,3 Mrd. €	Induzierte Mehrinvestitionen gegenüber fossilem Szenario (Barwert)
108 €	durchschnittliche Mehrinvestitionskosten pro Jahr u. Haushalt
40-50 Mio. €	Mehrkosten pro Jahr
440 Mio. €/Jahr	Wertschöpfung
6.600	Beschäftigte zusätzlich pro Jahr durch Mehrinvestitionen im Inland

Tabelle 39:
Einsparpotenzial
in Österreich in
ausgewählten
Sektoren laut
Studie der AEA

	Potenzial PJ/a 2020	Mehrinvestitionen Mio. €/a	Beschäftigung VZÄ
Raumwärme	40,9	464	105,030
Verkehr	40,5	1.238	266,105
KWK	5,5	1	0
Elektrizität	6,6	55	9,330
Summe PJ/a	93,6	1.757	380,465

Quelle: Kirchner (2008)

Laut Kraftstoffverordnung 2012 (RÖ 2012) wird der Beitrag von Biokraftstoffen, die aus Abfällen, Reststoffen aus land- oder forstwirtschaftlicher Produktion einschließlich der Fischerei oder von Aquakulturen, aus Verarbeitungsrückständen, aus zellulosehaltigem Non-Food-Material oder lignozellulosehaltigem Material hergestellt werden, für die Substitutionspflicht (Beimischungszwang) doppelt angerechnet. Dadurch wird das Ziel faktisch herabgesetzt, denn der Zielwert wird bereits bei einer geringeren Substitution erreicht.

5.3.5 Der Energiefahrplan 2050 der EU

Dieser Fahrplan (*Roadmap*) der EK (2011) für eine *“low carbon economy”* bis zum Jahr 2050 vom 12.12.2011 beruht auf der Leitinitiative für ein ressourcenschonendes Europa 2020 (EK 2011a). Er hält eine Verringerung der THG-Emissionen um 80-95 % für notwendig, um die Erderwärmung auf weniger als 2° C zu beschränken; daher sieht er bis zum Jahr 2050 eine 80 %ige Reduktion der THG im Vergleich zum Jahr 1990 vor. Das bedeutet für den Verkehr, dass mehr als eine Halbierung der THG-Emissionen erreicht werden sollte. Konzepte darüber, wie das erreicht werden könnte, stellt das EU-Weißbuch Verkehr EK (2011c) vor. In diesem Sektor soll der Anteil an erneuerbaren Energieträgern (Biokraftstoffe, Strom) mindestens 10 % betragen.

Der Fahrplan stellt Wege vor, wie sein Ziel unter Gewährleistung der Energieversorgungssicherheit und der Wettbewerbsfähigkeit erreicht werden soll. Die Kommission bedient sich dabei verschiedener Szenarien, die sich hinsichtlich der vier Hauptdekarbonisierungswege (Energieeffizienz, erneuerbare Energien, Kernenergie und CO₂-Abtrennung und -Speicherung) unterscheiden. Auf dieser Basis sollen die Mitgliedsstaaten die notwendigen energiepolitischen Entscheidungen treffen und ein stabiles Geschäftsumfeld für private Investitionen, insbesondere bis zum Jahr 2030, schaffen können.

„Die Szenarios zeigen, dass eine Dekarbonisierung des Energiesystems möglich ist. Zudem unterscheiden sich die Kosten für den Umbau des Energiesystems nicht wesentlich von denen des Szenarios „aktuelle politische Initiativen“ (API-Szenario). Die Kosten des gesamten Energiesystems (einschließlich Brennstoff-, Strom- und Kapitalkosten, Investitionen in Ausrüstung, energieeffiziente Produkte usw.) würden nach dem API-Szenario im Jahr 2050 etwas weniger als 14,6 % des europäischen BIP betragen gegenüber 10,5 % im Jahr 2005. Hierbei zeigt sich eine erhebliche Änderung der Rolle der Energie in der Gesellschaft. Die Abhängigkeit von volatilen Preisen für fossile Brennstoffe würde in den Dekarbonisierungsszenarios abnehmen, da die Importabhängigkeit 2050 auf 35-45 % gegenüber 58 % im Rahmen der aktuellen Politikansätze sinkt.“ (EK 2011a).

„Die durchschnittlichen Kapitalkosten des Energiesystems werden signifikant steigen – für Investitionen in Kraftwerke und Stromnetze, in industrielle Energieanlagen, Heiz- und Kühlsysteme (einschließlich Fernwärme und Fernkälte), intelligente Stromzähler, Dämmstoffe, effizientere Fahrzeuge mit niedrigen CO₂-Emissionen, Geräte zur Nutzung lokaler erneuerbarer Energien (Solarwärme und Photovoltaik), nachhaltige Energieverbrauchsgüter usw.“. Schutzmaßnahmen gegen die Verlagerung von CO₂-Emissionen müssen in Abhängigkeit von den Anstrengungen von Drittländern genau verfolgt werden. (EK 2011a).

Sicher ist, dass sich der Anteil von Strom an der Endenergienachfrage, der bisher 36-39 % beträgt, bis zum Jahr 2050 fast verdoppeln und ca. 65 % der Energienachfrage von Personenkraftwagen und leichten Nutzfahrzeugen decken wird. Bei allen Dekarbonisierungsszenarios müssen außerordentlich große Energieeinsparungen erzielt werden. Die Primärenergienachfrage sollte bis zum Jahr 2030 um 16 % bis 20 % und bis 2050 um 32 % bis 41 % gegenüber Höchstwerten im Zeitraum 2005-2006 sinken. Um das zu erreichen, müssen schärfere Maßnahmen in allen Wirtschaftsbranchen getroffen werden. (EK 2011a).

Für alle fossilen Brennstoffe gilt, dass die CO₂-Abtrennung und -Speicherung ab ca. 2030 im Stromsektor eingesetzt werden muss, um die Dekarbonisierungsziele zu erreichen. „Im Fall einer eingeschränkten Kernenergieerzeugung wird sie mit einem Anteil von bis zu 32 % an der Stromerzeugung eine besonders große Rolle spielen und in den anderen Szenarios (mit Ausnahme des Szenarios „hoher Anteil erneuerbarer Energien“) einen Anteil von 19 % bis 24 % haben.“ Die Kernenergie bleibt weiterhin eine zentrale Energiequelle für die CO₂-arme Stromerzeugung. Sie könnte bis zu 18 % der Primärenergie beitragen. (EK 2011a).

„Die erneuerbaren Energien werden in Europa ins Zentrum des Energiemixes rücken, wobei der Weg von der technologischen Entwicklung hin zur Massenproduktion und umfassenden Einführung, vom Einsatz im kleinen Maßstab hin zum Einsatz im großen Maßstab – unter Einbeziehung sowohl lokaler als auch weiter entfernt gelegener Ressourcen, vom subventionierten Produkt hin zum wettbewerbsfähigen Produkt führt.“ (EK 2011a).

„Die Dekarbonisierung setzt große Mengen an Biomasse für Heizung, Strom und Verkehr voraus. Im Verkehrssektor wird ein Mix unterschiedlicher alternativer Kraftstoffe als Ersatz für Erdöl mit speziellen Anforderungen für die verschiedenen Verkehrsträger benötigt. Biokraftstoffe werden wahrscheinlich eine Hauptoption für die Luftfahrt, den Langstreckenstraßenverkehr und den Schienenverkehr, wo keine Elektrifizierung möglich ist, sein.“ (EK 2011a).

Die Landwirtschaft soll ihre THG-Emissionen ohne CO₂ (hauptsächlich N₂O und CH₄) bis zum Jahr 2030 um 42 % und bis 2050 um 49 % reduzieren. Zu diesem Zeitpunkt wird die Landwirtschaft für ein Drittel dieser Emissionen verantwortlich sein. Diese Ziele sollen durch folgende Maßnahmen erreicht werden: Höhere Effizienz, effizienterer Düngereinsatz, besseres Management der Exkremate und deren Verwendung zur Biogaserzeugung, besseres Futter, höhere Produktivität der Tiere, lokale Diversifizierung und Kommerzialisierung der Produktion, Nutzung der biologischen Wirtschaftsweise für diese Zwecke, und höhere Speicherung von Kohlenstoff im Boden und Wald durch entsprechende Bewirtschaftungsmethoden (Erhaltung von Grünland, Regenerierung von Feuchtflächen und Mooren, minimale Bodenbearbeitung, Erosionsbekämpfung, Aufforstung). Dem Boden wird somit eine Rolle zugestanden, die im Kyoto Protokoll nur auf freiwilliger Basis erfasst werden konnte, nämlich unter „*Land use and land use change*“ (LULUC). Dort sind nur die N₂O und CH₄-Emissionen der Landwirtschaft verpflichtend zu melden. Gleichzeitig anerkennt der Fahrplan den zunehmenden Bedarf an Flächen für nichtlandwirtschaftliche und energetische Nutzung einerseits und die weltweite Ernährungssicherung andererseits. Daraus folgt die Notwendigkeit einer weiteren Steigerung der Produktivität unter Nachhaltigkeitsbedingungen, Wahrung der Biodiversität und der Umwelt im Allgemeinen. (EK 2011b).

Die Machbarkeit einer zu 100 % auf erneuerbaren Energieträgern beruhenden Energieversorgung bis 2030 (in der EU) bzw. 2050 (global) versucht Ecofys (2012b, 2011)²¹¹ zu beweisen. Hill et al. (2012)²¹² untersuchen die Möglichkeiten und Wirkungen von Maßnahmen zur

211 <http://www.ecofys.com/de/veroeffentlichung/the-energy-report/>, http://awsassets.panda.org/downloads/report_eu_2030_re_target.pdf

212 <http://www.eurtransportghg2050.eu/cms/assets/Uploads/Reports/EU-Transport-GHG-2050-II-Final-Report-29jul12.pdf>

Reduktion der THG-Emissionen im Verkehrssektor und empfehlen, wie das bis 2050 geschafft werden könnte. Das Europäische Parlament hat einen Bericht über den Fahrplan 2050 und seine Umsetzung erstellt (Tzavela 2013).

Die EK arbeitet unter Einbindung von Airbus und anderen Beteiligten an einem Fahrplan, mit dem die Luftfahrt dazu gebracht werden soll, bis zum Jahr 2020 2 Mt des Verbrauchs von Kerosin durch Bio-Kerosin zu ersetzen²¹³.

5.3.6 Energieautarkie

Autarkie bedeutet, den Verbrauch eines bestimmten Gutes innerhalb einer bestimmten Region durch Produktion in derselben Region zu decken. Wenn man Autarkie bei einem Gut anstrebt, verzichtet man auf den Import dieses Gutes und weitet seine Produktion in der Region soweit aus, dass keine Importe mehr nötig sind. Wenn die Produktion in der Region teurer ist als der Import des Gutes, ist die Verfolgung des Ziels Autarkie mit „sozialen Kosten“ verbunden und kann nur durch politische Maßnahmen (Subventionen, Importbeschränkungen, Zölle, Steuern, Verwendungszwang) erreicht werden. Solche Maßnahmen können gerechtfertigt sein, wenn sie zur Steigerung der Produktion eines öffentlichen Gutes, zum Beispiel zur Senkung der THG-Emissionen, führen. Sie sind aber unzulässig, wenn sie gegen internationale Verträge (WTO) verstoßen.

In einem Forschungsprojekt des BMLFUW (Guggenberger und Biberacher 2012) wurde ein übertragbares und wissenschaftlich fundiertes Modellierungsframework entwickelt, mit dessen Hilfe regionale Biomassennutzungsketten und deren energetische Vorleistung bewertet und optimiert werden können. Seine Anwendung auf die Region Sauwald (OÖ) bestätigte, dass feste Biomasse den Wärmebedarf der Region (knapp 160 GWh/Jahr) decken kann. Er wurde in einer räumlichen Auflösung von 1 km x 1 km für Haushalte, öffentliche Einrichtungen sowie Gewerbe ermittelt. Die Schätzung der technischen Potenziale der erneuerbaren Energieträger in der Modellregion ergab für Solarthermie 158, Photovoltaik 58 und Umgebungswärme 43 GWh/Jahr. Der derzeitige Strombedarf beträgt rund 70 GWh/Jahr. Das Energiesystem wurde im Hinblick auf Energieautarkieszenarien bei einer optimalen Nutzung der regional verfügbaren Biomasse optimiert. Bei einem langfristigen Ölpreisniveau von 120 US\$/Fass entstehen keine Mehrkosten gegenüber ölbasierter Wärmeerzeugung. Solarthermie ist durch die relativ hohen Investitionskosten der Anlagen nie Teil der kostenoptimalen Lösung, während günstige Umgebungswärme zum Teil genutzt wird. Im Bereich der Stromversorgung ist Autarkie ohne Nutzung der Windkraft nur schwer realisierbar. Die Kosten der Autarkieszenarien übersteigen jene der konventionellen Nicht-Autarkieszenarien deutlich, was unter anderem an dem notwendigen großflächigen Einsatz von Photovoltaik zur Erreichung des Autarkieziels liegt. Der Bedarf nach regional erzeugtem Strom in den Autarkieszenarien führt zu einem Ausbau von Biomasseanlagen mit Kraft-Wärme-Kopplung (KWK), die unter den Bedingungen der Region weder energetisch noch ökonomisch effizient

²¹³ http://ec.europa.eu/energy/technology/events/2011_05_18_biofuels_in_aviation_en.htm

sind. Lokale Treibstoffproduktion wird sowohl aufgrund der geringen Potenziale von Energiepflanzen sowie verhältnismäßig hoher Produktionskosten in Zukunft keine signifikante Rolle spielen.

Energieautarkie für Österreich 2050

Eine Studie mit diesem Titel wurde vom Klima- und Energiefonds im Jahr 2010 finanziert, um herauszufinden, ob Energieautarkie für Österreich bis zum Jahr 2050 technisch machbar ist (Streicher et al. 2011) bzw. darzustellen, wie das Energiesystem aussehen müsste, um Energieautarkie zu verwirklichen. Es wurden zwei Szenarien für das Jahr/oder bis zum Jahr 2050 untersucht, eines mit dem Energieverbrauch des Jahres 2008 und ein Wachstumsszenario mit einem jährlichen Wachstum der Energiedienstleistungen und der Bruttowertschöpfung in der Industrie um 0,8 %/Jahr. Die Umstellung auf Autarkie bedingt eine starke Verlagerung des Verkehrs auf die Schiene und auf öffentliche Verkehrsmittel. Der verbleibende PKW-Verkehr müsste fast vollständig elektrisch bewältigt werden, um die knappen möglichen Mengen an verfügbaren heimischen Kraftstoffen aus erneuerbaren Rohstoffen für schwere Nutzfahrzeuge und Maschinen in der Land- und Bauwirtschaft einsetzen zu können. Der Gebäudeenergiebedarf müsste um mindestens 44 % vermindert und im Wachstumsszenario fast ausschließlich mit einer Kombination aus Wärmepumpe und Solarthermie bereitgestellt werden. Der Endenergiebedarf müsste im Wachstumsszenario durch Effizienzsteigerungen um knapp 40 % verringert werden. In beiden Szenarien muss die Biomassenutzung gegenüber dem Jahr 2008 gesteigert werden, und zwar um 13 bzw. 36 %; letzteres schöpft das verfügbare Biomassepotenzial zu 95 % aus. Dabei wird angenommen, dass nur landwirtschaftliche Überschussflächen genutzt werden und die Flächen für die Nahrungs- und Futtermittelproduktion konstant bleiben.

Energieautarke Regionen

Scheer (2005), einer der wichtigsten Kämpfer für eine Energiewende in Europa, plädiert für einen konsequent regionalen und dezentralen Ansatz beim Ausbau erneuerbarer Energien. In der Debatte werde allzu oft vergessen, dass durch den Einsatz alternativer Energien auch Kosten für die Infrastruktur, den Transport und die Beseitigung von Umweltschäden eingespart würden. Herkömmliche Systeme hätten eine Internationalisierung und eine ausgeprägte Infrastruktur mit Pipelines und anderen Transportwegen zwangsläufig notwendig gemacht. Dies habe eine einseitige Eigentümerstruktur begünstigt und die Volkswirtschaften von einigen wenigen Anbietern fossiler Rohstoffe abhängig gemacht. Der Eurosolar-Präsident warnte davor zu versuchen, alternative Energien einfach durch dieses etablierte konventionelle Versorgungssystem zu schleusen. Energieformen seien umso effizienter, je weniger Umwandlungsschritte man zur Bereitstellung brauche und je geringer der Infrastrukturbedarf sei. Es gebe in Mitteleuropa keinen zwingenden Grund, für die Erzeugung von erneuerbarer Energie auf Windparks vor der Küste oder Solaranlagen in der Sahara auszuweichen. Sonne und Windkraft seien überall nutzbar und stünden auch hierzulande ausreichend zur Verfügung. Infrastrukturkosten sollten vermieden werden; beispielsweise rechtfertige die potentiell höhere Auslastung von Windrädern auf dem Meer nicht den sehr hohen

Aufwand für die Erstellung und Wartung dieser Anlagen. Stattdessen müsse man die dezentrale Stromerzeugung in den Mittelpunkt stellen. Auf diese Weise könnten Monopole aufgebrochen und Anbieterstrukturen vervielfältigt werden (AGRAR-EUROPE 2007, Länderberichte S. 6).

Der Einsatz von Biomasse sichert nicht nur Arbeitsplätze in ländlichen Regionen und bringt zusätzliche Einkommensimpulse für die Bauern und die Region, sondern leistet auch einen Beitrag zur Erhaltung der Lebensgrundlagen. Die heimische Landwirtschaft und ausgewählte Regionen verfolgen innovative Konzepte, um die Entwicklung und Erzeugung von Energie aus Biomasse voranzutreiben. Nachfolgend werden Beispiele von energieautarken Regionen bis zum energieautarken Landwirt angeführt:

- ■ ■ Burgenland verkündete im Jänner 2013, dass es seinen Strombedarf zu 100 % aus erneuerbarer Energie abdeckt. Es will bis 2015 1.300 MW Windstrom erzeugen, so viel wie ganz Österreich im Jahr 2012²¹⁴.
- ■ ■ Gemeinden, welche mit erneuerbaren Energien energieautark sind bzw. werden wollen:
 - Auland Carnuntum (16 Gemeinden)
 - Güssing/Burgenland²¹⁵
 - Neukirchen an der Enknach/OÖ
 - St. Andrä im Lungau²¹⁶
 - Werfenweng/Salzburg u.a.
- ■ ■ Erster Energieautarker Bauernhof in Österreich²¹⁷
- ■ ■ Forschungsbericht „Energiebaukasten® Munderfing“, im Auftrag der Gemeinde Munderfing²¹⁸
- ■ ■ Im Rahmen des Projektes KOMEOS – „Konzeption von multifunktionalen Energiezentren für die Oststeiermark“ wurden erneuerbare Energieanlagen, die aus einer Verknüpfung verschiedener Technologien und Rohstoffe (Biomasse, Biogas und Biotreibstoffe) entstehen, untersucht. Ziel war die Konzeption wirtschaftlich und ökologisch tragfähiger multifunktionaler Energiezentren für den ländlichen Raum.²¹⁹
- ■ ■ Das Bioenergiedorf Jühnde zeigt, dass die eigenständige Strom- und Wärmeversorgung eines ganzen Dorfes durch Biomasse tatsächlich möglich ist. Diese Initiative für den ländlichen Raum wurde vom Interdisziplinären Zentrum für Nachhaltige Entwicklung der Universität Göttingen ins Leben gerufen und wissenschaftlich begleitet. Im Leitfaden „Wege zum Bioenergiedorf“ wurden die umfangreichen Ergebnisse und Erfahrungen leicht verständlich und auf andere Gemeinden übertragbar aufbereitet. Inzwischen sind weitere Bioenergiedörfer in Deutschland verwirklicht worden²²⁰
- ■ ■ Die innovativsten Bioenergie-Regionen Deutschlands werden im Internet präsentiert²²¹

214 Der Standard, 10.1.2013, S. 14

215 <http://www.eee-info.net/>

216 <http://oesterreich.orf.at/salzburg/stories/94438/>

217 <http://www.energiebauernhof.com>

218 http://www.energiwerkstatt.at/dokumente/20060314_ebau_bericht.pdf

219 haider@regionalmanagement.at, www.oeko-cluster.at

220 <http://www.wege-zum-bioenergiedorf.de/>

221 <http://www.bioenergie-regionen.de/>

6 Maßnahmen

6.1 Maßnahmengruppen

Eine langfristige ökonomische und ökologische Neuorientierung sollte die Leitlinien „*Low Energy - Low Carbon - Low Distance*“ verfolgen (Kletzan-Slamanig et al. 2009):

- **Low Energy:** das betrifft Maßnahmen zur Bereitstellung von Energiedienstleistungen (Mobilität, Raumwärme) mit geringem Energieverbrauch und die Steigerung der Effizienz von Transformations- und Anwendungstechnologien. Beispiele: Etablierung des Passivhausstandards für Neubauten, hermische Sanierung des Gebäudebestands, Einsatz effizienter Geräte und Anwendungen, Vermeidung redundanter Energiedienstleistungen (Heizen nicht genutzter Räume, Stand-by-Energieverbrauch, Co-Generation von Strom und Wärme, Anpassung des Modal-Split usw.
- **Low Carbon:** das betrifft den kontrollierten Ausstieg aus der Nutzung fossiler Energieträger und deren Ersatz durch erneuerbare Energieträger. Das bedingt die Vermeidung der Nutzung fossiler Energie und Investitionen in die Nutzung von erneuerbaren Energieträgern, alternativen Antriebssystemen, solar-thermischer Energie usw.
- **Low Distance:** das betrifft einerseits die regionale Verfügbarkeit erneuerbarer Energieträger und ihre Verteilung durch die Schaffung von Netzstrukturen für Elektrizität und Wärme. Andererseits geht es um eine Vermeidung von redundanter Mobilität durch Siedlungs- und Raumplanung, Lebensstil, öffentlichen Verkehr usw.

Um diese Ziele zu erreichen, muss der Staat eingreifen und entsprechende Subventionen und Steuern einführen und Regelungen erlassen: Bodennutzungsbeschränkungen, Emissionsberechtigungen, Bedingungen zur Berücksichtigung von Umweltaspekten, Verteilungseffekten usw.). Diese wiederum sollten die Möglichkeiten der Wirtschaftsteilnehmer möglichst wenig einschränken, möglichst wenig kosten, möglichst viel bewirken und mit bestehenden internationalen Verpflichtungen und Regeln konform gehen.

„Das Klima- und Energiepaket der EU besteht aus einem umfassenden Regelwerk aus Verordnungen und anderen Maßnahmen, die sich auf mehrere Politikbereiche verteilen. Ein Beispiel dafür ist die Erneuerbare Energie-Richtlinie, die die Generaldirektionen Handel, Entwicklung, Landwirtschaft, Energie, Transport etc.) betrifft. In vielen Generaldirektionen wurden Einheiten oder Kontaktstellen eingerichtet, die einerseits für Kohärenz der EU-Maßnahmen zum Klimaschutz und andererseits für die Integration klimarelevanter Aspekte in ihren jeweiligen Politikbereich und die Umsetzung der diesbezüglichen Rechtsvorschriften sorgen sollen. Im Bereich der Außenpolitik wurde der Klimawandel wiederholt als Priorität definiert. Alle wichtigen Partnerschaftsabkommen mit Drittländern enthalten Kooperationsplattformen für den Klimaschutz. Auch in Handelsabkommen der 2. Generation wird wiederholt auf den Klimawandel hingewiesen. Dieser wird auch in der Entwicklungszusammenarbeit und deren Programmen als eine Priorität identifiziert.“ (Europäischer Rechnungshof 2013).

Die folgende Beschreibung der Maßnahmen konzentriert sich daher auf die für die zukünftige Entwicklung der Bioenergie wichtigsten Punkte. Weitere Informationen darüber finden sich auf der Homepage der Generaldirektion für Klimaaktionen (DG CLIMA) der EK, die im Februar 2010 aus der GD Umwelt herausgelöst wurde, um in diesem Politikbereich²²² den Überblick zu bewahren, und auf der Klimaanpassungsplattform der EEA, auf der auch Indikatoren, wissenschaftliche Analysen und beste Praxisbeispiele angeführt werden²²³.

6.2 Maßnahmen für erneuerbare Energieträger

Die EK sowie Österreich schlagen Maßnahmen vor, durch die der Binnenmarkt optimiert und Hindernisse für einen umfangreichen Ausbau erneuerbarer Energieträger beseitigt sowie deren Ausbau gefördert werden sollen. Dazu gehören Investitionsförderungen, Steuervergünstigungen und Einspeisetarife, mit denen erneuerbare Energieträger zur Erzeugung von Strom gefördert werden.

Die Erneuerbare Energie-Richtlinie (EU 2009) schreibt einen gemeinsamen Rahmen für die Förderung von Energie aus erneuerbaren Quellen vor. Sie legt verbindliche nationale Ziele für den Gesamtanteil von Energie aus erneuerbaren Quellen am Bruttoendenergieverbrauch und für den Anteil von Energie aus erneuerbaren Quellen im Verkehrssektor fest. Jeder Mitgliedstaat hat bis zum 30. Juni 2010 einen Aktionsplan für erneuerbare Energie zu erstellen, der die Gesamtziele für die Anteile von im Verkehr, Elektrizitäts- sowie Wärme- und Kältesektor verbrauchter Energie aus erneuerbaren Quellen im Jahr 2020 benennt und entsprechende Prognosen enthält. Bei Biomasse fördern die Mitgliedstaaten Umwandlungstechnologien, die einen Umwandlungswirkungsgrad von mindestens 85 % für Privathaushalts- und kommerzielle Anwendungen und von mindestens 70 % für industrielle Anwendungen erreichen. Bei der Förderung von Biokraftstoffen und flüssigen Brennstoffen sind Nachhaltigkeitskriterien zu beachten (siehe Kapitel 6.9.3, S. 206). Die durch die Verwendung von Biokraftstoffen und flüssigen Biobrennstoffen erzielte Einsparung von THG-Emissionen ist im Einklang mit Artikel 19 Absatz 1 zu berechnen und der EK zu berichten. Um die Maßnahmen dazu nachvollziehen zu können, wurde auf Ebene der EU dazu eine Transparenzplattform eingerichtet.²²⁴

6.2.1 Ökostrom

Die nationalen Aktionspläne für erneuerbare Energie sehen für die EU insgesamt eine Verdreifachung des Verbrauchs von erneuerbarer Elektrizität von 2005-2020 vor. Von den neu zu installierenden Kapazitäten zur Erzeugung von Elektrizität entfallen 33 % auf Windkraft am Festland, 8 % auf Windkraft am Meer und 8 % auf Biomasse. Die Photovoltaik soll von 2,2 GW im Jahr 2005 auf 84,3 GW im Jahr 2020 ausgebaut werden und dann 7 % der erneuerbaren En-

²²² http://ec.europa.eu/clima/policies/brief/eu/index_en.htm

²²³ <http://climate-adapt.eea.europa.eu/>

²²⁴ <http://www.transparency.eex.com/de/Information/motivation>

ergien Europas liefern. Spanien plant eine starke Ausdehnung der konzentrierten Solarenergie, Großbritannien will die Windkraft im Meer stark steigern und Deutschland die Photovoltaik. Fünf Mitgliedsstaaten, darunter Italien, werden erneuerbare Elektrizität auch importieren²²⁵.

Ziel des Ökostromgesetzes 2012 (ÖSG, BGBl. I Nr. 75/2011²²⁶) ist, bis zum Jahr 2015 15 % der Abgabemenge von Strom an Endverbraucher aus öffentlichen Netzen in Form von gefördertem Ökostrom aufzubringen. Bis zum Jahr 2020 soll ein Ausbau von Wasserkraft im Ausmaß von 1.000 MW (oder etwa 4 TWh), ein Ausbau von Windkraft im Ausmaß von 2.000 MW (etwa 4 Wh), ein Ausbau von Biomasse und Biogas im Ausmaß von 200 MW (etwa 1,3 TWh) sowie ein Ausbau von Photovoltaik von 1.200 MW (etwa 1 TWh) unter Verfügbarkeit der Rohstoffe bzw. der Standorte zu erfolgen. Für Photovoltaik-Anlagen über 5 KWp gibt es die Möglichkeit, einen Tarif von 18 Ct/KWh über den Zeitraum von 13 Jahren zu beantragen. Photovoltaikanlagen > 500 KWp werden künftig nicht mehr gefördert. Investitionszuschüsse werden begrenzt.

Das ÖSG 2012 regelt die Nachweise über die Herkunft elektrischer Energie aus erneuerbaren Energieträgern, Herkunftsnachweise für Ökostrom sowie die Anerkennung von Herkunftsnachweisen aus einem anderen EU-Mitgliedstaat, einem EWR-Vertragsstaat oder einem Drittstaat, die Voraussetzungen für und die Förderung der Erzeugung elektrischer Energie aus erneuerbaren Energieträgern, und die Aufbringung der Mittel für die durch die Förderung der Erzeugung elektrischer Energie aus erneuerbaren Energieträgern entstehenden Aufwendungen.

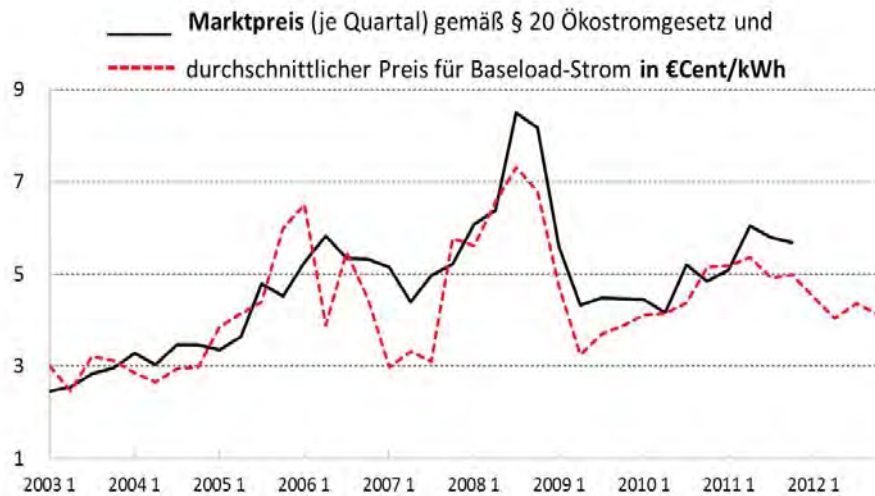
Gegenstand der Förderung sind insbesondere die Erzeugung von Ökostrom durch festgelegte Preise, soweit eine Kontrahierungspflicht der Ökostromabwicklungsstelle besteht, die Errichtung oder Revitalisierung von bestimmten Anlagen durch Investitionszuschüsse, und die Gewährung von Betriebskostenzuschlägen für Ökostromanlagen auf Basis von flüssiger Biomasse oder Biogas. Der BMWFJ hat im Einvernehmen mit den BMLFUW und dem BMASK durch Verordnung die Einspeisetarife in Form von Preisen pro KWh für die Kontrahierung von Ökostrom, soweit eine Kontrahierungspflicht gemäß § 12 besteht, für jedes Kalenderjahr gesondert festzusetzen.

An Förderungen für den Ausbau von Ökostrom wurde ein zusätzliches jährliches Unterstützungsvolumen von 50 Mio. € vorgesehen; dieser Betrag reduziert sich innerhalb der ersten zehn Jahre nach Inkrafttreten pro Kalenderjahr um 1 Mio. €. Für Photovoltaik stehen daraus 8 Mio. € jährlich zur Verfügung. 10 Mio. € entfallen auf feste und flüssige Biomasse sowie Biogas (davon 3 Mio. für feste Biomasse mit einer Engpassleistung bis 500 KW), mindestens 11,5 Mio. Euro auf Windkraft, mindestens 1,5 Mio. € auf Kleinwasserkraft sowie 19 Mio. € auf den Resttopf (Netzparität), der sich jährlich um 1 Mio. € verringert. Der Fördersatz ist die Differenz zwischen Einspeisetarif und Strommarktpreis zuzüglich Ausgleichsenergie. Daher reduziert sich die Zahl der geförderten Ökostromanlagen, wenn der Marktpreis von Strom (Abbildung 62) sinkt.

225 Price Warehouse Coopers (2011, S. 37)

226 <http://www.ris.bka.gv.at/Dokumente/Bundesnormen/NOR40130634/NOR40130634.pdf>

Abbildung 62:
Entwicklung der
durchschnittlichen Groß-
handelspreise
elektrischer
Grundlastenergie
in Ct/KWh,
2003-2012



Ab dem 1. Quartal 2004 liegen der Marktpreisberechnung die entsprechenden Settlement Preise der Leipziger Börse EEX Grundlast Quartalsfutures (Phelix) zugrunde
Quelle: E-Control, <http://www.e-control.at/de/statistik/oeko-energie/aktueller-marktpreis-gem-par-20-oekostromgesetz>; Europäische Strombörse EPEX, Preis für Baseload-Strom Spot je Quartal, <http://www.eex.com/en/Download>; eigene Darstellung

Gemäß § 41 Ökostromgesetz 2012 stellt die Energie-Control GmbH vierteljährlich die durchschnittlichen Marktpreise elektrischer Grundlastenergie fest; dabei handelt es sich um einen Großhandelspreis. Er betrug im vierten Quartal 2012 46,80 Euro/MWh²²⁷ (nach 46,34 Euro/MWh im 3. Quartal 2012). Der bisherige Höchstwert wurde im 2. Quartal 2011 mit 60,39 Euro/MWh erreicht, der niedrigste Wert zu Beginn der Aufzeichnungsperiode, also dem 1. Quartal 2003, mit 24,50 Euro/MWh (Abbildung 62)²²⁸.

Für den Abbau der Warteliste bei der Einreichungsstelle OeMAG wird ein von den KonsumentInnen finanziertes zusätzliches Unterstützungsvolumen von 80 Mio. € für Windkraft und 28 Mio. € für Photovoltaik zur Verfügung gestellt. Der Warteschlangenabbau von Wind und Photovoltaik durch Abschläge bei Einspeisetarifen war bereits vorher in Kraft. Für Photovoltaik-Tarifförderung wurden in den ersten 10 Stunden des Jahres 2013 mehr als 10.000 Anträge eingereicht; womit das diesbezügliche Fördervolumen für dieses Jahr bereits ausgeschöpft sein dürfte.

Laut ÖSG kann bei Photovoltaikanlagen künftig eine kombinierte Förderung von Investitionszuschüssen und Einspeisetarifen vorgesehen werden; eine Förderung von Anlagen über 500 KW kann nicht über Einspeisetarife erfolgen. Investitionszuschüsse sind auch für die Errichtung oder Revitalisierung von Anlagen vorgesehen, z. B. für KWK-Anlagen auf Basis von Ablauge (bis zum Jahr 2012 mit jährlich 2,5 Mio. €), Kleinwasserkraftanlagen (jährlich 16 Mio. €) und mittlere Wasserkraftanlagen (bis zum Jahr 2014 jährlich höchstens 7,5 Mio. €).

Rohstoffabhängige Anlagen erhalten Boni:

- Technologiebonus von 2 Ct/KWh zusätzlich zu Einspeisetarifen für Biogasanlagen, die Biogas in Erdgasqualität aufbereiten.
- Der KWK-Bonus von 2 Ct/KWh zusätzlich zu Einspeisetarifen für Anlagen auf Basis von Biomasse oder Biogas bleibt bestehen.

²²⁷ Das entspricht 4,68 Ct/kWh

²²⁸ <http://www.e-control.at/de/industrie/oeko-energie/oekostrommarkt/marktpreise-gem-paragraph-20>

- ■ ■ Erweiterungs-Bonus für bestehende Biomasse- und Biogasanlagen, die um mindestens 12,5 % der Kosten einer Neuinvestition der Gesamtanlage erweitert werden, bekommen zusätzlich zum alten Tarif 1 Cent/KWh.
- ■ ■ Betriebskostenzuschlag: Für Biogasanlagen ist ein „Betriebskostenzuschlag“ von max. 4 Ct/KWh zu verordnen, wenn für die Anlagen zum 20. Oktober 2009 ein Vertrag über die Kontrahierung von Ökostrom zu Einspeisetarifen bestand und sie aufgrund der Kostensteigerung im Vergleich zum Betriebsjahr 2006 nicht kostendeckend betrieben werden können.
- ■ ■ Nachfolgetarife für rohstoffabhängige Anlagen: Der Wirtschaftsminister hat nach Ablauf der Kontrahierungspflicht für rohstoffgebundene Anlagen einen Nachfolgetarif per Verordnung festzusetzen, sofern ein Brennstoffnutzungsgrad von 60 % erreicht wird.
- ■ ■ Als Ersatz für den wegfallenden Verrechnungspreis werden die Mehrkosten über einen „Ökostromförderbeitrag“ aufgebracht, der als Aufschlag auf das Systemnutzungs- und Systemverlustentgelt aufgeschlagen wird (Messentgelt wird davon ausgenommen). Weitere Fördermittel entspringen der Ökostrompauschale. Die Zählpunktpauschale (aktuell ca. 114 Mio. €) wird für die Netzebenen 1-6 wie folgt festgesetzt:
 - NE 1-4 35.000 € (statt 15.000 €) pro Zählpunkt
 - NE 5 5.200 (statt 3.300 €) pro Zählpunkt
 - NE 6 420 (statt 300 €)
 - NE 7 10 (statt 15 €) pro Zählpunkt
- ■ ■ Haushalte, die von der GIS befreit sind, werden mit maximal 20 € an Ökostromkosten belastet.

Von den rund 300 Mio. €, mit denen im Jahr 2011 Ökostrom in Österreich subventioniert wurde, entfielen 56 Mio. € auf Windenergie²²⁹.

Einspeisetarife

Die Ökostrommengen werden zum größten Teil über die von den Stromlieferanten zu bezahlenden Verrechnungspreise finanziert, die jährlich per Verordnung festgesetzt werden (Tabelle 40).

Die vom 1. Juli 2012 bis Ende des Jahres 2013 gültigen Einspeisetarife wurden in der Ökostrom-Einspeisetarifverordnung 2012 festgelegt²³⁰. Für Betreiber von kleinen Photovoltaikanlagen (mit bis zu 5 KW Peak) gelten keine gesetzlichen Einspeisetarife, sondern die Angebote verschiedener Stromversorgungsunternehmen; die Preise liegen meist bei oder unter 10 Ct/KWh²³¹.

	2007	2008	2009	2010	2011
Kleinwasserkraft	6,47	6,23	6,41	6,44	8,09
Sonstiger Ökostrom	10,33	11,00	10,51	12,42	12,76

Quelle: E-Control (2011)

Tabelle 40:
Verrechnungs-
preise für Öko-
strom in Österrei-
ch, in Ct/KWh

229 Der Standard, 9.1.2013

230 307. Verordnung, BGBl. vom 18. September 2012, Teil II. www.ris.bka.gv.at

231 siehe Übersicht ‚Strom verkaufen‘ auf <http://www.pvaustria.at/content/page.asp?id=285>

Unter „Sonstiger Ökostrom“ fallen Biomasse, Photovoltaik und Windkraft (siehe Tabelle 9). Die Ökostrom-Einspeisemengen und Vergütungen in den Jahren 2009 und 2010 finden sich in E-Control (2011)²³². Für Strom aus Photovoltaikanlagen mit bis zu 5 KW_p werden von verschiedenen Unternehmen unterschiedliche Preise angeboten, die sich am Marktpreis orientieren. Die betreffenden Angebote können auf der PVA-Plattform für Überschuss-Einspeiser abgefragt werden²³³.

Tabelle 41: Einspeisetarife für Strom aus verschiedenen Quellen, 2010 in Ct/KWh

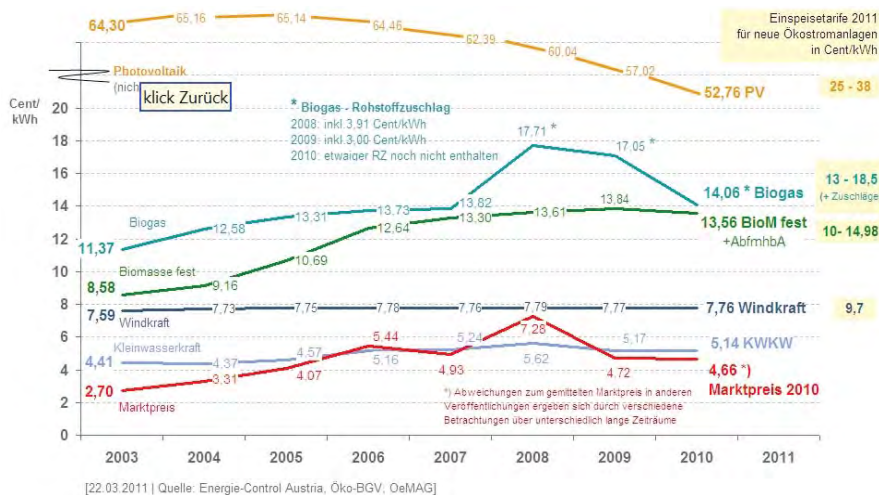
	Biogas	Feste Biomasse		Photovoltaik am Gebäude	Photovoltaik freistehend
< 250 KW	18,50	14,98	5 – 20 KW _p	38,00	35,00
250 – 500	16,50	14,98	> 20 KW _p	33,00	25,00
500 – 1.000	13,00	13,54			
1.000 – 1.500	''	13,10			
1.500 – 2.000	''	12,97			
2.000 – 5.000	''	12,26			
5.000- 10.000	''	12,06			
> 10.000	''	10,00			
Anmerkungen:	Reststoffe: -20 %	Abschläge bei Rohstoffeinsatz		Windkraft	9,70

Quelle: ökoenergie 78/2010, S. 3. <http://www.e-control.at/de/industrie/oeko-energie/einspeisetarife>. Übersicht 2010/11: http://www.e-control.at/portal/page/portal/medienbibliothek/oeko-energie/dokumente/pdfs/Einspeisetarife%202010%20und%202011_0.pdf

In Deutschland betragen die durchschnittlich gezahlten Vergütungssätze im Jahr 2012 für Strom aus Windenergie *onshore* 8,8 Ct/KWh, aus Wasserkraft 8,5 Ct/KWh und aus Sonnenenergie (PV) 36,5 Ct/KWh (Küchler et al. 2012).

Die Entwicklung der Einspeisetarife für neue Ökostromanlagen in Österreich seit dem Jahr 2003 zeigt Abbildung 63.

Abbildung 63: Entwicklung der Einspeisetarife (in Ct/KWh) für Strom aus Ökostromanlagen in Österreich, 2003-2010



Quelle: E-Control²³⁴

232 http://www.e-control.at/portal/page/portal/medienbibliothek/oeko-energie/dokumente/pdfs/eca_oekostrombericht%202011.pdf, S. 40

233 <http://www.pvaustria.at/content/page.asp?id=285>

234 <http://www.e-control.at/de/konsumenten/oeko-energie/kosten-und-foerderungen/einspeisetarife-marktpreis>

6.2.2 Gas und Wärme

Im Rahmen des Österreichischen Programms für die Entwicklung des ländlichen Raums (LE 7-13, Maßnahme M321c) erhalten landwirtschaftliche Betriebe, die Biomasseheizungen (Anlagen für Biomasse-Nahwärme, Biomasse Kraft-Wärme-Kopplung und Wärmeverteilung) installieren, einen Investitionszuschuss. In den Jahren 2007-2011 haben 366 Projekte diese Fördermöglichkeit in Anspruch genommen. Für Biomasseanlagen mit einer Leistung von mehr als 4 MW oder einem Investitionsvolumen von über 500.000 € wurden im Rahmen der Maßnahme M311a (Diversifizierung) bis zum Jahr 2011 96 Projekte gefördert. Das betrifft Projekte mit überwiegender Energieverkauf an Dritte, insbesondere kleinräumige Biomassewärmeeerzeugungs-, -leitungs- und -verteilanlagen und Biogasanlagen einschließlich Nebenanlagen (Kraft-Wärme-Kopplung etc.) sowie Anlagen zur Erzeugung von Energieträgern aus nachwachsenden Rohstoffen (BMLFUW 2012a, 2010). Weitere Maßnahmen zur Förderung von Gas und Wärme aus erneuerbaren Energieträgern sind in Tabelle 42 angeführt.

Energie	Maßnahmen/Kriterien/Vorgaben	Gesetz/Verordnung
Biogas	Sonderförderung – Rohstoffzuschlag von 4 Ct je kWh für Betreiber von Biogas- und flüssige Biomasseanlagen	Verordnung des Bundesministers für Wirtschaft und Arbeit, mit der die Rohstoffzuschläge für Anlagen auf Basis von flüssiger Biomasse und von Biogas für das Kalenderjahr 2008 bestimmt werden, BGBl. II Nr. 212/2008 vom 19.06.2008
Biomasseheizwerke	Investitionsförderung	LE 07-13, Maßnahmen M321c (bis 4 MW) und M311a (über 4 MW) (BMLFUW 2007)
Wärme	CO ₂ -Reduktion: Erfüllung von Effizienzkriterien, z. B. Kraft-Wärmekopplung Wirkungsgrad 85 % bei privaten Haushalten und 75 % bei industriellen Anlagen	Mündliche Mitteilung Österreichische Biomasseverband, 2008

Quelle: Eigene Zusammenstellung

Tabelle 42:
Ausgewählte
Maßnahmen zum
Ausbau von Gas
und Wärme aus
erneuerbaren
Energieträgern

Deutschland fördert Strom aus Biogas mit einem NaWaRo-Bonus von 7 Ct/kWh; die Abnahmegarantie läuft 20 Jahre. Dadurch kommt es bei Mais zu einer Subvention von ungefähr 1.000 €/ha, durch die sich der Anbau von Mais um ungefähr 200 €/ha mehr lohnt als jener von Weizen oder Roggen. Das hat zu einem erheblichen Maisboom geführt²³⁵.

6.2.3 Biokraftstoffe

Maßnahmen zum Ausbau von Biokraftstoffen sind in der Tabelle 43 und zum Ausbau erneuerbarer Energieträger, soweit sie die Landwirtschaft betreffen, in Tabelle 45 angeführt.

Daten über die Erzeugung und Verwendung von Biokraftstoffen in Österreich finden sich in Tabelle 6 (S. 35) und Tabelle 25 (S. 125).

Ab Oktober 2005 gilt in Österreich eine Beimischungsverpflichtung von Biotreibstoffen zu Treibstoffen im Verkehrssektor; ausgenommen ist Schiffverkehr und Flugverkehr. Von den Otto- und Dieseltreibstoffen, die ein Mineralölsteuerpflichtiger im Bundesgebiet für Verkehrszwecke in Verkehr brachte, mussten 2,5 % des Energiegehaltes²³⁶ aus Biotreibstoffen stammen.

Ab Oktober 2007 erhöhte sich dieser Beimischungssatz auf 4,3 % und im Jänner 2009 auf 235 Der Spiegel 50/2010, S. 80

236 in der EU waren mindestens 2 % vorgeschrieben (Richtlinie 2003/30/EG)

5,75 %. Die Kraftstoffverordnung 2012 (RÖ 2012) nennt als Ziel im Oktober 2020 einen Anteil von 8,45 %. Bis zum Jahr 2010 hatten 18 Mitgliedstaaten der EU einen Beimischungszwang für Biotreibstoffe erlassen (Tabelle 44); 16 Mitgliedstaaten wendeten gleichzeitig eine Steuerbegünstigung an (Ecofys 2011).

Als Ergebnis der Quotenerhöhungen erwartet die EU zur Förderung von Öl- und Proteinpflanzen e.V. (UFOP) für das Jahr 2011 einen erneuten Anstieg des Biodiesel- bzw. Biokraftstoffverbrauchs in der EU. Gemäß der Auswertung des EurObserv'ERs vom Juli 2011 stieg der Biokraftstoffabsatz im Vergleich zum Jahr 2009 um 1,7 Mt oder 13,6 % auf 13,9 Mt (Biodiesel: 10,7 Mt, Pflanzenöl: 0,2 Mt, Bioethanol: 3 Mt).

Tabelle 43:
Ausgewählte
Maßnahmen zum
Ausbau von Bio-
kraftstoffen aus
erneuerbaren En-
ergieträgern mit
Relevanz für die
Landwirtschaft

Maßnahmen/Kriterien/Vorgaben	Gesetz/Verordnung
Substitutionsverpflichtung: Erhöhung der Beimischung von Biotreibstoffen bezogen auf den Energieinhalt, gemessen am gesamten im Bundesgebiet in Verkehr gebrachten Otto- und Dieselmotorkraftstoffes im Verkehrssektor pro Jahr: bis 10 2005 2,5 % bis 10 2007 4,3 % bis 10 2009 5,75 % bis 10/2020 8,45 %	Die EU Biokraftstoff-Richtlinie wurde in Österreich durch eine Substitutionsverpflichtung im Rahmen einer Novelle der Kraftstoffverordnung im November 2004 (BGBl. II Nr. 417/2004) in nationales Recht umgesetzt. Aktuell gilt die Kraftstoffverordnung 2012 (RÖ 2012), die eine doppelte Anrechnung bestimmter Biotreibstoffe vorsieht.
Erstattung eines Betrages von 0,442 € je Liter beigemischten Bioethanol, wenn die hergestellten Gemische im Zeitraum vom 1. Oktober bis zum 31. März (Winterhalbjahr) einen Gehalt an Bioethanol von mindestens 65 % und höchstens 75 % vol. und im Zeitraum vom 1. April bis zum 30. September (Sommerhalbjahr) von mindestens 75 % und höchstens 85 % vol. aufweisen.	Bioethanolgemischverordnung (BGBl. II Nr. 378/2005): Verordnung des Bundesministers für Finanzen über die Begünstigung von Gemischen von Bioethanol und Benzin
Steuervergünstigung: Reine Biokraftstoffe sind gänzlich von der Mineralölsteuer befreit.	Mineralölsteuergesetz (BGBl. 24/2007 i. d. g. F.) (RÖ 2007)
Mindestanforderungen an den Anbau der Rohstoffe für Biokraftstoffe im In- und Ausland	Vorschlag für eine Richtlinie des Europäischen Parlaments und des Rates zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen (Europäische Kommission 2008, S. 6, vgl. S. 19f, S. 21f und S. 37)
Bezug der Kraftstoffe erneuerbarer Herkunft aus Mitgliedstaaten oder Drittländern	Vorschlag für eine Richtlinie des Europäischen Parlaments und des Rates zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen (Europäische Kommission, 2008, S. 15)
Berücksichtigung der THG-Emissionen der einzelnen Biotreibstoffe. Die erzielte Einsparung bei den THG-Emissionen muss zumindest 35 % (2010) betragen, ab 2017 wenigstens 50 %.	Vorschlag für eine Richtlinie des Europäischen Parlaments und des Rates zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen (Europäische Kommission 2008, S. 37)
Biosprit, der aus Pflanzen hergestellt wird, die auf kontaminierten oder degradiertem Land angebaut werden, sollte ein Bonus von 29 g Kohlendioxidäquivalent pro Megajoule auf Drängen von Deutschland und Vorschlag von Frankreich gewährt werden.	Agrar-Europe 2008a
Forschung und Entwicklung	Community Research and Development Information Service*

* http://cordis.europa.eu/fp7/home_en.html

Quelle: Eigene Zusammenstellung

Mitgliedsstaat	2010 (%)	2011 (%)
Dänemark	0 %	3,50 % (vol.)
Finnland	4,00 %	6,0 %
Polen	5,75 %	6,2 %
Italien	3,50 %	4,0 %
Spanien	5,83 %	7,0 %
Bulgarien	3,50 %	5,0 % (vol.)

Quelle: BiofuelsDigest (2012): Beimischungsquoten weltweit 2012. <http://www.biofuelsdigest.com/bdigest/2012/11/22/biofuels-mandates-around-the-world-2012/>

Tabelle 44: Nationale Beimischungsquoten auf energetischer Basis

	Maßnahmen/Kriterien/Vorgaben	Gesetz/Verordnung
Erneuerbare Energiequellen		
	Enthält die Ausbaupläne zur Erreichung der Ziele für 2020, die erwartete Zusammensetzung der erneuerbaren Energie und die Maßnahmen zur Erreichung der Ziele in den nächsten zehn Jahren	Aktionsplan für erneuerbare Energien auf Basis des Artikels 4 der europäischen Richtlinie für erneuerbare Energien (2009/28/EG), vorgelegt Ende 2010.
	Förderung des Verbrauchs von in anderen Mitgliedstaaten aus erneuerbaren Quellen erzeugter Energie und Anrechnung der Mitgliedstaaten von Strom, Wärme und Kälte, die in anderen Mitgliedstaaten verbraucht werden, auf ihre eigenen nationalen Ziele	Vorschlag für eine RICHTLINIE DES EUROPÄISCHENPARLAMENTS UND DES RATES zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen (Europäische Kommission 2008, S. 17) Kraftstoffverordnung (RÖ 2012)
	Übertragung der Herkunftsnachweise von Mitgliedstaaten, deren Anteil (vorhergehenden Zweijahreszeitraum) von Energien aus erneuerbaren Quellen erreicht oder überstiegen wurde, an andere Mitgliedsstaaten (<i>Transfer Accounting Certificates</i>)	Vorschlag für eine RICHTLINIE DES EUROPÄISCHENPARLAMENTS UND DES RATES zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen (Europäische Kommission 2008, S. 31)
Energiepflanzen		
	Prämie für Energiepflanzen bei Festlegung repräsentativer Erträge = Mindestabliefermenge je Hektar (AMA, 2008) ¹	Verordnung (EG) Nr. 1973/2004 i.d.g.F., S. 15ff, http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2004:34:5:0001:0084:DE:PDF
	Flächenstilllegungsverpflichtung mit der Erlaubnis, auf stillgelegten Flächen Energiepflanzen anzubauen.	
Energieeffizienz		
	Verbesserung der thermischen Qualität der Gebäudehülle (BMWA 2007, S. 25, S. 28 und S. 30) Einsatz von hocheffizienten Kraftwärmekopplungsanlagen (BMWA 2007, S. 74) Aufkommensneutraler Ausbau des Einsatzes von Methan und E85 (BMWA 2007, S. 79)	1. Energieeffizienzplan der Republik Österreich gemäß EU-Richtlinie 2006/32/EG, (BMWA 2007)

¹ 45 €/ha bis zu 2 Mio ha in der EU. Bei Überschreitung wird proportional reduziert, z. B. 2007 auf 31 €/ha.

Quelle: Eigene Zusammenstellung

Tabelle 45: Ausgewählte Maßnahmen zum Ausbau erneuerbarer Energieträger mit Relevanz für die Landwirtschaft

Die EK hat am 17.10.2012 vorgeschlagen, in Zukunft Biotreibstoffe, die aus Abfall, Algen oder Stroh gewonnen werden, zu begünstigen. Der Anteil von herkömmlichen Biotreibstoffe im Transportsektor soll bis zum Jahr 2020 auf 5 % beschränkt bleiben, wobei bei der Berech-

nung ein „ILUC-Faktor“ (*indirect landuse change*) eingeführt werden soll, um THG-steigernde Auswirkungen des Anbaus von Energiepflanzen auf die Landnutzung in anderen Ländern zu berücksichtigen. THG-Einsparungen durch Biotreibstoffe der zweiten Generation aus Abfällen, Reststoffen und Lignozellulose sollen mehrfach angerechnet werden, um höhere Anreize für ihre Produktion zu bieten²³⁷. Die Schwelle zur Anerkennung neuer Biotreibstoff-Anlagen soll ab dem 1. Juli 2014 auf 60 % THG-Einsparung erhöht werden. Nach dem Jahr 2020 sollen Biotreibstoffe nicht mehr staatlich subventioniert werden. Eine Überprüfung der Maßnahme im Lichte neuer wissenschaftlicher Erkenntnisse über indirekte Flächennutzung soll bis zum Jahr 2017 stattfinden. Der neue Vorschlag vermindert nicht nur den Anreiz, Pflanzen für Kraftstoff zu nutzen, er reduziert auch das 10 %-Ziel, indem dieses faktisch auf 6,25 % THG-Einsparungen herabgesetzt werden würde. (EK 2012b).

6.3 Subventionen, Steuern und Beimischungszwang

Laut IEA gibt es derzeit ca. 520 Mrd. US\$ an Subventionen für fossile Treibstoffe; etwa die Hälfte davon werden von Ländern im Mittleren Osten gewährt (Fatih Birol, IEA 2012).

In einer geschlossenen Volkswirtschaft wirken Steuerbegünstigungen wie Steuerbefreiungen. Steuerbegünstigungen dürfen nicht größer sein als die Steuer auf fossile Kraftstoffe. Gemäß der EU-Energiesteuer-Richtlinie (2003/96/EG) müssen die Mitgliedstaaten jährlich Informationen über die Produktionskosten der Biokraftstoffe und die Marktpreise der fossilen Kraftstoffe vorlegen und nachweisen, dass Steuerbegünstigungen für Biotreibstoffe keine Überkompensation bewirken.

Das Mineralölsteuergesetz 1995 (RÖ 2007) in der Fassung vom 26.2.2013²³⁸ sieht ab 1.1.2011 einen Steuersatz für Benzin (mit einem Gehalt an biogenen Stoffen von mindestens 46 l und einem Schwefelgehalt von höchstens 10 mg/kg) von 482 € (ansonsten 515 €) je 1000 l vor. Für Diesel (mit einem Gehalt an biogenen Stoffen von mindestens 66 l und einem Schwefelgehalt von höchstens 10 mg/kg) sind es 397 € (ansonsten 425 €) je 1000 l. Der Staat fördert daher die Beimischung von 46 l Bioethanol mit einem Verzicht auf 33 € und die Beimischung von 66 l Biodiesel mit einem Verzicht auf 28 € Einnahmen aus der Mineralölsteuer. Für Gemische mit einem Anteil von 65-85 % Bioethanol (unterschieden nach Sommer- und Winterhalbjahr) wird ein Betrag von 442 € je 1000 l von der Mineralölsteuer erstattet.

In Österreich von der Mineralölsteuer befreit sind Treibstoffe für Flugzeuge und Schiffe sowie reine Biokraftstoffe, wobei im Falle von Bio-ETBE die Befreiung auf einen Anteil in Höhe von 47 % und im Falle von Bio-MTBE auf einen Anteil von 36 % beschränkt ist.

Als Subventionen für Biomasse sind Energiepflanzenbeihilfen im Rahmen der GAP zu nennen. Sie werden für eine garantierte Höchstfläche für von 2 Mio. ha gewährt. Diese wurde im Jahr 2007 erstmals überschritten. Um das für die Beihilfe vorgesehene Budget von 90 Mio. € nicht zu überschreiten, wurde dieser Betrag auf 2,84 Mio. ha aufgeteilt. In Österreich wurde die Energiepflanzenbeihilfe im Jahr 2009 für 25.081 ha ausbezahlt (Tabelle 46).

²³⁷ http://ec.europa.eu/clima/policies/transport/fuel/docs/com_2012_595_en.pdf

²³⁸ <http://www.ris.bka.gv.at/GeltendeFassung.wxe?Abfrage=Bundesnormen&Gesetzesnummer=10004908>

Flächen in ha	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Getreide	1.206	1.259	2.358	4.936	12.598	8.299	13.941
Weichweizen	301	181	279	1.784	9.190	6.152	10.339
Sonstiges Getreide	75	433	660	1.441	1.848	1.505	2.902
Körnermais	830	645	1.420	1.711	1.560	642	700
Körnerleguminosen		20	1	10	14	2	
Ölfrüchte	11.129	5.401	10.166	10.556	11.088	3.288	2.063
Raps	8.611	4.091	6.494	7.450	8.998	2.639	1.583
Sonnenblumen	2.480	1.304	3.536	2.952	2.061	649	480
Sonstige Ölfrüchte	38	5	137	154	29		
Feldfutterbau	4.374	6.842	9.095	10.100	12.265	9.252	8.881
Silomais	278	2.404	6.166	7.442	8.403	6.572	7.018
Elefantengras	17	35	92	367	664	80	170
Sudangras			50	91	101	296	216
Sonstige Gräser (Klee, Luzerne, Klee gras, etc.)	2.593	2.352	980	587	1.658	1.472	1.454
Mariendistel	1.272	1.938	1.744	1.537	1.402		
Sonstiges Feldfutter	214	112	63	76	37	832	23
Energieholz	367	353	342	385	453	116	196
NAWAROS-Flächen ²⁾	17.075	13.874	21.964	25.987	36.418	20.956	25.081

Tabelle 46:
Mit Energie-
pflanzenbeihilfe
geförderte
Flächen für
nachwachsende
Rohstoffe¹⁾

1) NAWAROS; inklusive Energiepflanzen, 2004: 3.555 ha; 2005: 8.294 ha, 2006: 11.251, ha, 2007: 17.473 ha, 2008: 20.956 ha. Energiepflanzen umfassen alle Fruchtarten, für die eine Energiepflanzenbeihilfe ausbezahlt wurde (Basis: Anbau- und Liefervertrag). Quelle: BMLFUW, AMA, INVEKOS-Daten, Stand: März 2010

2) Summe aller geförderten NAWAROS-Flächen

Quelle: Tabelle 6.1.3 des Grünen Berichts 2012 (BMLFUW 2012)²³⁹

6.4 Emissionssteuern

Subventionen und Steuern sind die sanftesten Maßnahmen, die es gibt, um das Verhalten der Wirtschaftsteilnehmer in bestimmte Richtungen zu lenken. Dazu gehören auch Steuern auf Importe (Zölle) und Subventionen für Exporte (Exporterstattungen), die allerdings im Rahmen der WTO und bilateraler Verträge beschränkt sind, damit sie nicht zum Nachteil der Handelspartner angewandt werden können. Abgesehen von ihrer primären Funktion, Mittel für staatliche Ausgaben zu lukrieren, dienen Steuern der Internalisierung negativer externer Effekte. Nach dem Verursacherprinzip (*the polluter pays principle*) soll jeder, der ein negatives öffentliches Gut produziert, eine Zahlung an die öffentliche Hand leisten, die den Schaden (oder die Kosten), den dieses Gut verursacht, wieder gutmacht (deckt). Die betreffende Abgabe steigert die Produktionskosten und senkt die Wettbewerbsfähigkeit des Produktes, dessen Produktion negative externe Effekte verursacht. Äquivalent dazu verhält es sich mit der Subvention positiver externer Effekte, die mit der Produktion von Gütern einhergeht und diesen dazu verhelfen soll, Substitute und Güter mit negativen externen Effekten aus dem Markt zu verdrängen.

239 <http://www.gruenerbericht.at/cms/index.php>

Die Vorteilhaftigkeit von Subventionen und Steuern im Vergleich zu anderen Maßnahmen liegt darin, dass sie den Wirtschaftsteilnehmern freie Hand lassen und ihnen erlauben, unter den neuen Rahmenbedingungen das Beste für sich herauszuholen. Das ist bei anderen Maßnahmen nicht der Fall und führt dazu, dass diese mit sozialen Kosten (*deadweight costs*) verbunden sind. Die Einführung oder Erhöhung von Steuern stößt jedenfalls auf größeren Widerstand als die Einführung von Subventionen, vor allem bei den Betroffenen, deren Wettbewerbsfähigkeit dadurch beeinträchtigt wird. Daher ist es schwierig, aber sinnvoll, Ökosteuern durchzusetzen. Das Emissionshandelssystem der EU ist eine der Methoden, solche Steuern nicht nur einzuführen, sondern auch ihre Höhe in Abhängigkeit von den Kosten der Zielerreichung abhängig zu machen.

Die Einführung oder Erhöhung von Steuern auf CO₂ Emissionen verteuert die Kosten der Energie und richtig dadurch die Wettbewerbsfähigkeit der Wirtschaft. Wenn z. B. die USA seine Emissionen um 17 % reduzieren wollte, würde das Land seine Erzeugung von energieintensiven Produkten, z. B. Stahl, um 4 % und seine Exporte um 12 % vermindern. Um die Wettbewerbsfähigkeit wiederherzustellen, könnten Importsteuern auf jene Güter eingeführt werden, die aus Ländern kommen, die geringere CO₂ Steuern erheben. Das würde vor allem die Entwicklungsländer treffen, besonders China und Indien, aber wenig tun, um sie zu einem effizienteren Einsatz fossiler Rohstoffe zu bewegen.

In Irland wurden vor drei Jahren Steuern auf die meisten fossilen Energieträger in Abhängigkeit von deren CO₂-Emissionen eingeführt, was Öl, Erdgas und Kerosin verteuerte. Außerdem wird beim Kauf von Neuwagen eine Steuer in Abhängigkeit von den CO₂-Emissionen fällig. Die Emissionen Irlands wurden dadurch, aber auch durch die Wirtschaftskrise, seit 2008 um 15 % verringert. Der Rückgang im Jahr 2011 betrug 6,7 %, obwohl die Wirtschaftsleistung in diesem Jahr bereits wieder leicht stieg. Die CO₂-Steuer brachte dem Staat im Jahr 2012 nicht nur 400 Mio. € Einnahmen, sondern machte erneuerbare Energie wettbewerbsfähiger. Es kam zu einem Boom bei Windkraftanlagen.²⁴⁰

6.5 Emissionsrechtehandel

6.5.1 Konzeption des ETS

Die Emissionen von THG in die Atmosphäre führen den Klimawandel herbei, der die Lebensgrundlagen der Menschen in vielen Regionen bedroht und somit soziale Kosten verursacht. Die erste beste Möglichkeit, die Kosten, die diese Emissionen verursachen, den Verursachern anzulasten, besteht darin, sie mit Steuern zu belegen. Das würde die internationale Wettbewerbsfähigkeit von Betrieben und Sektoren, die viel emittieren, schwächen. Die zweitbeste Möglichkeit ist, diesen Betrieben Verschmutzungsrechte einzuräumen, die bestimmte Mengen von Emissionen (in bestimmten Jahren) zulassen, was gleichbedeutend damit ist, dass diese Emissionen von einer möglichen Emissionssteuer befreit sind. Diese Freibriefe, so genannte Emissionszertifikate, sind daher wertvoll. Betriebe, die mehr als bisher emittieren wollen, müssen Emissions-

²⁴⁰ Der Standard, 7.1.2013 - The New York Times International Weekly, S. 3

zertifikate zukaufen. Betriebe, die weniger emittieren, werden dafür belohnt, indem sie ihnen zugeteilte Zertifikate verkaufen können. Der für die Marktteilnehmer bei gegebenem Angebot optimale Preis der Verschmutzungsrechte lässt sich durch transparenten Handel (an einer Börse) feststellen. Damit wird erreicht, dass der Ausstoß von THG dort vermindert wird, wo das am kostengünstigsten möglich ist.

Die Durchführung dieses Konzeptes zur Erfüllung der Verpflichtungen des Kyoto-Protokolls erfolgt auf der Grundlage der Emissionshandelsrichtlinie 2003/87/EG (EK 2003)²⁴¹. Sie bezieht sich auf alle im Anhang A des Kyoto-Protokolls genannten THG, obwohl es derzeit nur für CO₂-Emissionen angewendet wird, sowie auf eine Liste von Energie- und Produktionsaktivitäten, und sie ermöglicht die freiwillige Einbeziehung von anderen Sektoren durch entsprechende Anpassungen, um die Effizienz des Handels zu verbessern.

Zertifikate kann man auch durch den Mechanismus für umweltverträgliche Entwicklung (CDM) erwerben. Das Kyoto-Protokoll ermöglicht, dass Unternehmen aus Industriestaaten ihre CO₂-Bilanz aufbessern, indem sie Projekte zur Reduzierung der THG in Entwicklungsländern finanzieren – etwa den Ausbau von Windkraft. Für die damit erreichte THG-Minderung bekommen die Investoren Emissionszertifikate. Damit können sie entweder steigende Emissionen ihrer Betriebe im Inland rechtfertigen oder Zertifikate an andere Unternehmen verkaufen. Auf diese Weise soll Entwicklungsländern der Zugang zu umweltfreundlichen Technologien erleichtert werden.

In Österreich wurden die Handelsperioden Emissionsberechtigungen bis zum Jahr 2012 in einem so genannten ‚Nationalen Zuteilungsplan‘ festgelegt. Details zur Zuteilung finden sich in der nationalen Zuteilungs-Verordnung zum Emissionszertifikatengesetz. Den Anlagenbetreibern wurden die zugeteilten Zertifikate auf ein Konto bei der Registerstelle überwiesen; diese ist ab 2013 beim UBA angesiedelt.

Entsprechend dem österreichischen Allokationsplan werden jährlich etwa 1,3 % der jährlichen Gesamtmenge von 30,33 Mio. Emissionszertifikaten versteigert. Diese so genannten *European Union Allowance Units* (EUA) berechtigen zur Emission von 1 t CO₂ (entspricht 0,27 t Kohlenstoff) oder einer vergleichbaren Menge Treibhausgas mit demselben Treibhauspotenzial. In Österreich werden jährlich 200.000 EUAs kompetitiv und 100.000 nicht kompetitiv angeboten; letztere können in begrenztem Umfang (2.500 EUAs pro Käufer) auch von Nicht-Mitgliedern von Climex, der Handelsplattform, erworben werden.

Im März 2007 kamen die EU-Staats- und Regierungschefs überein, die THG-Emissionen bis zum Jahr 2020 um 20 % im Vergleich zu 1990 senken zu wollen. Im Jahr 2008 wurde vereinbart, das Funktionskonzept des ETS ab dem Jahr 2013 zu ändern (EU 2009b). Ab dann gibt es eine EU-weite Obergrenze für Zertifikate statt der bis dahin 27 einzelstaatlichen Obergrenzen; diese Obergrenze für THG-Emissionen der EU für das Jahr 2013 wurde mit 2.039 Mt CO₂ festgelegt. Sie wird bis 2020 und darüber hinaus jährlich um 1,74 % gesenkt, so dass sie im Jahr 2020 bei knapp über 1.800 Mt liegen wird (der tatsächliche Ausstoß im Jahr 2009 lag infolge der Wirtschaftskrise bei 1.873 Mt). Die 27 elektronischen Register werden durch ein einziges Unionsregister ersetzt. Die Versteigerung wird das Standardzuteilungssystem; darüber hinaus

241 Die EK beschreibt das System für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten in http://europa.eu/legislation_summaries/energy/european_energy_policy/l28012_de.htm

gibt es harmonisierte Vorschriften für die kostenlose Zuteilung von Zertifikaten auf der Grundlage von Leistungsbenchmarks. In Bezug auf internationale Gutschriften, die für das ETS zulässig sind, gibt es strengere Vorschriften. (EK 2012d).²⁴²

Das System ab dem Jahr 2013 im Detail sieht vor:

- ■ ■ Reduktion der industriellen Emissionen in der EU um 21 % von 2005 bis 2020 bzw. auf maximal 1.720 Mio. Lizenzen, d.h. ab 2013 jährlich um 1,74 %.
- ■ ■ Erweiterung des Geltungsbereichs des Systems auf neue Branchen, einschließlich Luftfahrt, Petrochemikalien, Ammoniak und den Aluminiumsektor sowie auf Stickoxide und Perfluorkarbonate, so dass rund 50 % aller THG-Emissionen in der EU betroffen sein würden. Straßenverkehr und Schifffahrt bleiben ausgeschlossen, obwohl letztere vermutlich zu einem späteren Zeitpunkt eingeschlossen werden wird. Landwirtschaft und das Forstwesen bleiben ebenfalls außen vor, weil es Schwierigkeiten in Bezug auf die genaue Emissionsmessung dieser Branchen gibt.
- ■ ■ Sektoren, die nicht in das ETS eingebunden werden, wie Verkehr, Bauwesen, Landwirtschaft und die Abfallwirtschaft, sollen bis 2020 ihre Emissionen um durchschnittlich 10 % reduzieren. Um dies zu erreichen, hat die Kommission nationale Zielvorgaben festgelegt, die auf Grundlage der Bruttonutzenprodukte der Länder berechnet wurden. Wohlhabendere Staaten sind aufgefordert, größere Einschnitte vorzunehmen - bis zu 20 % im Fall von Dänemark, Irland und Luxemburg, während von ärmeren Ländern (vor allem Portugal, sowie alle Staaten außer Zypern, die der EU 2004 beitraten) erwartet wird, dass ihre Emissionen in diesen Bereichen zunehmen - bis hin zu 19 % und 20 % für Rumänien und Bulgarien, um ihre Wachstumsannahme bezüglich des Bruttonutzenprodukts zu berücksichtigen.
- ■ ■ Kleineren Anlagen, die weniger als 10.000 t CO₂/Jahr ausstoßen, wird erlaubt, sich vom ETS auszunehmen, wenn alternative Reduzierungsmaßnahmen ergriffen werden.
- ■ ■ Industrielle THG-Emissionen, die dank Kohlenstoffbindung und -speicherung nicht in die Atmosphäre gelangen können, werden im ETS als nicht emittiert geführt²⁴³.
- ■ ■ Ab dem Jahr 2013 sollen rund 60 % aller Zertifikate versteigert werden. Für den Energiesektor werden Versteigerungen ab 2013 zur Regel. Das soll zu einem 10 bis 15 %igen Anstieg der Strompreise führen. In anderen Branchen soll die kostenlose Verteilung von 2013 bis 2020 schrittweise abgeschafft werden.
- ■ ■ Bestimmte Sektoren könnten auf lange Sicht ihre gesamten Emissionsrechte weiterhin kostenlos erhalten, wenn die Kommission feststellt, dass ein hohes Risiko besteht, dass CO₂-Emissionen in Drittstaaten mit weniger stringenten Klimaschutzgesetzen verlagert werden.
- ■ ■ Maßnahmen für europäische Unternehmen zur Vermeidung von ‚Kohlenstoffverlagerung‘ werden davon abhängen, ob ein internationales Abkommen alle Länder ähnlichen Maßnahmen zur Dämpfung des Klimawandels unterwirft. Im Jahr 2011 muss die Kommission diesbezüglich eine Neubewertung der Situation vornehmen und,

²⁴² Die konsolidierte Fassung der Emissionshandelsrichtlinie vom 14.3.2013 findet sich in <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=CONSLEG:2003L0087:20090625:DE:PDF>

²⁴³ EurActiv vom 16.11.2007

wenn bis dahin kein weltweites Abkommen erreicht wurde, einen „CO₂-Ausgleich“ in Form zusätzlicher kostenloser Lizenzen oder durch den Einschluss kohlenstoffreicher Importe aus Drittländern in das ETS einführen.

- ■ ■ Die Mitgliedstaaten können einen Teil ihres Ziels durch die Finanzierung von Projekten zur Emissionsreduzierung in Ländern außerhalb der EU (durch den CDM und JI) erreichen, wobei solche Gutschriften auf 3 % der Gesamtemissionen der Mitgliedstaaten aus dem Jahr 2005 beschränkt werden.

Im Jahr 2012 wurden die Emissionen des Flugverkehrs mit 208 Mt (95 % des Durchschnitts von 2004-2006) in das Handelssystem einbezogen (Price Waterhouse Coopers 2011, S. 23). Die dafür gratis vergebenen Emissionsrechte decken rund 85 % der Emissionen des Sektors im Jahr 2010. Die restlichen 15 % plus die Zertifikate für eventuelle Steigerungen der THG-Emissionen seit 2010 mussten zugekauft werden. Den Fluggesellschaften wurde vorgeworfen, dass sie die Kosten von 100 % der Zertifikate auf die Flugticketpreise des Jahres 2012 aufgeschlagen hätten²⁴⁴.

6.5.1 Nationale Umsetzung und Wirkungen

Mit dem Emissionszertifikatesgesetz (EZG) (RÖ 2011, siehe auch RÖ 2004) wurden die Änderungen der Emissionshandels-Richtlinie in nationales Recht umgesetzt. Das EZG verlängert die für die laufende Handelsperiode (2008 bis 2012) geltenden Bestimmungen mit kleineren technischen Anpassungen um acht Jahre. Die Vorschriften über die Zuteilung von Emissionszertifikaten für die Handelsperiode ab dem Jahr 2013 werden in eigenen neuen Bestimmungen geregelt. Stromerzeuger bekommen keine kostenlosen Emissionszertifikate mehr zugeteilt. Der Handel der Zertifikate erfolgt auf einer gemeinsamen Auktionsplattform nach den Regeln der EU-Versteigerungs-Verordnung. Die Einnahmen aus den Versteigerungen fließen dem Bund zu und sollen für Klimaschutz verwendet werden. Für die produzierende Industrie wird es vorläufig weiterhin Gratiszertifikate geben. Die Zuteilungsregelungen werden anders als bisher europaweit vereinheitlicht.

Seit dem Jahr 2005 müssen etwa 10.000 Betreiber größerer Industrieanlagen in der EU Lizenzen besitzen, wenn sie CO₂ in die Atmosphäre emittieren.

Da mehrere Mitgliedstaaten für den ersten Handelszeitraum um insgesamt 44,1 Mt CO₂ zu viele Lizenzen zugeteilt hatten, stürzten die Preise der Emissionszertifikate ab und stellten die Glaubwürdigkeit des Systems in Frage. Bis Ende 2012 könnten Russland 5,5, die Ukraine 2,4 und die EU10 2,2 Mrd. t Emissionsrechte auf den Markt werfen, was die Preise weiter drücken würde. Nur das Vereinigte Königreich emittierte mehr CO₂ als seine Quote und war gezwungen, über 30 Mt Emissionsrechte zu kaufen. Nach Berechnungen von Global 2000 betrug der Überhang an Zertifikaten Ende 2012 947 Mt. Die britische Klimaschutzorganisation *Sandbag* gab eine Liste der sieben Firmen mit den größten Überschüssen an CO₂-Zertifikaten heraus; sie besitzen 240 Mt Zertifikate, die sie nicht benötigten; davon entfallen 97,2 Mt auf ArcelorMittal.

²⁴⁴ http://www.euractiv.com/climate-environment/airlines-profit-13bn-eu-co2-sche-news-517231?utm_source=EurActiv%20Newsletter&utm_campaign=6b4023c88b-newsletter_climate__environment&utm_medium=email

EK (2012d) berichtet, dass Ende 2011 8.171 Mio. Zertifikate im Umlauf waren; dazu kamen 549 Mio. internationale Gutschriften, sodass im Zeitraum 2008-2011 insgesamt 8.720 Mio. Einheiten zur Verfügung standen. Die Emissionen im Zeitraum 2008-2011 erreichten hingegen lediglich 7.765 Mt CO_{2eq}.

Um das reibungslose Funktionieren des CO₂-Marktes zu verbessern, schlägt die Kommission vor, die für 2013, 2014 und 2015 vorgesehene Versteigerung einer bestimmten Menge von Zertifikaten auf später zu verschieben. Das würde allerdings den strukturellen Überschuss von rund 2 Mrd. Zertifikaten im Zeitraum 2013-2020 nicht reduzieren. Zum Abbau dieses Überschusses könnten Zertifikate stillgelegt, der jährliche Reduktionsfaktor von derzeit 1,74 % erhöht, der Anwendungsbereich des ETS auf andere Sektoren ausgeweitet und der Zugang zu internationalen Gutschriften beschränkt werden. (EK 2012d)²⁴⁵.

Perez-Domínguez und Holm-Mueller (2007) untersuchten, wie die Emissionen der Landwirtschaft in das ETS integriert werden könnten und welche Wirkungen dadurch entstehen. Ein Szenario betrifft eine Reduktion von 15 % gegenüber dem Stand des Jahres 2001 in jedem Mitgliedstaat, ein anderes dieselbe Reduktion für die EU insgesamt. Die Analyse mit dem CAPRI-Modell berücksichtigt die Auswirkungen der Maßnahme auf die Preise für Agrarprodukte weltweit sowie die Vor- bzw. Nachteile für verschiedene Regionen. Ausgangsdaten waren die Kosten der Vermeidung von Emissionen der verschiedenen Aktivitäten; sie wurden unter Verwendung der Emissionsfaktoren des IPCC gewonnen und bewerten den Fortschritt, der durch Umstellung der Produktionsstruktur und -intensität erreicht werden kann. Die Grenzkosten einer Reduktion um 15 % bewegen sich zwischen 105 (Irland) und 259 €/t CO_{2eq} (Niederlande; Österreich liegt bei ca. 220 €/t). Ein EU-weiter Handel mit Emissionsrechten schafft die Möglichkeit, das Reduktionsziel auf EU-Ebene zu geringeren Kosten zu erreichen, indem die unterschiedlichen Reduktionskosten je Mitgliedstaat ausgenützt werden. Bei der Etablierung und Durchführung eines Handelssystems fallen Transaktionskosten an, die im Modell berücksichtigt wurden. Die Vergabe von Emissionsrechten erfolgte im Modell auf Basis von 85 % der Emissionen in der Referenzperiode 2001. Von den derart vergebenen 271 Mio. Rechten (entsprechen 1 t CO₂) werden zwischen NUTS-2-Regionen 6,9 Mio. gehandelt. Für österreichische Produzenten lohnt sich ein Zukauf von Rechten aus anderen Regionen. Der Handel nützt jedem einzelnen Mitgliedstaat und bringt einen Gewinn von ca. 560 Mio. € für die EU als Ganzes im Vergleich zu der Situation, in der jeder Mitgliedstaat seine Emissionen um 15 % reduzieren muss. (Perez-Domínguez und Mueller 2008).

Kettner (2012) untersuchte die Wirkungen des Emissionshandelssystems mittels eines Vergleichs diesbezüglicher Studien. Die Einbeziehung anderer Sektoren, wie z. B. der Landwirtschaft, in das Emissionshandelssystem würde dessen Wirksamkeit verstärken.

Die THG-Inventur des UBA ergab, dass im Jahr 2011 in Österreich 82,8 Mt CO₂-Äquivalent emittiert wurden; das waren um 2,2 Mt weniger als im Jahr 2010. „Unter Berücksichtigung der Beiträge aus dem JI/CDM-Programm und der Bilanz aus Neubewaldung und Entwaldung wird

245 http://ec.europa.eu/clima/policies/ets/reform/docs/com_2012_652_de.pdf

das Kyoto-Ziel von 68,8 Mt erreicht. Durch die rechtlichen Vorkehrungen, die im Jahr 2012 zur Erweiterung des JI/CDM-Programms getroffen wurden, sind auch die bisher offenen Beträge aus den Jahren 2008-2010 abgedeckt.“ (UBA 2013).

Kosten der Emissionsberechtigungen

Bei der dritten kompetitiven Versteigerung in Österreich am 23. März 2010 wurden 200.000 EUAs zum Verkaufspreis von 12,78 €/EUA gehandelt. Die vierte ausschließlich kompetitive Versteigerung am 8.11.2010 ergab einen Preis von 14,30 €/EUA für 200.000 EUA. Bei der fünften Versteigerung am 11.4.2011 wurden 200.000 EUAs in einem kompetitiven Versteigerungsverfahren angeboten und zu einem Zuschlagspreis von 16,41 € je Einheit verkauft²⁴⁶. Ab 2013 versteigert Österreich jährlich 400.000 EU-Zertifikate. Der Durchschnittspreis für Emissionszertifikate an der europäischen Energiebörse (EEX) im Jahr 2012 betrug 7,24 €; er ist bis 24.1.2013 auf 4,58 € gesunken. Eine Grafik über die Entwicklung der Zertifikatspreise findet sich in EK (2012d)²⁴⁷.

Der niedrige Preis der Zertifikate beruht darauf, dass der Bedarf an Emissionszertifikaten (bzw. die Nachfrage danach) im Vergleich zur ex ante zugeteilten Menge (dem Angebot) gering ist²⁴⁸. Ein weiterer Grund sind die großen Vorkommen von Schiefergas, deren Abbau inzwischen wirtschaftlich geworden ist und auf den Markt drängt; durch den Ersatz von Kohle durch Erdgas vermindern sich die THG-Emissionen. Die Schweizer Bank UBS erwartet einen Rückgang auf 7 US\$ bis 2025 und hält sogar 4 US\$ für möglich, wenn das Angebot (der verfügbare Umfang von Emissionsrechten) nicht vermindert wird.

Die Kommission schätzte den Preis der Emissionsrechte im Jahr 2020 auf 16 €. Dieser Preis ist zu niedrig, um Investitionen in die Erweiterung der erneuerbaren Energiequellen in ausreichendem Umfang zu fördern. Daher überlegt sie, bis Jahr 2020 15 % der Emissionsrechte zurückzuziehen (Price Waterhouse Coopers 2011, S. 23). Ein Preis von mindestens 63 €/EUA ist notwendig, um erneuerbare Energien (Windkraft, siehe Abbildung 73) wettbewerbsfähig zu machen.

6.6 Importbeschränkungen

Durch Importbeschränkungen wird die inländische Produktion vor Konkurrenz durch ausländische Produkte geschützt. Dadurch wird das Angebot im Inland vermindert, wodurch der Preis steigt. Die Bevorzugung inländischer Produzenten widerspricht dem Gleichbehandlungsprinzip der WTO: unverhältnismäßige Handelsbeschränkungen sind laut Art. 20 des GATT und Art. 2 des Übereinkommens über Technische Handelsschranken verboten. Zölle dürfen nicht über den gebundenen Zoll hinausgehen.

246 Aktuelle Informationen darüber finden sich in: <http://www.emissionshandelsregister.at/>; siehe auch: <http://umwelt.lebensministerium.at/article/articleview/87877/1/7074>

247 http://ec.europa.eu/clima/policies/ets/reform/docs/com_2012_652_de.pdf#page=5

248 Siehe: <http://www.euractiv.com/climate-environment/offsetting-carbon-uns-joint-implementation-scheme-ji-linksossier-507797?display=normal>

Der gebundene Zoll der EU auf nicht denaturiertes Ethanol beträgt 0,192 €/l, auf denaturiertes Ethanol 0,102 und auf Gemenge von Ethanol und Benzin 6,5 %. Importe von Biodiesel werden mit 6,5 % besteuert. Allerdings haben viele Länder, insbesondere EBA- und Präferenzzoll-Länder, zollfreien Zugang zum EU Markt. Mitte der Neunzigerjahre wurden etwa zwei Drittel der Ethanol- Importe zollfrei in die EU eingeführt (Burrell 2010)²⁴⁹.

Die USA erheben beim Import von Ethanol einen Zoll von 54 \$Ct/Gallone, das entspricht 10 Ct je Liter. Brasilien will 2008 ca. 3 Mrd. l Ethanol in die USA verkaufen; es verfügt über eine Anbaufläche von 7 Mio. ha Zuckerrohr, davon wird ca. die Hälfte zur Erzeugung von Ethanol verwendet (Brasilien nutzt ca. 200 Mio. ha Grünland für extensive Rinderhaltung). Die Produktion von Ethanol aus Zuckerrohr erspart 8,2-mal mehr CO₂ als bei seiner Erzeugung ausgestoßen wird (Ethanol aus Mais spart nur das 1,5-fache dessen, was bei seiner Erzeugung verbraucht wird).

Importsteuern

Gelegentlich wird der Versuch gestartet, statt Zöllen Importsteuern zu erheben, um einen (vermeintlichen oder tatsächlichen) Vorteil ausländischer Mitbewerber am Markt auszugleichen und auf diese Weise gleiche Wettbewerbsbedingungen herzustellen. So hat zum Beispiel Frankreich vorgeschlagen, Steuern auf die Einfuhr von Industriegütern aus Ländern mit weniger bindenden Umweltverordnungen zu erheben. Damit könnte der Nachteil, den die europäische Industrie durch den Zwang zum Kauf von Emissionsrechten erleidet, wettgemacht und ihre Abwanderung in andere Länder verhindert werden. Allerdings müsste diese Steuer korrekt berechnet und laufend angepasst werden, um nicht gegen die Regeln der WTO zu verstoßen. Außerdem müssten ausländische Firmen, die die Regeln der EU einhalten, dieselben steuerlichen und förderrechtlichen Begünstigungen bekommen wie die inländischen Firmen.

Antidumpingzölle auf Biodiesel aus den USA

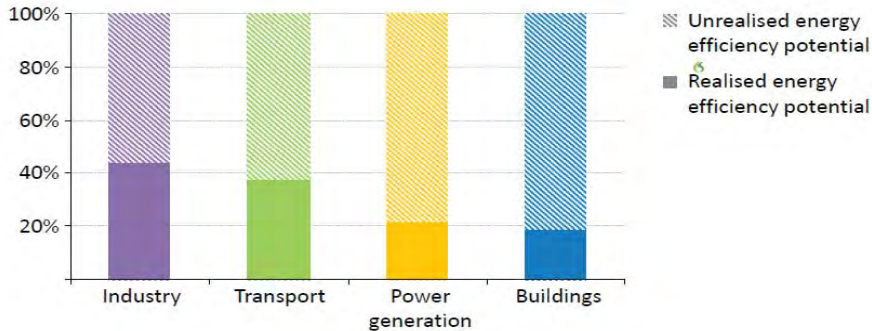
Die Antidumpingzölle der EK, die im Jahr 2009 eingeführt wurden, gelten ab August 2010 auch für „Umgehungsländer“ wie Kanada sowie für US-Importe von Dieselmotorgemischen mit einem Biodieselanteil von unter 20 %. Sie betragen 213 bzw. 409 €/t. Das bisherige Antidumpingverfahren endete bei 20 % Biodieselanteil (UFOP-Presseaussendung vom 5. Mai 2011).

6.7 Energiespar- und Effizienzmaßnahmen

Die größte Wirkung auf die THG-Emissionen hat Energie, die nicht mehr gebraucht wird. Durch Steigerung der Energieeffizienz (des Verhältnisses zwischen nutzbarer und eingesetzter Energie) von Motoren, Fahrzeugen, elektrischen Geräten, Heizungen, Gebäuden, usw. können Energiedienstleistungen mit einem geringeren Einsatz von Primärenergie erbracht werden. Die nicht realisierten Möglichkeiten in dieser Hinsicht sind gewaltig und am größten bei Gebäuden (Abbildung 64).

²⁴⁹ Eurostat (2006, S. 19). "To facilitate trade there may need to be adjustments to customs codes for biofuels. The lack of a specific customs classification for biofuels prevents quantification of the exact amount of imported ethanol, oilseeds and vegetable oil ultimately used in the transport sector." http://ec.europa.eu/agriculture/publi/fact/biofuel/2007_en.pdf

Im Jahr 2010 waren Haushalte für 25 % der energiebedingten THG-Emissionen in der EU verantwortlich. Haushalte fallen nicht unter das Emissionshandelssystem der EU (EU-ETS), und das Ziel einer 20 %igen Einsparung von Energie bis 2020 in Gebäuden gilt nur auf freiwilliger Basis.



Quelle: IEA (2012a)²⁵⁰

Die EU hat daher im Jahr 2010 eine Verbesserung der Richtlinie 2002/91/EC vom 16.12.2002 zur Steigerung der Energieeffizienz von Gebäuden (Energieeffizienzrichtlinie) beschlossen (EU 2010). Im Vorfeld dazu hatte die EK am 13. November 2008 im Rahmen ihrer zweiten Überprüfung der Energiestrategie neue Gesetzesvorschläge zur Verschärfung bereits bestehender Energieeffizienz-Standards für Gebäude und energiebetriebene Geräte vorgelegt (EK 2008a). Denn Wohn-, Gewerbe- und Industriegebäude sind in der EU für ca. 40 % des Endenergieverbrauchs und der CO₂-Emissionen verantwortlich. Bis zu 70 % des Kühlenergiebedarfs von Räumen kann durch Außenjalousien gespart werden. Weitere Einsparmöglichkeiten bestehen durch adaptive Wärmeregulierung (Anpassung der Innentemperatur im Abstand von 6 -8° C unter der Außentemperatur), angepasste Kleidung sowie das Verwenden sparsamer Elektrogeräte, Ventilatoren und Wärmepumpen. Daher wurde vorgeschlagen, die Untergrenze von 1.000 m² für Gebäude, die renoviert werden und bestimmte Energieeffizienzstandards erfüllen müssen, aufzulassen. Damit könnten bis zum Jahr 2020 5 bis 6 % des Energieverbrauchs der EU eingespart werden. Siehe dazu auch die Energieeffizienzrichtlinie EU (2006).

Die Energieeffizienzrichtlinie 2010/31/EU für Gebäude (EU 2010) soll 4-5 % der anvisierten 20 % Energieeinsparungen bringen, indem sie verlangt, dass neue öffentliche Gebäude ab 2019 und neue private Gebäude ab 2021 CO₂-neutral sind. Ab 9. Jänner 2013 wird die Schwelle für öffentliche Gebäude, für die ein Energieausweis vorliegen muss, von 1.000 auf 500 m² reduziert²⁵¹; eine weitere Halbierung auf 250 m² erfolgt am 9. Juli 2015. Alle Länder der EU27 müssen nationale Pläne für die Umstellung auf CO₂-neutrale Gebäude und die dazu geplanten finanziellen Anreize vorlegen; nur neun Mitgliedstaaten sind dieser Verpflichtung bis Jänner 2013 nachgekommen.

250 <http://www.worldenergyoutlook.org/pressmedia/recentpresentations/PresentationWE02012launch.pdf>

251 In Deutschland gilt dies dann für 27 Gebäude (http://www.euractiv.com/energy-efficiency/meps-vote-80-cut-buildings-energ-news-518469?utm_source=EurActiv%20Newsletter&utm_campaign=7d4c82c10b-newsletter_energy&utm_medium=email)

Abbildung 64:
Das Energieeffizienzpotenzial und seine Nutzung in verschiedenen Branchen

6.8 Technischer Fortschritt und Beratung

Technischer und organisatorischer Fortschritt bewirken eine Kostensenkung und dadurch eine steigende Wettbewerbsfähigkeit der betreffenden Güter auf dem Markt. Das führt aber nicht zwingend dazu, dass diese Güter auch einen größeren Marktanteil gewinnen. Die Auswirkungen steigender Hektarerträge hängen vielmehr davon ab, wie elastisch die Nachfrage nach dem betreffenden Produkt ist und wie die Märkte geregelt sind. Wenn es zum Beispiel gelingt, den Hektarertrag von Mais stärker zu steigern als es unter normalen Bedingungen geschieht, steigt die Produktion von Mais, und der Preis von Mais sinkt. Daher wird mehr Mais verbraucht – in den USA auch für die Erzeugung von Bioethanol. Durch die inelastische Nachfrage nach Mais sinken die Maispreise relativ stärker als der Hektarertrag steigt, so dass der Verkaufserlös je Hektar sinkt. Daher werden andere Produkte wettbewerbsfähiger und verstärkt angebaut, zum Beispiel Weizen und Sojabohnen, deren Preise in der Folge auch sinken. Letztendlich sinken auch die Anbauflächen. Der Nutzen dieses Fortschritts entsteht bei den tierhaltenden Betrieben, zum weitaus überwiegenden Teil jedoch bei den Konsumenten auf Grund von niedrigeren Preisen für Lebensmittel und Treibstoff. Wenn es gelingt, eine höhere Ausbeute von Bioethanol aus Mais zu erzielen, profitiert (in den USA) die Landwirtschaft, während die Konsumenten durch höhere Lebensmittelpreise und der Staat durch höhere Förderungen für Bioethanol belastet werden. Allerdings wird in diesem Fall auch mehr Bioethanol verwendet (Meyer et al. 2012).

Die Ernährungs- und Landwirtschaftsorganisation der Vereinten Nationen (FAO) will Ländern helfen, ihre Möglichkeiten zur Erzeugung von Bioenergie auszuschöpfen, ohne dabei die Nahrungsmittelproduktion zu gefährden. Die Organisation stellte dazu in Rom ein entsprechendes Projekt vor, bei dem sie mit Wirtschaftswissenschaftlern von der Universität Utrecht und dem Darmstädter Öko-Institut zusammenarbeitet. Über ökonomisches Analyseverfahren sollen Regierungen künftig ermitteln können, wie ihre Entscheidung über Maßnahmen im Bioenergiesektor die Ernährungssicherheit der Bevölkerung beeinflusst. Wie die FAO weiter mitteilte, können damit, ausgehend von einem Basisszenario, nicht nur das technische und das ökonomische Biomassepotenzial ermittelt werden, sondern auch die Produktionskosten, die gesamtwirtschaftlichen Auswirkungen und die Konsequenzen auf die Nahrungsversorgung auf nationaler Ebene ebenso wie für einzelne Haushalte (Gleichgewichtsmodelle: Quicksan oder COSIMO).

6.9 Anderes

6.9.1 Verteilungssysteme

Durch den Ausbau erneuerbarer Energien kommen riesige Herausforderungen auf das Stromverteilernetz zu. In allen Prognosen wird sich der Verbrauch von Strom bis zum Jahr 2050 fast verdoppeln; der Anteil des Stromes am Energieverbrauch wird von 22 % auf 36-39 % steigen. Um das zu ermöglichen, müssen die bestehenden Verteilungsnetze, die in den Nachkriegsjahren aufgebaut und allmählich zusammengefügt wurden, ausgebaut und qualitativ verbessert werden. Angebot und Nachfrage müssen in Einklang gebracht werden. Beide schwanken tages-

und jahreszyklisch sowie entsprechend den vorherrschenden Bedingungen. Bei Kälte werden Heizungen, bei Hitze Klimaanlage in Betrieb genommen, mittags wird gekocht, und während der Woche sind die meisten Industrie- und Dienstleistungsbetriebe am Netz. Beim Angebot sind es vor allem Wind- und Sonnenenergie, die je nach Jahreszeit und Witterung einmal mehr und einmal weniger bis gar keinen Strom liefern.

Das zukünftige Energiesystem muss auch danach trachten, Bedarfsspitzen zu vermindern. Voraussetzung dafür ist die Installation intelligenter Netze (*Smart Grid*), die es erlauben, zu unterschiedlichen Tageszeiten Strom zu unterschiedlichen Preisen anzubieten und damit die Konsumenten zu motivieren, den Verbrauch von Strom auf Tageszeiten zu verlagern, in denen Strom billig ist. Eine weitere Notwendigkeit ist, das Netz auszubauen, um den Ausgleich zwischen Angebot und Nachfrage über größere Entfernungen bewerkstelligen zu können. Die EU fördert diese Möglichkeiten unter anderem mit dem „*The Union for the Mediterranean (UfM) Mediterranean Solar Plan (MSP)*“, der von der Europäischen Investitionsbank finanziert wird, weiters mit „*Desertec Industrial Initiative (DII)*“, *MedGrid*, *North Seas Offshore Grid Initiative (NSOGI)*, *Friends of the Super Grid (FOSG)*, *Renewables Grid Initiative (RGI)* sowie über den *Clean Technology Fund (CTF)* und *CSP Investment Plan (IP)* der Weltbank.

Nach der EU Roadmap für 2050 (Kapitel 5.3.5) werden kumulative Netzinvestitionen zwischen 2011 und 2050, abhängig von der Höhe der Förderung erneuerbarer Energien, zwischen 1.500 und 2.200 Bio. € kosten. Um die Ziele der EU für 2020 zu erfüllen, schätzt die EK in ihrem Konzept für ein integriertes europäisches Energienetz, dass bis zum Jahr 2020 140 Mrd. € in das Stromnetz investiert werden müssen (EK 2010a).

Einiges davon wird für die Modernisierung bestehender Leitungen und Verteilernetze benötigt werden. Darüber hinaus müssen mittels *Smart Grids* Informationen über das Verhalten der Anbieter und Verbraucher gesammelt und ausgewertet werden, um die Effizienz, Zuverlässigkeit und Kosten der Stromerzeugung zu verbessern. „*Smart Meter*“ sind ein wichtiger Teil dieser Bemühungen; sie ermöglichen, die Belastung der Stromnetze zu Stoßzeiten und die damit verbundenen THG-Emissionen zu reduzieren, indem den Verbrauchern, ihr Energieverbrauch und die Kosten dafür bewusst gemacht werden und sie durch tageszeitlich unterschiedliche Preise in die Lage versetzt, ihren Stromverbrauch anzupassen und ihre Stromkosten dadurch zu reduzieren. Derzeit haben nur rund 10 % der EU-Haushalte einen *Smart Meter*; durch das Infrastrukturprogramm sollen es bis 2020 80 % der europäischen Haushalte sein.

Strom aus Biomasse lässt sich bedarfsgerecht erzeugen, im Gegensatz zu Solar- und Windstrom, die zu unregelmäßigen Zeiten anfallen und daher ungeeignet sind, den Bedarf ganztäglich zu decken. Die tageszeitlich überschüssig erzeugte Energie aus erneuerbaren Energieträgern sollte zwischengespeichert werden, um bei Bedarf zur Verfügung zu stehen (Reinhold 2011). Für das Konzept eines Energiespeicherungssystems für bestehende Photovoltaikanlagen erhielt das Unternehmen my-PV den ersten Preis der Smart Vienna 2012, ausgeschrieben von der ZIT - die Technologieagentur der Stadt Wien (Rimpler 2011).

6.9.2 Zertifizierungssysteme

Für viele Bereiche des komplexen Themenfeldes Biomasse gibt es noch keine Steuerungs- und Regelungssysteme. Die World Trade Organisation regelt zwar den Handelsbereich, doch klare Umweltstandards oder verpflichtende Zertifizierungssysteme (SRU 2007, S. 87ff) für die Produktion von Biomasse gibt es noch nicht. Es ist unklar, ob und wie die Fruchtfolge zu gestalten sei, wie viele Pestizide auf den Feldern eingesetzt oder ob auch gentechnisch veränderte Pflanzen für die Produktion verwendet werden dürfen. Seit Februar 2008 läuft unter dem Namen „*International Sustainability and Carbon Certification* (ISCC) ein auf zwei Jahre angelegtes Pilotprojekt zur Zertifizierung von Biokraftstoffen, das von der Kölner Consulting-Firma Meo Corporate Development GmbH durchgeführt wird. Nach einer zweijährigen Testphase soll das Zertifizierungssystem sowohl für die landwirtschaftliche Produktion wie auch für die Umwandlung der Rohstoffe in Bioenergie abgeschlossen sein. Das Spektrum der Nutzpflanzen reicht dabei von den europäischen Kulturen über Zuckerrohr aus Brasilien und Soja aus Argentinien bis zu Palmöl aus Malaysia und Indonesien (Agra-Europe, 2008b).

6.9.3 Nachhaltigkeitskriterien für Biokraftstoffe

Die EU hat sich verpflichtet, im nächsten Jahrzehnt den ökologischen Fußabdruck ihrer Kraftstoffe um 6 % zu reduzieren. Zu diesem Zweck wurden mit der Richtlinie 2009/28/EG²⁵² Nachhaltigkeitskriterien für Biokraftstoffe eingeführt (Abbildung 65).

Biotreibstoffe, die auf dem EU-Markt verkauft werden, müssen unabhängig davon, ob sie im Inland erzeugt oder importiert wurden, bestimmte Umwelanforderungen erfüllen, wenn sie als erneuerbare Energien gemäß der Richtlinie 2009/28/EC anerkannt werden sollen. Das betrifft auch die landwirtschaftlichen Rohstoffe zur Biokraftstofferzeugung: Biokraftstoffe und flüssige Biobrennstoffe dürfen nicht auf Flächen mit hoher Biodiversität oder Böden mit hohem Kohlenstoffgehalt oder Böden, auf denen Agrarumweltmaßnahmen durchgeführt werden, angebaut werden und müssen eine mindestens 35 %ige Reduktion von THG (im Vergleich zu fossilen Brennstoffen) gewährleisten. Dieser Prozentsatz steigt bis zum Jahr 2017 auf 50 %. Bei Anlagen, die ihre Produktion im Jahr 2017 aufnehmen, gilt ab dem Jahr 2018 eine Mindesteinsparung von 60 %. Die Berechnung kann in Deutschland unter anderem anhand von so genannten typischen Werten für verschiedene Produktionsverfahren erfolgen; die Berechnungsergebnisse können stark schwanken (Busse und Brümmer 2011). Damit wurde der Kritik verschiedener Organisationen, u.a. des *EEA Scientific Committee*, Rechnung getragen, wonach die Effizienz der Nutzung von Biokraftstoffen geringer sei als jene ihrer direkten Nutzung (KWK), sowohl hinsichtlich der Energieausbeute als auch der Reduktion von THG-Emissionen; außerdem werde der Druck auf Böden, Wasser und Biodiversität durch Intensivierung der Landwirtschaft erhöht²⁵³.

252 <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2009:140:0016:0062:DE:PDF>

253 <http://www.eea.europa.eu/highlights/suspend-10-percent-biofuels-target-says-eeas-scientific-advisory-body>; <http://www.eea.europa.eu/highlights/getting-the-most-out-of-europes-bioenergy-potential>

**„Promotion of the use of energy from renewable sources“
(EU-RED – Directive 2009/28/EC)**

- Adopted on 23 April 2009 > Applicable from 1 January 2011
- Mandatory target of 10% renewable transport fuels by 2020 for each EU Member State
- Includes sustainability criteria for
 - all bioenergy feedstocks
 - all countries of origin (EU and import)
 - all bioenergy uses (“biofuels” and “bioliquids”)
- EU Fuels Quality Directive (FQD) contains the same sustainability criteria
- First sustainability certification schemes accredited in Germany early 2010 (ISCC, REDcert)
- Some 1 dozen schemes currently under EU accreditation in Brussels

Mandatory thresholds (exclusion criteria):

- Article 17 (2) – Greenhouse Gas Emissions
- Article 17 (3) – High Biodiversity Value Areas (primary forest, ...)
- Article 17 (4) – Land with High Carbon Stock (forests, wetlands)
- Article 17 (5) – Drained peatland
- Article 17 (6) – Good Agricultural Practice (GAP)

Reporting obligations (Article 18 (3) – Measures taken for...)

- Soil, water, and air protection
- Restoration of degraded land
- Avoidance of excessive water consumption
- Social sustainability
- Availability of foodstuffs at affordable prices
- Development issues
- Land use rights
- International treaties (ILO, et al.)

Abbildung 65:
Richtlinie zur
Förderung der
erneuerbaren
Energie
2009/28/EC

Quelle: Schneider (2011)

Drittländer, aus denen die Rohstoffe stammen, müssen internationale Abkommen einhalten. Standards für Importe dürfen den Welthandel nicht einseitig beeinträchtigen; sie müssen für inländische und ausländische Marktteilnehmer gleichermaßen gelten. Diese müssen Gelegenheit haben, an ihrer Erstellung mitzuwirken. Ackrill und Kay (2011) entwickeln in ihrer Studie die Ansicht, dass auf Standards für Biotreibstoffe das Abkommen über technische Handelsbarrieren der WTO anzuwenden ist, dessen Bedingungen durch die EU-Standards erfüllt sind.

Internationale Abkommen sollten verbindliche Umweltkriterien für die Herstellung von Biokraftstoffen enthalten, u. a. Sicherung der biologischen Vielfalt und Schutz von Gebieten mit hohem Kohlenstoffgehalt (Feucht- oder Waldgebiete). Gewässer-, Boden- und Luftschutz oder der Ausschluss von Kinderarbeit und die Beachtung der Menschenrechte würden dadurch berücksichtigt, dass die Hersteller von Biokraftstoffen dazu verpflichtet würden, Informationen zu diesen Aspekten bereitzustellen. Diese Punkte sollen später in Form eines Zertifikatsystems institutionalisiert werden. Am 19. Juli 2011 wurden von der EK sieben freiwillige Vereinbarungen zur Zertifizierung von Nachhaltigkeit anerkannt²⁵⁴.

Biokraftstoffe und flüssige Biobrennstoffe dürfen nicht aus Rohstoffen hergestellt werden, die auf Flächen mit hohem Wert hinsichtlich der biologischen Vielfalt oder auf Flächen mit hohem Kohlenstoffbestand gewonnen werden. Die indirekten Auswirkungen der Bodennutzung sollen beobachtet und berichtet werden. Das betrifft die Abholzung von Wäldern und die Erhöhung der Lebensmittelpreise. Der Artikel 18 (3) enthält Berichtspflichten zu verschiedenen Themen: Bodenschutz und -wiederherstellung, Wasserschutz und -verbrauch, Luftverschmutzung, und soziale Veränderungen, die durch Förderung der Biokraftstoff-Produktion entstehen können. Das betrifft Investitionen, im Zuge derer die lokale Bevölkerung enteignet und ihres Lebensunterhalts beraubt wird, Investoren, die Marktmacht ausüben und soziale Spannungen verschärfen, und die Nutzung von Flächen, die die einheimische Bevölkerung für die Produktion von Nahrungsmitteln benötigt. Auswirkungen auf die Biodiversität werden nicht direkt erwähnt. Allerdings wird vorgeschlagen, für den Anbau von Pflanzen zur Gewinnung von Bio-

²⁵⁴ http://ec.europa.eu/energy/renewables/biofuels/sustainability_schemes_en.htm

kraftstoffen auf wenig fruchtbaren Böden einen CO₂-Bonus zu vergeben, der zu einem höheren CO₂-Ausstoß von bis zu 29 g/MJ berechtigen würde. Die fossile Vergleichsgröße ist standardmäßig 83,8 g CO_{2eq}/MJ²⁵⁵.

Die EK unterbreitet in Bezug auf Drittländer und Mitgliedstaaten, die eine bedeutende Quelle für in der Gemeinschaft verbrauchte Biokraftstoffe oder Rohstoffe für Biokraftstoffe darstellen, alle zwei Jahre einen Bericht über die einzelstaatlichen Maßnahmen, die diese Länder zur Einhaltung der Nachhaltigkeitskriterien und zum Schutz von Boden, Wasser und Luft getroffen haben. Der erste Bericht wird 2012 vorgelegt. Die Mitgliedstaaten verpflichten die Wirtschaftsteilnehmer nachzuweisen, dass die Nachhaltigkeitskriterien sowohl für in der Gemeinschaft erzeugte als auch für importierte Biokraftstoffe und flüssige Biobrennstoffe erfüllt sind. Im Artikel 19 wird dargelegt, wie die Berechnung des Beitrags von Biokraftstoffen und flüssigen Biobrennstoffen zum Treibhauseffekt zu messen ist. Artikel 22 regelt die zweijährige Berichterstattung durch die Mitgliedstaaten an die EK über die Fortschritte bei der Förderung und Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen.

In ihrer jüngsten Überprüfung der Richtlinie über die Kraftstoffqualität (*Fuel Quality Directive*) schlug die EK einen Standardwert von 107 g CO_{2eq} pro Mj Kraftstoff (CO₂/MJ) für Öl aus Ölsand vor, um den größeren Umweltschäden, die dessen Produktion bewirkt, Rechnung zu tragen; der Vergleichswert für Rohöl ist 87,5 g CO₂/MJ (Neslen 2011). Für andere unkonventionelle Quellen soll es ähnliche Aufschläge geben: Ölschiefer soll einen Wert von 131,3 CO_{2eq}/MJ und flüssiger Treibstoff aus Kohle (*Coal-to-Liquid*) 172 CO_{2eq}/MJ. Während „Biokraftstoffe der zweiten Generation“ die Anforderungen an die Ökobilanz problemlos erfüllen, dürfte dies für einige Biomasse-Rohstoffe schwierig werden, wenn man indirekte Landnutzungsänderungen wie geplant anrechnet. Nach deren Berücksichtigung mit der vorgeschlagenen Methode würden die in Tabelle 47 gegebenen Werte schlagend werden.

Tabelle 47:
Vorgeschlagene
THG-Emissionen
von Energie aus
Biomasse unter
Berücksichtigung
indirekter Land-
nutzungsände-
rungen

Energieträger	g CO _{2eq} /MJ	Energieträger	g CO _{2eq} /MJ
Palmöl	105	Zuckerrohr	36
Soyabohne	103	Weizenstroh mit KWK	35
Raps	95	Zuckerrübe	34
Sonnenblume	86		
Palmöl mit Biogaserzeugung	83	Ethanol (2. Generation mit Landnutzung)	32
Weizen	64	Ethanol (2. Generation ohne Landnutzung)	9
Weizen mit KWK	47	Biodiesel (2. Generation mit Landnutzung)	21
Mais	43	Biodiesel (2. Generation ohne Landnutzung)	9

Quelle: EK (2012f)²⁵⁶

Der am 17.10.2012 vorgelegte Vorschlag der EK (2012e) sieht eine Begrenzung des Beitrags von Biokraftstoffen und flüssigen Biobrennstoffen, die aus Nahrungsmittelpflanzen hergestellt werden, auf den aktuellen Verbrauch vor. Außerdem sollen die zu erzielenden Mindesteinsparungen an THG-Emissionen erhöht und die Emissionen durch Kohlenstoffbestandsänderungen

²⁵⁵ Die Standardwerte der THG-Emissionen von Biokraftstoffen (ohne ILUC-Faktoren) werden in <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2009:140:0016:0062:DE:PDF> ab Seite 56 angegeben.

²⁵⁶ <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=SWD:2012:0343:FIN:EN:PDF#page=128>

infolge indirekter Landnutzungsänderungen geschätzt und gemeldet werden. Bei dieser Schätzung sollen für Getreide und sonstige stärkehaltige Pflanzen 12, für Zuckerpflanzen 13 und für Ölpflanzen 55 g CO_{2eq}/MJ berechnet werden.

6.9.4 Mobilitätsmanagement

Um die 5 Mrd. € Infrastrukturkosten sowie die 5 bis 8 Mrd. € externen Kosten des Straßenverkehrs (durch Unfälle, Gesundheits- und Umweltschäden), die in Österreich pro Jahr anfallen, hereinzubringen, müsste die gegenwärtige Maut laut Herry (2007) verdoppelt werden. Mobilitätsmanagementprozesse werden in über 250 österreichischen Unternehmen umgesetzt und führen pro Betrieb zu CO₂-Einsparungen bis zu 5.000 t/Jahr (1 t CO₂ entspricht 1.500 – 2.000 km). Die Post AG konnte durch „Sprintspartrainings“ 5 Mio. €/Jahr einsparen. Mobilitätsmanagement wird durch das BMLFUW gefördert.

6.10 Forschung für erneuerbare Energie

6.10.1 Erneuerbare Energiepotenziale Europas

Die TRANS-CSP Studie untersucht die erneuerbaren Energiepotenziale Europas und deren Fähigkeit, elektrische Energie und vor allem auch gesicherte elektrische Leistung nach Bedarf zu liefern. Das Konzept basiert auf einem ausgewogenen Mix aus erneuerbaren und fossilen Energiequellen und schließt den Import von Strom aus solarthermischen Kraftwerken über ein erweitertes EUMENA Stromnetz mit ein.

Das konventionelle Stromnetz ist nicht in der Lage, größere Strommengen über große Entfernungen effizient zu übertragen. Für diesen Zweck ist eine Kombination des konventionellen Wechselstromnetzes (*Alternating Current*, AC) mit Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ oder englisch *High Voltage Direct Current*, HVDC) notwendig, die eine effiziente Übertragung über große Entfernungen ebenso zulässt wie eine effiziente Verteilung im Niederspannungsbereich. Die Ergebnisse der TRANS-CSP Studie lassen sich wie folgt zusammenfassen:

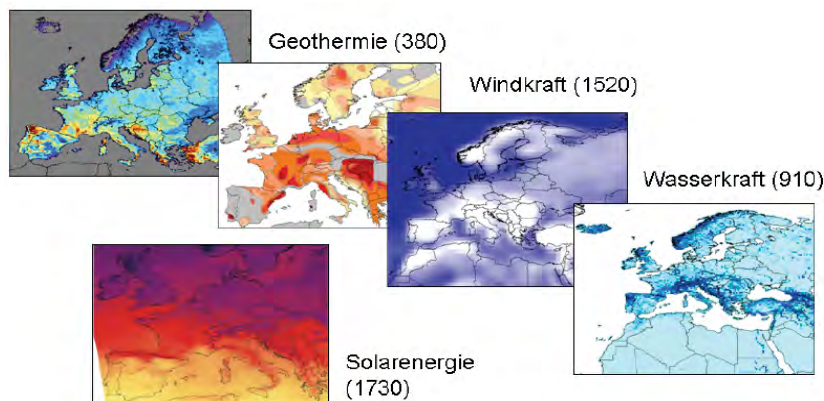
Ein ausgewogener Mix erneuerbarer Energiequellen und fossiler Regelenergie kann kostengünstigen und sicheren Strom für Europa liefern. Unser Szenario beginnt im Jahr 2000 mit dem damals dokumentierten Anteil von 20 % erneuerbaren Energiequellen (inkl. Wasserkraft) in den untersuchten Ländern. Es erreicht im Jahr 2050 einen erneuerbaren Anteil von 80 %. Schnell reagierende, gasgefeuerte Spitzenlastkraftwerke übernehmen einen Teil der Regelleistung in diesem Mix, und eine kombinierte Netzinfrastruktur aus HGÜ und Wechselstromnetz übernimmt die Verteilung des erneuerbaren Stroms von den besten Produktionsstätten zu den wichtigsten Bedarfszentren.

Der Übergang zu einem nachhaltigen Energiemix wird innerhalb von 15 Jahren zu einer kostengünstigeren Stromversorgung führen als die Beibehaltung derzeitiger Trends. Importierte Brennstoffe, die hohe Kostensteigerungen erfahren, werden zunehmend durch heimische Quellen ersetzt, die durch die technische Entwicklung und Skaleneffekte immer kostengünstiger

werden. Die negativen sozioökonomischen Folgen der Energiepreiseskalation können bis 2020 gestoppt und umgekehrt werden, wenn ab sofort die notwendigen politischen und legalen Rahmenbedingungen für den Ausbau erneuerbarer Energien geschaffen werden. Instrumente wie das deutsche und spanische Einspeisegesetz haben sich als besonders effizient erwiesen. Sie werden in einem angemessenen Zeitraum auf null zurückgefahren und können als eine wertvolle öffentliche Investition und nicht als Subvention angesehen werden.

Importstrom aus solarthermischen Kraftwerken in MENA kann gesicherte Leistung für Grund-, Mittel- und Spitzenlast im europäischen Netz liefern und damit die einheimischen erneuerbaren Quellen ideal ergänzen. Der Import könnte zwischen 2020 und 2025 mit 60 TWh/a beginnen und bis 2050 auf 700 TWh/a ausgebaut werden. Die hohe Einstrahlung in MENA und die geringen Verluste von 10-15 % durch HGÜ erlauben Importstromkosten von etwa 0,05 €/KWh.

Abbildung 66:
Stromerzeugungspotenzial*
von 30 europäischen Ländern,
in TWh/a



Belgien, Bosnien-Herzegowina, Bulgarien, Dänemark, Deutschland, Finnland, Frankreich, Griechenland, Großbritannien, Irland, Island, Italien, Kroatien, Luxemburg, Makedonien, Niederlande, Norwegen, Österreich, Polen, Portugal, Rumänien, Schweden, Schweiz, Serbien-Montenegro, Slowakei, Slowenien, Spanien, Tschechische Republik, Türkei, Ungarn
* wirtschaftlich erschließbar. Das Gesamtpotenzial aller heimischen erneuerbaren Quellen beträgt 5.160 TWh/a, der zukünftigen Verbrauch der untersuchten Länder etwa 4.000 TWh/a
Quelle: DLR (2006)²⁵⁷

Kohlendioxidemission können auf 25 % des Jahres 2000 zurückgefahren werden. Dazu wird für den erneuerbaren Energiemix etwa 1 % der europäischen Landfläche gebraucht; das ist etwas weniger als derzeit für den Transport- und Mobilitätssektor benötigt wird. (DLR-Institut 2006).

Erneuerbare Energiepotenziale in Österreich bis 2020 wurden von ÖBV (2009) geschätzt. Sie belaufen sich von 2005 bis 2020 auf 201 PJ; davon entfallen auf Biomasse 104 PJ, Wasserkraft 38 PJ, Solarthermie und Umgebungswärme 34 PJ sowie Wind und PV 25 PJ. Damit würde Österreich im Jahr 2020 519 PJ erneuerbare und 887 PJ fossile Energie verbrauchen; im Jahr 2005 wurden 1.446 PJ Primärenergie verbraucht.

²⁵⁷ http://www.dlr.de/dlr/Portaldata/1/Resources/documents/TRANS-CSP_Zusammenfassung.pdf#page=5

6.10.2 Biomassepotenziale der Landwirtschaft

Der Biomasse kommt hinsichtlich der Erfüllung des strategischen Ziels in der Energiepolitik der EU eine Sonderstellung zu: Im Grünbuch ‚Hin zu einer europäischen Strategie für Energieversorgungssicherheit‘ wird darauf verwiesen, dass das enorme Potenzial der land- und forstwirtschaftlichen Rückstände in der EU bisher nicht genutzt wird (EK 2001, S. 47).

Verschiedene Institutionen (BMLFUW 2008²⁵⁸, Brainbows 2008²⁵⁹, European Environment Agency (Wiesenthal et al. 2006)²⁶⁰, Energy Economics Group (2007)²⁶¹, Österreichische Biomasseverband (2006a), Landwirtschaftskammer Österreich (ÖBV 2008), Thrän et al. (2005)²⁶²; Henze und Zeddies (2007)²⁶³, Zeddies et al. (2012) haben das Produktionspotenzial der Landwirtschaft (in Energie- oder Flächeneinheiten) eingeschätzt.

258 Um zu einer realistischen und allgemein anerkannten Einschätzung zu kommen, hat das BMLFUW das Flächenpotenzial bis 2020 mit österreichischen Fachleuten diskutiert und eingeschätzt (Wörgetter 2008).

259 Im Referenzszenario wird die Entwicklung fortgeschrieben, im Biomasseszenario wird angenommen, dass die Flächen für die Erzeugung von Bioenergie intensiv genutzt werden; im Umweltszenario wird der Trend in Richtung ökologischer Landwirtschaft stärker betont. In allen Szenarien ist berücksichtigt, dass aufgrund der hohen Kosten die Ausdehnung von Grünlandflächen nur sehr schwer möglich ist. Weiters wurde berücksichtigt, dass die landwirtschaftliche Fläche insgesamt abnehmen dürfte.

260 In der Studie der Europäischen Umweltagentur (Wiesenthal et al. 2006) wurde das Biomassepotenzial, das unter umweltverträglichen Aspekten für Bioenergie zur Verfügung steht, ermittelt.

261 Die Szenarien unterscheiden sich in den Annahmen zu Kulturartenverteilung, Flächenpotenzialen, der Entwicklung des Viehbestandes sowie den Annahmen bezüglich energetisch nutzbarer Anteile der landwirtschaftlichen Nebenprodukte. Damit soll den Unsicherheiten, mit denen die Potenzialabschätzung behaftet ist, Rechnung getragen werden. Des Weiteren unterscheiden sich die Szenarien in der Wahl des „Energiepflanzen-Mixes“, d.h. der Flächenanteile der verschiedenen Energiepflanzen. Generell wird davon ausgegangen, dass der Anteil von Getreide und Ölsaaten zurückgehen wird, und Kurzumtriebsplantagen und Miscanthus stark an Bedeutung gewinnen werden. In Szenario B ist dieser Trend am stärksten ausgeprägt, während in Szenario C auch langfristig der Anteil von Getreide und Ölsaaten verhältnismäßig hoch bleibt. Diese prinzipielle Entwicklung wird nicht zuletzt aufgrund des zu erwartenden Umstiegs von first- auf second-generation-biofuels unterstellt.

262 Das IE Leipzig hat das technische Potenzial aus Land- und Forstwirtschaft sowie Reststoffen ermittelt. Das Current Policy (CP)-Szenario nutzt Bracheflächen und Überschüsse vollständig, widmet Flächen nach derzeitigen Trend um und unterstellt Ertragssteigerungen. Das Environment+ Szenario (E+) nutzt 70 % der Brache, Produktionsdefizite bei Raps und Sonnenblumen werden durch Importe gedeckt, Abbau der Überschussproduktion und Freisetzung der Flächen zum Energiepflanzenanbau, zusätzliche Umwidmung der Ackerflächen im Umfang von 2,5 % (2010) und 5 % (2020) zu Naturschutzzwecken, Ertragssteigerungen für Grünlandflächen um 50 % reduziert im Vergleich zu CP Szenario (Thrän et al. 2005).

263 Die Ermittlung des landwirtschaftlichen Flächenpotenzials für die Produktion von Bioenergiepflanzen erfolgte unter zwei EU politischen Annahmen: (i) Unterlassung jeglicher Subventionierung von Agrarexporten bei bisher gestützten Marktordnungsprodukten und (ii) Verzicht auf die obligatorische Flächenstilllegung. Weiters wurde das Potenzial aus stillgelegter Fläche und Flächenumwidmungen zu anderen Zwecken berücksichtigt. Ausgegangen wurde von vereinfachenden hypothetischen Annahmen, dass einerseits bei subventionierten Überschussprodukten der über die Nahrungsmittelselbstversorgung des Landes hinausgehende Teil als technisches Potenzial für die Erzeugung von Energiepflanzen genutzt werden könnte und andererseits die Defizitsituationen bei typischen Agrarprodukten der EU, z. B. Getreide, Raps, Sonnenblumen, der Selbstversorgung mit Nahrungsmitteln Vorrang eingeräumt würde. Auf dieser Basis wurden die Veränderungen im Nahrungsmittelverbrauch sowie die Ertrags- und Leistungssteigerungen in der Agrarproduktion bilanziert (Henze und Zeddies 2007).

Potenzial für Bioenergie in der EU

Zeddies et al. (2012) schätzten die verfügbaren Flächen für Agrarrohstoffe, die nach Sicherstellung der Inlandsversorgung mit Nahrungsmitteln aus nationaler Produktion möglich sind, für einzelne Länder, Regionen und Kontinente unter Berücksichtigung der zukünftigen Entwicklungen des Nahrungsmittelbedarfs und der Produktivität der Agrarproduktion. Demnach war die Basisperiode (2006-2009) durch hohe Überproduktion und Weltvorräte an Agrarrohstoffen und Nahrungsmitteln gekennzeichnet. Nordamerika, Südamerika, Australien und die EU produzierten bis zum Dreifachen des Inlandsbedarfs an Agrarprodukten. Sie lenkten die meist subventionierten Agrarexporte in die inländische Verwendung für stoffliche und energetische Nutzung um. Global werden derzeit ca. 70-80 Mio. ha für nachwachsende Rohstoffe genutzt.

Aufgrund des hohen Bevölkerungswachstums in Asien und Afrika steigt deren Importbedarf an Nahrungsmitteln. Die steigende Nachfrage führt zu Preissteigerungen, die wiederum zu Produktionssteigerungen motivieren.

Die technischen Potenziale für Bioenergieflächen werden für die Basisperiode (2006-2009) weltweit auf 190 Mio. ha geschätzt; davon entfallen ca. 10 Mio. ha auf die EU27. Bis zum Jahr 2050 steigen diese Potenziale global auf gut 280 Mio. ha, davon auf ca. 30 Mio. ha in der EU27.

Die EU27 verwendet derzeit 190 Mio. ha; sie benötigt bei den derzeitigen Export-Import-Mengen 170 Mio. ha Fläche für die Inlandsversorgung mit Nahrungsmitteln, im Jahr 2050 infolge von Produktivitätssteigerungen aber nur noch etwa 140 Mio. ha. Ihre Exporte werden um ca. 10 Mio. ha ansteigen. Zusammen mit den derzeit schon verwendeten 9 Mio. ha werden bis zum Jahr 2050 ca. 32 Mio. ha für nachwachsende Rohstoffe zur Verfügung stehen.

Tabelle 48
Wichtige Ergebnisse zu den Bioenergiepotenzialen in Deutschland und der EU27

Mio. ha	Deutschland				EU-27				
	Basis 2007	2020	2030	2050	Basis 2007	2020	2030	2050	
Bevölkerung	Mio.	82,5	81,0	79,5	74,8	496,0	511,2	516,1	511,9
Landw. Genutzte Fläche (LF)	Mio. ha	17,0	16,8	16,8	16,7	191,0	187,0	185,0	182,2
Flächenbedarf für inländische Nahrungsmittelnachfrage bei gegebenen Agrarimporten und exporten	Mio. ha	12,7	10,6	9,3	6,8	171,6	161,7	154,5	140,5
Fläche für Agrarexporte zur Sicherung der Weltmehrnahrung	Mio. ha		1,4	2,0	2,4		5,6	7,6	10,1
bereits genutzte Fläche für Nawaro	Mio. ha	2,0				9,0			
Zusätzliches Potenzial für Nawaro (bei Ernährungssicherung) (LF)	Mio. ha	1,6	2,7	3,5	5,5	7,5	10,7	13,8	22,6
theoretisch nutzbare Fläche für Nawaro insgesamt (LF)	Mio. ha	3,6	4,7	5,5	7,5	16,5	19,7	22,8	31,6
ges. Nawaro-Fläche in % der LF	%	21,1	28,1	32,8	44,9	8,6	10,5	12,3	17,3
Energie aus dem zusätzlichen Potenzial für Nawaro	EJ	0,2	0,8	1,0	1,3	1,1	3,7	4,1	5,3
in % vom Primärenergieverbrauch 2008	%	1,3	5,1	6,5	8,9	1,4	4,6	5,1	6,5

Quelle: Zeddies et al. (2012)²⁶⁴

264 <https://www.uni-hohenheim.de/i410b/download/publikationen/Globale%20Biomassepotenziale%20-%20FNR%2022003911%20Zwischenbericht%202012.pdf#page=104>

Werden auf den verfügbaren Flächen Energiepflanzen angebaut, dann können in der EU27 ca. 5.300 PJ (6,5 % des Primärenergieverbrauchs) bereitgestellt werden. Bei erfolgreicher Umsetzung der Einsparungsbemühungen (Halbierung des Primärenergiebedarfs bis 2050) erhöht sich der Anteil entsprechend.

Die zukünftige Nahrungsmittelnachfrage und die Produktivitätsentwicklung haben entscheidenden Einfluss auf die Bioenergiepotenziale. Aber nur sehr unwahrscheinlich pessimistische Annahmen führen zu einer weitgehenden Reduzierung des Bioenergiepotenzials. Eine weltweite Unterlassung von Landnutzungsänderungen würde die Bioenergiepotenziale in der Größenordnung von ca. 10 bis 20 Mio. ha vermindern. Nur eine damit einhergehende weltweite Umwidmung von Ackerflächen zu Naturschutzflächen um 10 % würde die Bioenergieflächen drastisch reduzieren.

Die Kapazitäten für Bioenergie wachsen global mit Wachstumsraten um 8 %. Die globale Fläche für nachwachsende Rohstoffe steigt jährlich um ca. 6 Mio. ha, davon in der EU27 um ca. 0,5 Mio. ha. Dieses Wachstum könnte zumindest noch bis 2030 anhalten, bevor Rohstoffknappheit zu Lasten der Ernährungssicherung entsteht.

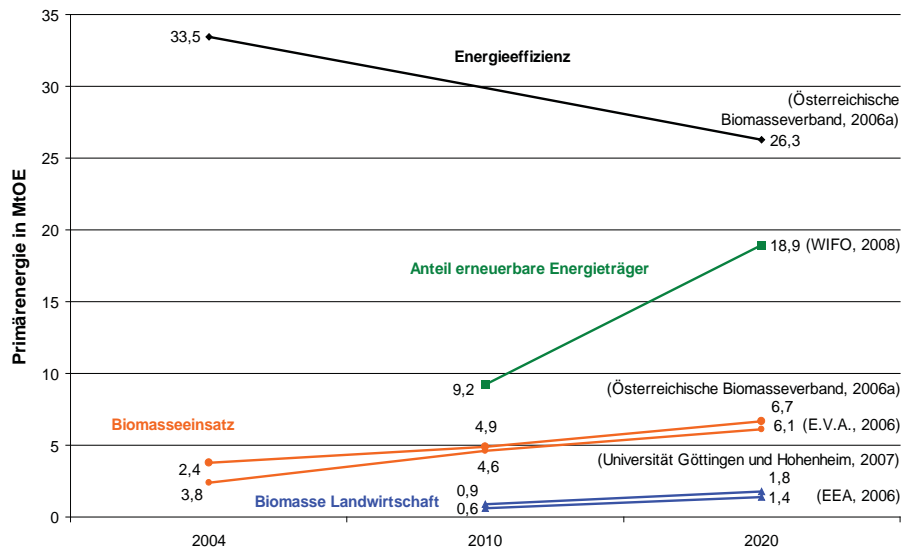
Die Hauptproduktionsrichtung „Biokraftstoffe“ ist weltweit unverzichtbar, weil mit allen anderen Verwendungen die verfügbaren Flächenpotenziale nicht ausgeschöpft werden können bzw. der notwendige Kapazitätsausbau mit den Verfügbarkeiten nicht Schritt halten könnte.

Eine von der EK in Auftrag gegebene Studie an das IFPRI (Laborde 2011) kommt zu dem Ergebnis, dass eine Umsetzung der EU-Biokraftstoffziele bis zum Jahr 2020 (10 % im Transportbereich) erhebliche indirekte Landnutzungsänderungen nach sich ziehen würde. Die Steigerung der Biokraftstoffproduktion in der EU würde je nach Handelsszenario zu einer Zunahme des Ackerlandes global um etwa 1,7-1,9 Mio. ha führen. Die damit verbundenen CO₂-Emissionen belasten die Emissionsbilanz der Biokraftstoffe so stark, dass vor allem Biodiesel die Netto-Emissionsminderungsraten nach der EU-Gesetzgebung nicht mehr erreicht. Demgegenüber würden bei Bioethanol aus Weizen, Mais und insbesondere Zuckerrüben und Zuckerrohr immer noch Netto-Treibhausgas-minderungen von knapp 50-65 % erreicht werden, während für Biodiesel aus Sojabohnen und Rapssaat keine Nettoeinsparungen entstünden und diese bei Biodiesel aus Palmöl und Sonnenblumen bei weniger als 10 % liegen würden. Bei derart weitreichenden Ergebnissen stellt sich allerdings die Frage, ob ein Verzicht auf die Nutzung vorhandener Ressourcen in der EU27 das richtige Instrument ist, um unerwünschte globale Landnutzungsänderungen zu eliminieren.

Potenzial für Bioenergie in Österreich

Die Gegenüberstellung von politischen Zielsetzungen und Produktionspotenzial für Energie aus Biomasse (in Mt_{oe} Primärenergie) in Österreich zeigt Abbildung 67. Klar ersichtlich ist, dass die Biomasse ein bedeutender Energielieferant und eine der Energiequellen erneuerbarer Energieträger ist und der mögliche Beitrag der Energie aus landwirtschaftlicher Biomasse bescheiden ist. Sowohl die effizientere Nutzung der Energie als auch der Ausbau erneuerbarer Energieträger bestimmen zukünftig die Energiepolitik.

Abbildung 67:
Ausgewählte
Ziele für das
Energiesystem,
den Biomasse-
einsatz und das Biomasse-
potenzial der
Landwirtschaft
in Österreich bis
2020 (in Mt_{oe}
Primärenergie)



Anmerkung: Die 0,9 MtOE (1,8 Mt_{oe}) Primärenergie werden auf einer landwirtschaftlichen Fläche von 390.000 ha (750.000 ha) erzeugt. Für die Erzeugung der 0,6 MtOE (1,4 Mt_{oe}) wird eine Fläche von 200.000 ha (270.000 ha) eingesetzt (siehe Tabelle 49).

Quelle: Eigene Zusammenstellung nach Wiesenthal et al. (2006, S. 52); Indinger et al. (2006, S. 2); Österreichische Biomasseverband (2006a, S. 4); Schönleber et al. (2007, S. 9); Kletzan et al. (2008, S. 2)

Während die Forstwirtschaft von einem bestehenden Energieholzmarkt ausgehen kann, muss die Landwirtschaft zusätzliche Flächen für die Biomasseproduktion bereitstellen. Die landwirtschaftlichen Flächenpotenziale für die Erzeugung von Energie in Österreich wurden von verschiedenen Institutionen (BMLFUW 2008²⁶⁵, Brainbows 2008²⁶⁶, Wiesental et al. (2006)²⁶⁷, Energy Economics Group (2007)²⁶⁸, Österreichischer Biomasseverband (2006a), Landwirtschaftskammer Österreich (ÖBV 2008); Thrän et al. 2005²⁶⁹, Henze und Zeddies (2007)²⁷⁰) abgeschätzt, die Ergebnisse weichen jedoch weit voneinander ab (Abbildung 67 und Tabelle 49).

Offensichtlich ist, dass Flächen für den nachhaltigen Ausbau der Biomasseproduktion in der Landwirtschaft verfügbar sind. Es besteht jedoch eine Flächenkonkurrenz zwischen den Energieformen. Beispielsweise werden für die Biotreibstoffproduktion laut Biomasseverband (2006a, S. 14) 700.000 bis 800.000 ha benötigt, um die gesetzten Treibstoffbeimischungsziele bis 2020 zu erreichen. Dieser Flächenbedarf überschreitet entweder bedeutend das österreichische Potenzial oder bewegt sich gerade im möglichen Bereich der verfügbaren Fläche für die Produktion von Energie aus Biomasse (vgl. Tabelle 49).

265 Das BMLFUW hat das Flächenpotenzial bis 2020 mit österreichischen Fachleuten diskutiert und wie oben angeführt eingeschätzt (Wörgetter 2008).

266 Im Referenzszenario wird die Entwicklung fortgeschrieben, im Biomasseszenario wird angenommen, dass die Flächen für die Erzeugung von Bioenergie intensiv genutzt werden; im Umweltszenario wird der Trend in Richtung ökologischer Landwirtschaft stärker betont. In allen Szenarien ist berücksichtigt, dass die Ausdehnung von Grünlandflächen aufgrund der hohen Kosten nur sehr schwer möglich ist. Weiters wurde berücksichtigt, dass die landwirtschaftliche Fläche insgesamt abnehmen dürfte.

267 In der Studie der Europäischen Umweltagentur wurde das Biomassepotenzial, das unter umweltverträglichen Aspekten für Bioenergie zur Verfügung steht, ermittelt.

268 Die Szenarien unterscheiden sich in den Annahmen zu Kulturartenverteilung, Flächenpotenzialen, der Entwicklung des Viehbestandes, der energetisch nutzbaren Anteile der landwirtschaftlichen Nebenprodukte und im „Energiepflanzen-Mix“, d.h. der Flächenanteile der verschiedenen Energiepflanzen. Generell wird davon ausgegangen, dass der Anteil von Getreide und Ölsaaten zurückgehen wird, und Kurzumtriebsplantagen und Miscanthus stark an Bedeutung gewinnen werden. In Szenario B ist dieser Trend am stärksten ausgeprägt, während in Szenario C auch langfristig der Anteil von Getreide und Ölsaaten verhältnismäßig hoch bleibt. Diese Entwicklung wird aufgrund eines erwarteten Umstiegs auf Biotreibstoffe der zweiten Generation unterstellt.

269 Das IE Leipzig hat das technische Potenzial aus Land- und Forstwirtschaft sowie Reststoffen ermittelt. Das Current Policy (CP)-Szenario nutzt Bracheflächen und Überschüsse vollständig, widmet Flächen nach derzeitigem Trend um und unterstellt Ertragssteigerungen. Das Environment+ Szenario (E+) nutzt 70 % der Brache, Produktionsdefizite bei Raps und Sonnenblumen werden durch Importe gedeckt, Überschussproduktion wird zugunsten von Flächen für den Energiepflanzenanbau abgebaut, 2,5 % (2010) bis 5 % (2020) der Ackerflächen werden Naturschutzzwecken umgewandelt, Ertragssteigerungen von Grünlandflächen werden im Vergleich zu CP Szenario um 50 % reduziert (Thrän et al. 2005).

270 Die Ermittlung des landwirtschaftlichen Flächenpotenzials für die Produktion von Bioenergiepflanzen erfolgte unter zwei EU politischen Annahmen: (i) Unterlassung jeglicher Subventionierung von Agrarexporten bei bisher gestützten Marktordnungsprodukten und (ii) Verzicht auf die obligatorische Flächenstilllegung. Das Potenzial aus stillgelegter Fläche und Flächenumwidmungen zu anderen Zwecken wurde berücksichtigt. Es wurde angenommen, dass der über die Nahrungsmittelselbstversorgung des Landes hinausgehende Teil von subventionierten Überschussprodukten für die Erzeugung von Energiepflanzen genutzt werden könnte und die Beseitigung von Defiziten der Selbstversorgung bei typischen Agrarprodukten der EU, z. B. Getreide, Raps, Sonnenblumen, Vorrang hat. Auf dieser Basis wurden die Veränderungen im Nahrungsmittelverbrauch sowie die Ertrags- und Leistungssteigerungen in der Agrarproduktion bilanziert (Henze und Zeddies 2007).

Der Vergleich der benötigten Energiemengen liefert ein ähnliches Bild: Laut WIFO (Kletzan et al. 2008, S. 46) werden 0,9 Mt_{oe} (2010) und 1,8 Mt_{oe} (2020) benötigt. Der Österreichische Biomasseverband (2006a, S. 12) geht von einem Mengenbedarf von 0,5 Mt_{oe} und 1,1 Mt_{oe} aus. Diese berechneten Mengen bewegen sich in den Bereichen des Mengenpotenzials von Energie aus Biomasse, das in der Abbildung 68 gezeigt wird.

Tabelle 49:
Landwirtschaftliche Flächenpotenziale (in ha) für Energie aus Biomasse in Österreich – Einschätzungen verschiedener Institutionen bis 2050

Institution	Szenario	Fläche in ha				
		2010	2020	2030	2040	2050
IE Leipzig	CP Szenario	409.000	817.000			
	E+ Szenario	236.000	408.000			
Wiesenthal et al. (EEA) (2006)	Umweltszenario	204.000	266.000	298.000		
Henze und Zeddies (2007)	CP Szenario	390.370	747.148			
Austrian Energy Agency (2012)		838.200	1.011.000			
Brainbows	Referenzszenario	135.000 bis 200.000	bis 330.000			
	Umweltszenario	80.000 bis 141.000	bis 205.000			
	Biomasseszenario	215.000 bis 282.000	bis 465.000			
Energy Economics Group	Szenario A (Basis)	417.000	593.000	770.000	884.000	987.000
	Szenario B (Hoch)	403.000	640.000	863.000	973.000	1.069.000
	Szenario C (Niedrig)	417.000	531.000	677.000	788.000	865.000
Landwirtschaftskammer Österreich (LK)		250.000	380.000			
Biomasseverband Österreich ¹⁾			400.000			
BMLFUW	Bioenergie & ökologische Landwirtschaft Szenario		80.000 bis 140.000			
	Realistisch-optimistisches Szenario		300.000 bis 400.000			
	Biomasseszenario		bis 450.000			

Anmerkung: ¹⁾ Der Flächenbedarf für die Produktion von Biotreibstoffen wird mit 190.000 ha angegeben. Für die Erreichung der Ziele von 12 bis 14 % des Treibstoffbedarfes bis zum Jahr 2020 wäre eine Fläche von 700.000 ha bis 800.000 ha (unter der Annahme: Biotreibstoffe mit 45 PJ Energieinhalt, das sind etwa 1,4 Mrd. Liter Treibstoffe, teils Ethanol, teils Biodiesel) notwendig. Die Rohstoffe zur Erreichung der Ziele für die Treibstoffe können nur zu einem Drittel bis einem Viertel in Österreich produziert werden, der größere Teil muss überwiegend aus jenen Nachbarländern der Europäischen Union zugekauft werden (Österreichische Biomasseverband, 2006a, S. 14f).

Quelle: Wiesenthal et al. (2006, S. 22), Brainbows (2007, S. 40), Energy Economics Group (2007, S. 51), Henze und Zeddies (2007, S. 261), Indinger et al. (2006, S. 74), Österreichische Biomasseverband (2006a, S. 15), Schultes (2008), Thrän et al. (2005, S. 92), Wörgetter (2008)

Um agrarische Rohstoffe für die vermehrte stoffliche und energetische Verwertung verfügbar zu machen, sind folgende Ansatzpunkte möglich:

- ■ ■ Mobilisierung von Flächen, z. B. in der EU rd. 7 Mio. ha, Brachflächen in der Ukraine, Kasachstan, Russland im Umfang von (lt. FAO) rd. 23 Mio. ha;
- ■ ■ Effizienzsteigerungen, z. B. Flächenproduktivität;
- ■ ■ Nutzung bisher ungenutzter Biomasse, z. B. Nutzung von Zwischenfrüchten oder Stroh als Treibstoff der 2. Generation;
- ■ ■ Veränderung der Flächennutzung, z. B. 200 Mio. ha Weideland mit 1 Rind/ha; bei Steigerung auf 1,4 Rinder/ha würden 60 Mio. ha verfügbar oder die Reduktion der Zuckerproduktion in EU um 6 Mt setzt 600.000 ha frei;
- ■ ■ Verringerung der Ernte-, Lager-, Fütterungsverluste;
- ■ ■ Verringerung des Verbrauchs an Nahrungsmitteln;
- ■ ■ sinkender Futtergetreidebedarf durch die Substitution mit neuen Eiweißfuttermitteln aus der Biotreibstoffproduktion;
- ■ ■ Umlenkung der bisherigen stofflichen und industriell genutzten Biomasse;
- ■ ■ Vermehrter Import von Biomasse für die stoffliche und energetische Nutzung oder vermehrter Import von Nahrungsmitteln;
- ■ ■ Strukturelle Überschussmengen für den Export.

Eine Untersuchung zu den einzelnen Flächenpotenzialen der oben genannten Punkte wurde in Brainbows (2007) vorgelegt. Verglichen mit dem Ausmaß der derzeit genutzten Flächen sind die Potenziale beträchtlich und es überrascht, dass die in Zukunft versiegelte Fläche in etwa dem verfügbaren Potenzial für Energie aus landwirtschaftlichen Bioenergieträgern entspricht (Tabelle 50).

Tabelle 50:
Flächenpotenzi-
ale (in ha) in drei
Szenarien der
stofflich-energe-
tischen Nutzung
von Biomasse in
Österreich im Jahr
2010 und 2020

Jahr	Referenzszenario	Umweltszenario	Biomassesszenario
Nutzung von Stilllegungsflächen			
2010	30.000 bis 40.000	16.000 bis 26.000	40.000 bis 50.000
2020	bis 50.000	bis 22.000	bis 60.000
Export Überschuss und Verdrängung von Kulturen			
2010	60.000 bis 90.000	40.000 bis 70.000	90.000 bis 120.000
2020	bis 100.000	bis 75.000	bis 140.000
Nutzung von Gründlandflächen			
2010	5.000 bis 10.000	4.000 bis 7.000	6.000 bis 12.000
2020	bis 40.000	bis 30.000	bis 50.000
Verdrängung anderer Kulturen			
2010	0	minus 10.000	0
2020	0	minus 15.000	0
Sinkender Futtermittelbedarf			
2010	10.000 bis 15.000	5.000 bis 15.000	10.000 bis 15.000
2020	25.000	25.000	25.000
Züchterischer Fortschritt			
2010	5.000 bis 10.000	5.000 bis 10.000	6.000 bis 11.000
2020	bis 15.000	bis 15.000	bis 17.000
Verwendung ungenutzter Potenziale (Stroh, Nebenprodukte aus der LW, keine Abfälle aus der Produktion)			
2010	0	0	25.000
2020	50.000	25.000	100.000
Verstärkte Produktionsorientierung			
2010	15.000 bis 20.000	10.000 bis 15.000	25.000 bis 30.000
2020	18.000 bis 30.000	43.000	
Nutzung von Zwischenfrüchten			
2010	10.000 bis 15.000	5.000 bis 8.000	13.000 bis 19.000
2020	bis 20.000	10.000 bis 30.000	
Potenzial gesamt			
2010	135.000 bis 200.000	80.000 bis 141.000	215.000 bis 282.000
2020	bis 330.000	bis 205.000	bis 465.000
Flächenversiegelung			
2010 (1 % weniger Fläche)	133.650 bis 198.000	79.200 bis 139.590	212.850 bis 279.180
2020 (2 % weniger Fläche)	bis 323.400	bis 200.900	bis 455.700

Quelle: Brainbows (2007, S. 40)

Diese Potenziale betreffend (zusätzlicher) Fläche und darauf produzierbarer Biomasse ergeben die Obergrenze dessen, was unter ökonomischen Gesichtspunkten erzielbar ist. Zu den Faktoren, die dazu führen, dass dieses Potenzial nicht zur Gänze genutzt wird, zählen:

- ■ ■ Kosten der Ernte und Logistik: Die Vermeidung von Verlusten, die Sammlung, die Verarbeitung und die Verwertung von Reststoffen wie Stroh ist mit Kosten verbunden, die sehr hoch sein können, da in der Regel die Energiedichte sehr gering ist.

- ■ ■ Kosten für Trocknung: Das Erntegut liegt in der Regel in feuchter Form vor und kann nur in trockenem Zustand verarbeitet oder gelagert werden; es ist Energie notwendig den Wasseranteil zu beseitigen.
- ■ ■ Zeitliche Verfügbarkeit: Die Zeit der Ernte von Biomasse unterscheidet sich vom Zeitpunkt des Verbrauchs. Der höchste Bedarf für thermische Energie ist im Winter. Pflanzliche Energieträger müssen daher bis dahin gelagert werden, wobei Lagerverluste auftreten.
- ■ ■ Wirtschaftlichkeit: Die Produktion von Biomasse steht im Wettbewerb mit den anderen Produktionszweigen in der Landwirtschaft. Das Angebot hängt von den Produktionskosten und den Produktionserlösen ab. Nur bei ausreichend hohen Deckungsbeiträgen und guten Aussichten auf eine ausreichende Verzinsung der getätigten Investitionen lohnt sich für Unternehmer der Einstieg in die Produktion von Biomasse für energetische Zwecke.



Abbildung 68:
Mögliche Reserven für Biomasse in Österreich

Quelle: ÖBV et al. (2008)

Geht man für die EU25 davon aus, dass durch technischen Fortschritt der durchschnittliche Kraftstoffverbrauch nicht wie bisher um 1,7 %, sondern künftig nur um 1 % jährlich wächst und sich der Dieselanteil auf 65 % einpendelt, ergeben sich für die vorgegebenen Beimischungsquoten von 5,75 % im Jahr 2010 und 10 % im Jahr 2020 die in der Tabelle 51 ausgewiesenen Bedarfsmengen für Biodiesel- und Bioethanol. Die EK geht jedoch davon aus, dass die gesetzten Ziele nicht voll erreicht werden. Sie schätzt, dass Biokraftstoffe 2010 einen Gesamtanteil von 3,6 % und 2020 von 6,9 % erreichen werden. Auch in diesem Fall ist ein erhebliches Marktwachstum gegenüber den Verbrauchsmengen im Jahr 2006 notwendig, d.h. der Bedarf würde sich versechsfachen (Toews und Sheridan 2008).

Tabelle 51:
Anteil der Bio-
kraftstoffe in der
EU25

Jahr		2006	2010		2020	
			Prognose	Ziel	Prognose	Ziel
Anteil Biokraftstoffe am Energieverbrauch Straßenverkehr	%	1,4	3,9	- 5,75	6,9	10,0
Biodiesel	Mt	3,8 ¹⁾	8,3	12,3	16,3	23,6
Bioethanol	Mt	0,9 ¹⁾	6,1	9,0	12,0	17,3

¹⁾ tatsächlicher Verbrauch nach Euroserv'er, 2007
Quelle: Toews and Sheridan (2008)

Kranz et al. (2009) vergrößern in ihrer Studie „Strategien zur optimalen Erschließung der Biomassepotenziale in Österreich bis zum Jahr 2050 mit dem Ziel einer maximalen Reduktion an THG-Emissionen“ den Zeithorizont und präzisieren die Zielsetzung.

6.10.3 BIOENERGY 2020+

Das Kompetenzzentrum „BIOENERGY 2020+“ zur Forschung auf dem Gebiet der Nutzung von Biomasse zur Energiegewinnung entstand durch die Fusion des bisherigen „Kplus“-Zentrum *Austrian Bio Energy* (ABC) und des Kompetenznetzwerkes RENET. Hauptstandort ist Graz. Ziele sind die Entwicklung von neuen Biomasse-Brennstoffen, Bio-Treibstoffen, virtuellen Modellen zur Energieumwandlung, Kleinverbrennungsanlagen (Kesselanlagen für Einfamilienhäuser) mit Null-Emission. Bei der Vergasung geht es vor allem um Effizienzsteigerung und den Einsatz zur Gewinnung von Treibstoffen. Bei der Simulation soll ein ingenieurtaugliches Tool entstehen, das Gesamtanlagen berechenbarer macht und ihre Auswirkungen berücksichtigt. Die Entwicklung von Prototypen liegt in der Verantwortung der Firmen.

Das K1-Zentrum startete am 1. Jänner 2008 im Rahmen der ersten Ausschreibung des Forschungsförderungsprogramms COMET, dem neuen Kompetenzzentrenprogramm des Bundes, mit den Arbeitsschwerpunkten Biomasse-Verbrennung, ihre energetische Nutzung, Biogaserzeugung, Modellierung und Simulationen. RENET setzte seinen Schwerpunkt auf die Gaserzeugung zur Wärme- und Stromerzeugung und zur Erzeugung von Biotreibstoffen. Beteiligt sind auch die TU Wien, TU Graz, Joanneum Research, die IFA Tulln (*Institute for Environmental Biotechnology*) und die HBLFA Francisco Josephinum (*Biomass Logistics Technology*). In Güssing wird die Biomassevergasung untersucht, in Wieselburg (BLT) vor allem Kleinfeuerungsanlagen mit einer thermischen Leistung von < 500 KW.

Für die ersten vier Jahre stehen dem Team mit rund 50 Angestellten 13,6 Mio. € zur Verfügung (ein Drittel vom Bund, 16,7 % von den beteiligten Bundesländern, der Rest von wissenschaftlichen Einrichtungen und Unternehmen, darunter OMV, Magna-International Europe, EVN, Wienenergie Gasnetz). Dänemark und Holland nehmen mit Verschlackungs- und Verstromungstechnologien teil, die deutsche Firma Ansys Fluent mit Simulationstechnologie. (APA).

6.10.4 Andere

Das amerikanische Energieministerium unterstützt viele Forschungs- und Entwicklungsaktivitäten in der Form von nationalen Instituten wie Los Alamos, Oak Ridge und das *National Renewable Energy Laboratory* bis zu Universitäten, privaten Vertragsnehmern und Firmen. Die 17 nationalen Institute unter dem Dach des Energieministeriums beschäftigen über 12.000 Doktoren vollzeitlich; sie sind damit das größte Forschungsunternehmen weltweit (Yergin 2012).

Das Programm Haus der Zukunft Plus des BMVIT (aktuell) will dazu beitragen, dass Modellbauten entstehen, die höchsten Ansprüchen bezüglich Energieeffizienz, Einsatz von erneuerbaren Energieträgern und ökologischen Baustoffen genügen und bei angemessenen Kosten hohe Lebensqualität gewährleisten. Es berücksichtigt die Ergebnisse des Strategieprozesses ENERGIE 2050.

7 Wirkungen von Fördermaßnahmen

7.1 Bewertungskriterien und -modelle

7.1.1 Kosten der Energiedienstleistungen

Produktionskosten

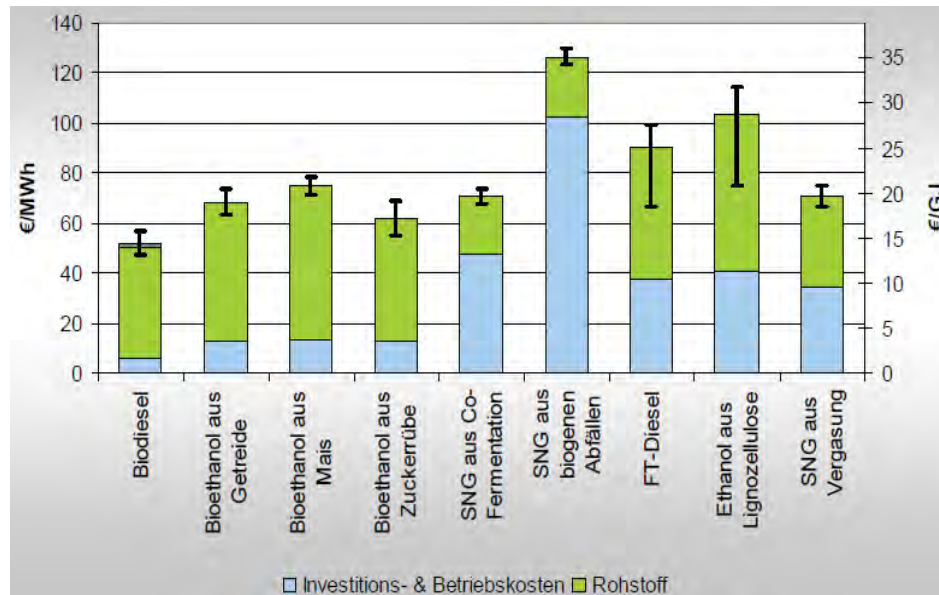
Ziel eines Wirtschaftssystems ist, Produkte und Dienstleistungen zu möglichst niedrigen Kosten bereitzustellen. Dabei ist zwischen privaten und öffentlichen (so genannten sozialen oder externen) Kosten zu unterscheiden. Um ein Wirtschaftssystem effizient zu machen, müssen externe Kosten durch Steuern internalisiert werden, das heißt, sie sollten den Produkten angelastet werden, durch deren Produktion negative externe Effekte entstehen (Pigou-Steuer, gemäß dem Verursacherprinzip). Umgekehrt müssen positive externe Effekte durch entsprechende Gütersubventionen belohnt werden. Wenn das geschieht, werden diese Effekte bei privaten Produktions- und Kaufentscheidungen berücksichtigt und das betreffende Marktversagen wird korrigiert. Das derzeitige Steuersystem ist nicht darauf ausgelegt, die THG-Emissionen, die mit der Bereitstellung verschiedener Energiedienstleistungen verbunden sind, gleichmäßig zu besteuern. Die Regierung wäre wahrscheinlich überfordert, die übrigen externen Effekte (die im Kapitel 5.1 angesprochen wurden) korrekt zu belohnen oder zu bestrafen; sie sollte aber danach streben.

Die Auswertung von Literaturdaten durch Kranzl et al. (2009) ergab, „dass repräsentative Bereitstellungskosten von Waldhackgut inklusive Transport zum Lagerplatz (bis zu 20 km) im Bereich von 3,5 und 6 €/GJ (12,6 bis 21,6 €/MWh) liegen. Die niedrigsten Kosten sind bei der Nutzung von Schlagrücklass erzielbar. Zu den Bereitstellungskosten von Scheitholz sind kaum Literaturdaten bekannt. Aus den vorhandenen Daten wird geschlossen, dass die Kosten von ofenfertigem Scheitholz im Bereich von 4,5 bis 6 €/GJ (16,2 bis 21,6 €/MWh) liegen.“

Bei ihrer Berechnung der Entwicklung der Energiegestehungskosten und THG-Emissions-Einsparpotenziale verschiedener Biomassetechnologien und deren Referenztechnologien bis zum Jahr 2050 berücksichtigten Kranzl et al. (2009) Brennstoff-, Betriebs- und Investitionskosten sowie diverse andere Einflussfaktoren. Die Kosten beziehen sich jeweils auf den energetischen Hauptoutput (Wärme bei Heizanlagen, Strom bei KWK-Anlagen und chemische Energie des Endenergieträgers bei Kraftstoff-Produktionsanlagen). Nebenprodukte (Abwärme, Tierfutter) wurden über Gutschriften angerechnet, Transportkosten der Brenn-/Rohstoffe wurden außer Acht gelassen. Die Preisspitzen der jüngsten Vergangenheit bei landwirtschaftlichen Erzeugnissen und der dramatische Ölpreisanstieg im Jahr 2008 (Abbildung 78) wurden nicht berücksichtigt. Bei den Kosten handelt es sich um inflationsbereinigte Werte mit dem Bezugsjahr 2007 (Abbildung 69). Sie kommen zum Schluss: „Durch Vergleich der Produktionskosten biogener Kraftstoffe mit einem typischen Nettopreis für fossile Kraftstoffe in der Höhe von knapp über 30 €/MWh wird klar, dass biogene Kraftstoffe nur mit Hilfe massiver Förderungen an Bedeutung gewinnen können. Selbst nach den dramatischen Entwicklungen des Rohölpreises ... können sie nur unter massiven steuerlichen Begünstigungen zu konkurrenzfähigen

Preisen vermarktet werden.“ Diese Aussage wird unterstrichen durch die simulierten Entwicklungspfade der Endenergiegestehungskosten verschiedener Transformationspfade, die zeigen, dass unter günstigen Voraussetzungen (Niedrigpreisszenario) nur Holz und eventuell Biogas in die Nähe der Rentabilitätsschwelle kommen (Kranzl et al. 2009, S. 115f)²⁷¹.

Abbildung 69:
Erzeugungskosten von Bio-
kraftstoffen



Quelle: Kranzl et al. (2009, S. 107)

Eine Übersicht über die Kosten der Energiedienstleistungen in Österreich für die Verbraucher (einschließlich von Steuern) im Jahr 2011 findet sich in Tabelle 10 (S. 48).

Soziale Kosten der Energiedienstleistungen

Küchler et al. (2012) stellten sich der Aufgabe, die gesamtwirtschaftlichen (sozialen) Kosten von Energie aus verschiedenen Energieträgern für den Zeitraum 1970-2012 zu berechnen und zu vergleichen. Sie gingen folgenden Fragen nach: In welchem Verhältnis steht die Förderung der konventionellen Energieträger zu den erneuerbaren Energien, bezogen auf die erzeugte Strommenge, in Deutschland? Sind Atom- und Kohlestrom aus Verbraucher- und Steuerzahler-sicht wirklich billiger als Strom aus erneuerbaren Energien? Dabei zählten sie zu den Subventionen nicht nur die direkten Finanzhilfen, sondern auch Steuervergünstigungen und weitere vom Staatshaushalt unabhängige Regelungen wie den Förderwert des Emissionshandels und des Erneuerbare Energien-Gesetzes. Z. B. profitiert die Atomenergieerzeugung vom Aufbau von Forschungsreaktoren und der Übernahme von Kosten für Stilllegung, Rückbau und Endlagerung (Entsorgungsrückstellungen). Der Braunkohletagebau profitiert ebenso wie die Steinkohlewirtschaft von einer Befreiung von der Wasser- und Förderabgabe. Atomstrom und Kohle profitieren unter anderem von einer vergleichsweise zu geringen Energiebesteuerung und von der durch den Emissionshandel verursachten Strompreiserhöhung, Kohle zusätzlich vom Marktwert der

²⁷¹ http://www.nachhaltigwirtschaften.at/edz_pdf/0852_biomassepotenziale.pdf#page=147

kostenlos zugeteilten Zertifikate. Bei erneuerbaren Energien ergibt sich der Hauptanteil der staatlichen Förderungen aus den Einspeisevergütungen im Rahmen des EEG. Bei den externen Kosten handelt sich in erster Linie um Schadstoffe, die die öffentliche Gesundheit beeinträchtigen, und THG, die den Klimawandel verursachen.

„Für die externen Kosten von Kohle, Erdgas und erneuerbaren Energien wird auf die Ergebnisse einer aktuellen Studie des Fraunhofer ISI Instituts (2012) im Auftrag des Bundesumweltministeriums zurückgegriffen. Diese Werte wird auch das UBA in der in Vorbereitung befindlichen Neuauflage 2012 der Methodenkonvention zu externen Kosten aufgreifen. Danach betragen die externen Kosten der Stromproduktion aus Steinkohle 8,9 Ct/KWh, aus Braunkohle 10,7 Ct/KWh, aus Erdgas 4,9 Ct/KWh, aus Wind 0,3 t/KWh, aus Wasser 0,2 Ct/KWh und aus Photovoltaik 1,2 Ct/KWh. So fallen auch bei erneuerbaren Energien geringe externe Kosten an, wenn man die Herstellung der Anlagen mit dem anfallenden Material- und Energieverbrauch berücksichtigt.“ Für Atomstrom wurden externe Kosten von 10 bis 34 Ct/KWh angenommen²⁷². Die Berechnung des preiserhöhenden Effekts des Emissionshandels erfolgte aufgrund der Annahme, dass die Strompreiserhöhung pro € Zertifikatspreis (je t CO₂-Emissionen) 0,07 Ct/KWh beträgt. Dabei wurde mit einem durchschnittlichen Zertifikatspreis von 7,57 €/t gerechnet. Da mit den Instrumenten Energiesteuer und Emissionshandel nur eine unvollständige „Anlastung“ der externen Kosten erreicht wird, verbleiben nicht internalisierte externe Kosten der Stromproduktion von 9,2 Ct/KWh bei Braunkohle, mindestens 9,0 Ct/KWh bei Atomenergie, 7,5 Ct/KWh bei Steinkohle und 3,8 Ct/KWh bei Erdgas. Bei den erneuerbaren Energien ergibt sich bei Wind und Wasserkraft wieder ein negativer Wert von -0,3 bzw. -0,4 Ct/KWh, da durch die Energiesteuer und den Emissionshandel höhere Kosten eingepreist werden als tatsächlich in der Stromproduktion entstehen. Bei Photovoltaik verbleiben externe Kosten von 0,6 Ct/KWh. Somit trägt die deutsche Gesellschaft im Jahr 2012 bei Windstrom Kosten von 8,1 Ct/KWh und bei Wasserstrom 7,6 Ct. Die Gesamtkosten für Strom aus Braun- und Steinkohlekraftwerken summieren sich hingegen auf 15,6 bzw. 14,8 Ct/KWh, für Atomenergie auf mindestens 16,4 und für Erdgasstrom auf 9,0 Ct/KWh. „Dies zeigt, dass einige erneuerbare Energien heute schon günstiger sind als konventionelle Energieträger, wenn außer dem Strompreis auch die Kosten von staatlichen Förderungen sowie die Kosten für Umwelt- und Klimabelastung sowie nukleare Risiken einbezogen werden.“ (Küchler et al. 2012).

7.1.2 Wirtschaftlichkeit der Rohstoffproduktion

Eine nachhaltige Bereitstellung von agrarischen Rohstoffen zur energetischen Verwertung kann nur sichergestellt werden, wenn die Kosten der Produktion und der damit verbundenen Steuern entlang der ganzen Wertschöpfungskette durch Marktpreise und Subventionen gedeckt sind. Die Marktpreise wiederum hängen vom Angebot an und der Nachfrage nach den betreffenden Gütern und ihren Substituten sowie von Subventionen und Steuern ab. Zu letzteren gehört auch das Außenhandelsregime in der Form von Importsteuern (Zöllen) und Exportsubventionen (Exportstützungen).

²⁷² Zur Unterversicherung der Atomkraftwerke siehe Strobl (2013)

Die Wirtschaftlichkeit und somit das Interesse der Landwirtschaft an der Produktion von Bioenergieträgern hängen ab

- (i) vom Preis, ab dem sich die Produktion und Bereitstellung eines Rohproduktes im Inland lohnt (Wettbewerbsfähigkeit)
- (ii) vom Energiegehalt bzw. der Energieausbeute aus den verschiedenen Rohprodukten, die für die Produktion von Energie in Betracht kommen
- (iii) von den Kosten der Umwandlung der Rohprodukte und der Bereitstellung der entsprechenden Energieträger, und
- (iv) von den Preisen der jeweiligen Energiedienstleistungen (Endenergie)

Um den Nutzen, der zumindest erreicht werden muss, feststellen zu können, wird ein Referenzenergieträger benötigt, der durch einen erneuerbaren Energieträger ersetzt werden soll. Das ist der nächstverwandte konventionelle Energieträger, also Diesel für Biodiesel bzw. RME, Benzin für Ethanol, Heizöl für Stückholz und Strom aus Erdgas für Strom aus Biogas (siehe Lips 2007). Wietzke (2008) gibt einen Überblick über die betriebswirtschaftlichen Entstehungskosten (Vollkosten) der Bereitstellung von Energiedienstleistungen aus Biomasse im Vergleich zum jeweiligen fossilen Referenzsystem. Dabei variiert er bestimmte Parameter, z. B. Zinssatz und Ölpreis, um die Sensitivität der Ergebnisse auf diesbezügliche Annahmen zu überprüfen und mögliche Bandbreiten aufzuzeigen.

Kranzl et al. (2009) vergleichen die Brutto-Energieerträge von Energiepflanzen je ha und die Bereitstellungskosten landwirtschaftlicher Biomasse je GJ (auf Basis der Daten des KTBL 2006²⁷³). Die Bereitstellungskosten enthalten die variablen Kosten (Saatgut, Dünger, Pflanzenschutzmittel etc., variable Maschinen- und Arbeitskosten) und die Fixkosten (Arbeit, Fläche, Maschinen). Förderungen für Energiepflanzen bzw. NAWAROS wurden nicht berücksichtigt. Unterschiedliche Ertragsniveaus ergeben Spannweiten. Der Vergleich in Abbildung 70 beruht auf dem Preisniveau des Jahres 2007. Tatsächlich existiert eine weit größere Bandbreite an Energiepflanzen für die Biogasproduktion, aber z. B. Sudangras oder Zuckerhirse sind kosten- und ertragsmäßig dem Silomais ähnlich. Getreidearten und Arten von Kurzumtriebsholz wurden zu Kategorien mit durchschnittlichen Erträgen und Kosten zusammengefasst, um die Darstellung überschaubar zu halten.

Die Bereitstellungskosten forstlicher und industrieller Biomasse hängen vom Mechanisierungsgrad, Art des Eingriffs, Standort, Baumart und Logistik ab. Repräsentative Bereitstellungskosten von Waldhackgut inklusive Transport zum Lagerplatz (bis zu 20 km) liegen im Bereich von 3,5 und 6 €/GJ (12,6 bis 21,6 €/MWh). Die Kosten von ofenfertigem Scheitholz bewegen sich im Bereich von 4,5 bis 6 €/GJ (16,2 bis 21,6 €/MWh). Für industrielle Biomasse wurden Preise (2007) herangezogen. Das günstigste Nebenprodukt ist Rinde mit etwa 2 €/GJ, gefolgt von Sägespänen (ca. 3 €/GJ) und Hackgut (3 bis 4 €/GJ), wobei relativ große Abweichungen von diesen Richtwerten möglich sind.

Die Nutzung biogener Abfälle zur Energiegewinnung ist ökologisch sinnvoll und sollte daher forciert werden. Einschränkungen ergeben sich mitunter durch geringe Energie- und Aufkommensdichten und somit einem hohen spezifischen Transportaufwand. Die energetischen 273 Die Deckungsbeiträge in BMLFUW (2008a) standen noch nicht zur Verfügung. Das KTBL bietet jetzt unter <http://daten.ktbl.de/energy/> einen detaillierten Kostenrechner für Energiepflanzen an.

Potenziale von Altholz und sonstigen biogenen Abfällen sind relativ gering und signifikante Steigerungen der anfallenden Mengen sind nicht zu erwarten. Zur Entschärfung der Rohstoffkonkurrenz bei Holz ist eine Optimierung der Nutzungskaskade (nach dem Vorbild des Papier-Recyclings) erstrebenswert, wobei die energetische Verwertung in der Regel den letzten Schritt darstellen wird.

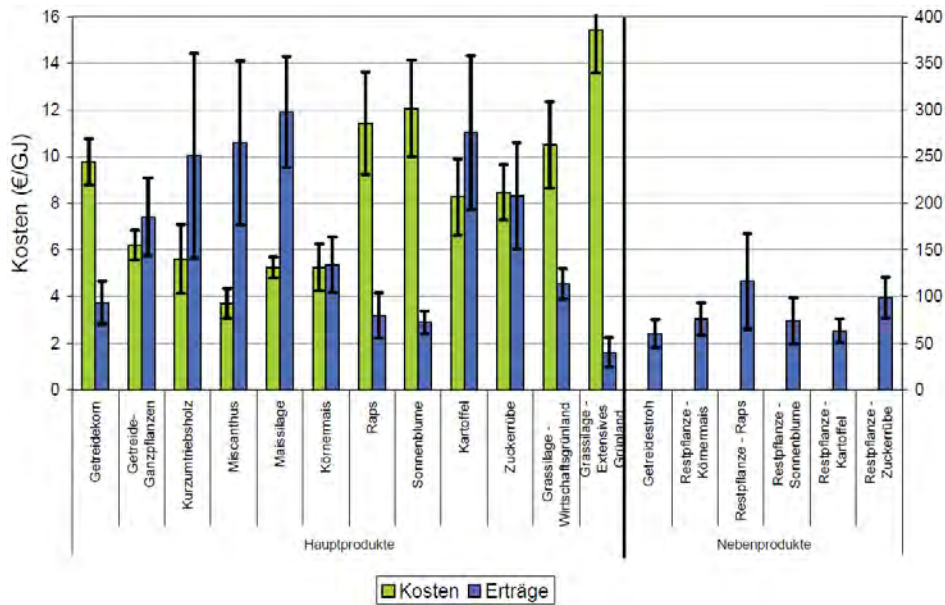


Abbildung 70: Erzeugungskosten je Primärenergieinhalt und Brutto-Energieerträge je ha von Energiepflanzen

Quelle: Kranzl et al. (2009, S. 98)²⁷⁴

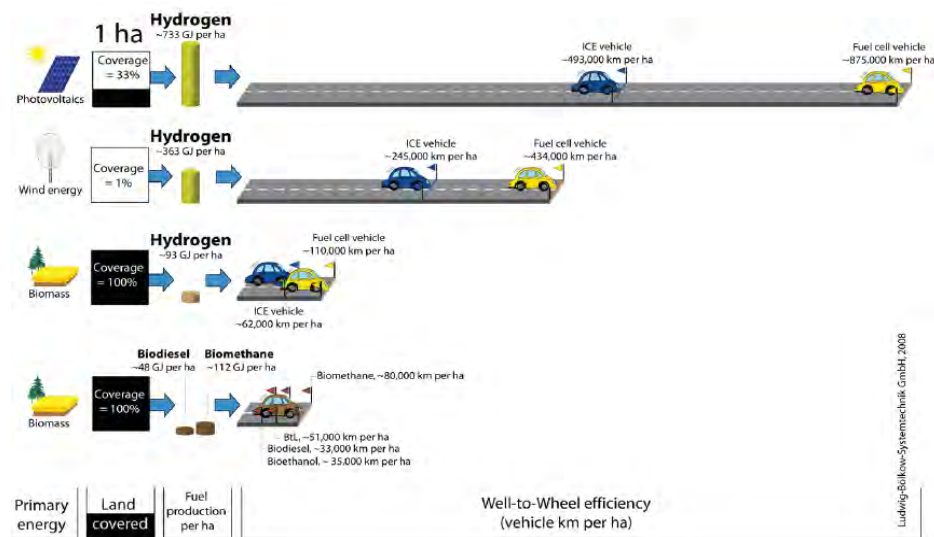
Flächenbedarf zur Energiegewinnung

Ein wichtiges Kriterium für die Wirtschaftlichkeit von Biomassetechniken ist die Kilometerleistung, die je ha Fläche zustande gebracht werden kann. Dabei zeigt sich eine große Überlegenheit der Brennstoffzelle, die mit Wasserstoff betrieben wird. Der Flächenbedarf hängt davon ab, ob man diesen Wasserstoff mit Strom aus Photovoltaik oder Wind oder Biomasse gewinnt. Bei Verwendung von Biomasse ist dessen Vergasung zu Methan und dessen Verwendung in einem Gasmotor eine Alternative zur Wasserstoff-Brennstoffzelle. Bei Verwendung von Biodiesel reduziert sich die Kilometerleistung je ha auf die Hälfte; man braucht dazu aber keine neuen Autos (Abbildung 71).

Die Fahrleistung je ha ist beim Einsatz von Biomethan in Gasmotoren höher als bei anderen erneuerbaren Kraftstoffen. Sie beträgt zwischen 50.000 und 90.000 km für Grünland bzw. Silomais (diese liefern 30.000 bzw. 54.000 kWh Endenergie je ha). Im Vergleich dazu könnte man mit Mist von 100 Kühen 656.200 km fahren und mit Fäkalien von 1.000 Menschen 203.100 km. (Kirchmeyr und Stürmer 2012).

²⁷⁴ http://www.nachhaltigwirtschaften.at/edz_pdf/0852_biomassepotenziale.pdf#page=130

Abbildung 71:
Kilometerleistung
unterschiedlicher
Antriebssysteme
je ha Fläche



Quelle: Altmann et al. (2010)²⁷⁵

Wasserbedarf zur Treibstoffproduktion

„Der Wasserbedarf der Energieerzeugung wird voraussichtlich doppelt so stark steigen wie der Energiebedarf selbst. Wasser ist für die Energieerzeugung unerlässlich: zur Stromerzeugung, für die Förderung, den Transport und die Verarbeitung von Öl, Gas und Kohle sowie zunehmend auch für die Bewässerung von Pflanzen zur Herstellung von Biokraftstoffen. Unseren Schätzungen zufolge belief sich die Wasserentnahme zur Energieerzeugung im Jahr 2010 auf 583 Mrd. m³. Der Wasserverbrauch – d.h. die entnommene Menge, die nicht wieder eingeleitet wurde – belief sich auf 66 Mrd. m³. Der projizierte Anstieg des Wasserverbrauchs bis 2035 um 85 % erklärt sich aus einer Umstellung auf wasserintensivere Formen der Stromerzeugung sowie durch die Ausweitung der Biokraftstoffproduktion.“ (IEA 2012).

Der Wasserverbrauch zur Erzeugung von Biomasse ist um ein vielfaches höher als jener, den andere Quellen der Stromerzeugung benötigen (Abbildung 72).

275 http://www.lbst.de/ressources/docs2011/WHEC2010_AltmannSchmidt-Weindorf-Matra_SustainableTransportFuels_07MAY2010.pdf

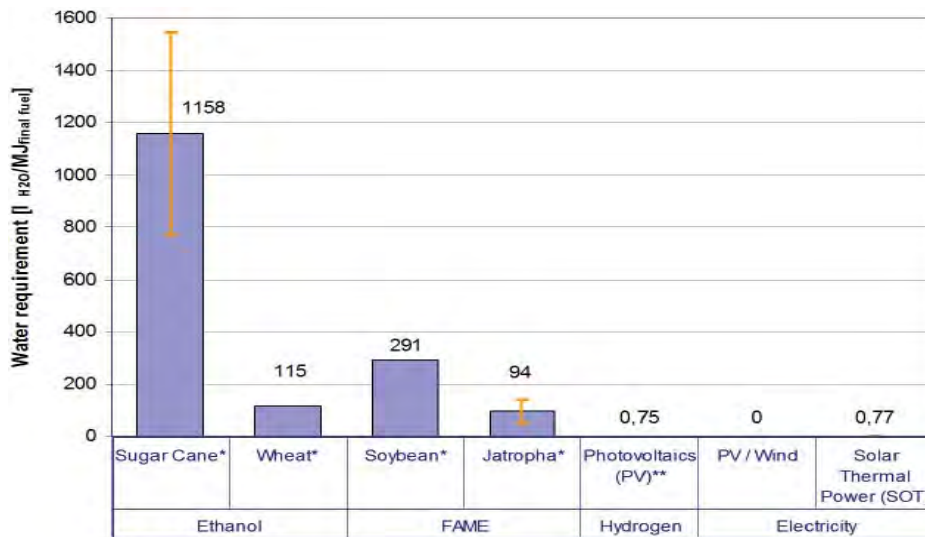


Abbildung 72: Wasserbedarf von Treibstoffen aus erneuerbarer Energie, l/MJ

Quelle: Schmidt (2011)

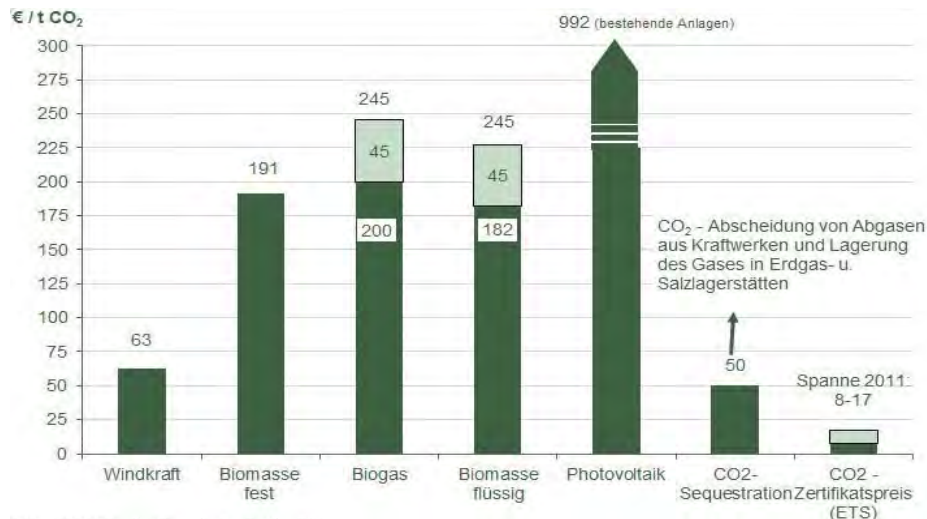
7.1.3 Vermeidungskosten von Treibhausgasen

Da die Förderung der Biomasse das Ziel verfolgt, die Emissionen von THG zu verringern, kann die Bewertung der Energieträger davon abhängig gemacht werden, wie viel es kostet, mit verschiedenen Formen von Biomasse das gleiche Ausmaß an Emissionsreduktionen zu erreichen. Wenn nur dieses Ziel verfolgt wird, müsste die Förderung proportional mit der Vermeidungsleistung steigen. Wie viel verschiedene Biomaseträger zur Senkung der Emissionen beitragen und wie viel diese Senkung jeweils kostet, wird in Abbildung 73 und Abbildung 74 dargestellt.

Der Einsatz alternativer Energieträger verringert den Ausstoß von Kohlendioxid (CO₂) und trägt auf diese Weise zum Kampf gegen die zunehmende Erderwärmung bei. Dank der Verwendung erneuerbarer Energien wurde im Jahr 2006 der Ausstoß von über 100 Mt CO₂ vermieden, so eine Berechnung des Bundesumweltministeriums (Deutschland). Wichtigster Helfer der Vermeidung ist demnach Biomasse, gefolgt von Wasserkraft. Biomasse ist vielfältig als Energieträger einzusetzen: als Brennstoff taugt sie sowohl zur Stromerzeugung als auch als Wärmelieferant, und als Kraftstoff fließt sie direkt in den Tank.

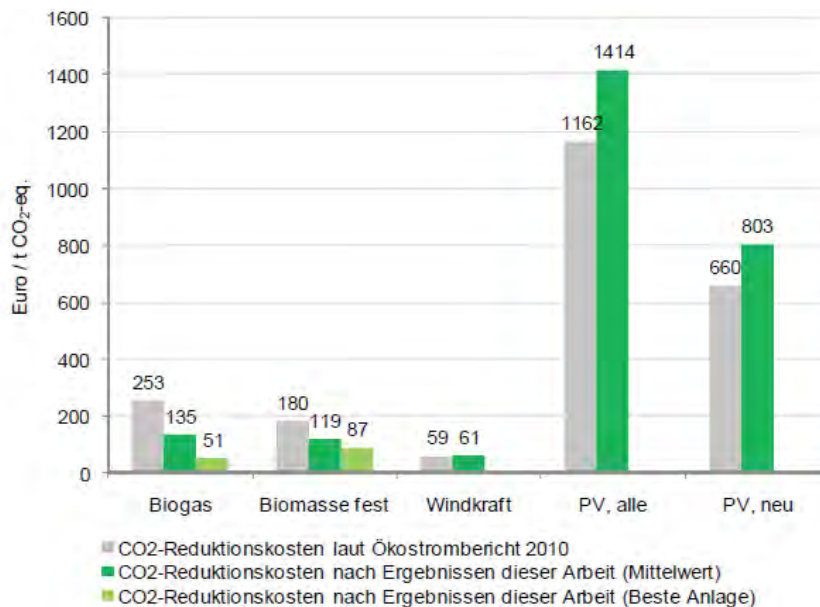
Laut E-Control (2012) wäre die günstigste Vermeidungstechnologie von THG-Emissionen die Kohlenstoffabspaltung und Speicherung, gefolgt von Windkraft (Abbildung 73). Bei Verwendung von Windkraftanlagen statt Kraftwerken, die mit fossiler Energie betrieben werden, kostet die Reduktion der THG-Emissionen 63 €/t CO₂, was auch von Siegl (2010) mit einem Wert von 63 €/t CO₂ bestätigt wird. Die beiden Quellen sind sich darin einig, dass Photovoltaik die teuerste Methode ist, wobei Siegl bei Verwendung der neuesten Technik mit Kosten von 803 €/t CO₂ rechnet. Bei Biogas und fester Biomasse kommt Siegl (2010) auf deutlich niedrigere Kosten als E-Control, nämlich auf 119 bis 135 €/t CO₂. Die Kosten liegen deutlich über dem derzeitigen Wert der Emissionsrechte (Kapitel 6.5.2).

Abbildung 73:
CO₂-Reduktionskosten
verschiedener
Technologien in
Österreich 2011



Quelle: E-Control Austria (2012)²⁷⁶

Abbildung 74:
CO₂-Vermeidungskosten in
Österreich nach
Lebenszyklusanalyse



Quelle: Siegl (2010)

In der Arbeit von Siegl (2010) wurden die Umweltauswirkungen der Stromproduktion aus Biomasse durch bio-chemische Umwandlung (Vergärung von Energiepflanzen, Wirtschaftsdüngern und organischen Reststoffen zu Biogas mit anschließender Verstromung in einem BHKW = Biogas-System) bzw. thermo-chemische Umwandlung (Verbrennung fester Biomasse mit anschließender Stromproduktion durch einen Dampfturbinenprozess sowie Vergasung fester Biomasse und anschließende Verstromung des Produktgases in einem Gasmotor = Holz-System) mit Hilfe der Lebenszyklusanalyse untersucht. Für die Allokation der Umweltauswirkungen auf Koppelprodukte wurde die Methode der Systemerweiterung verwendet (z. B. Gutschriften für Wärme

²⁷⁶ <http://www.e-control.at/de/statistik/oeko-energie/co2-effekte>

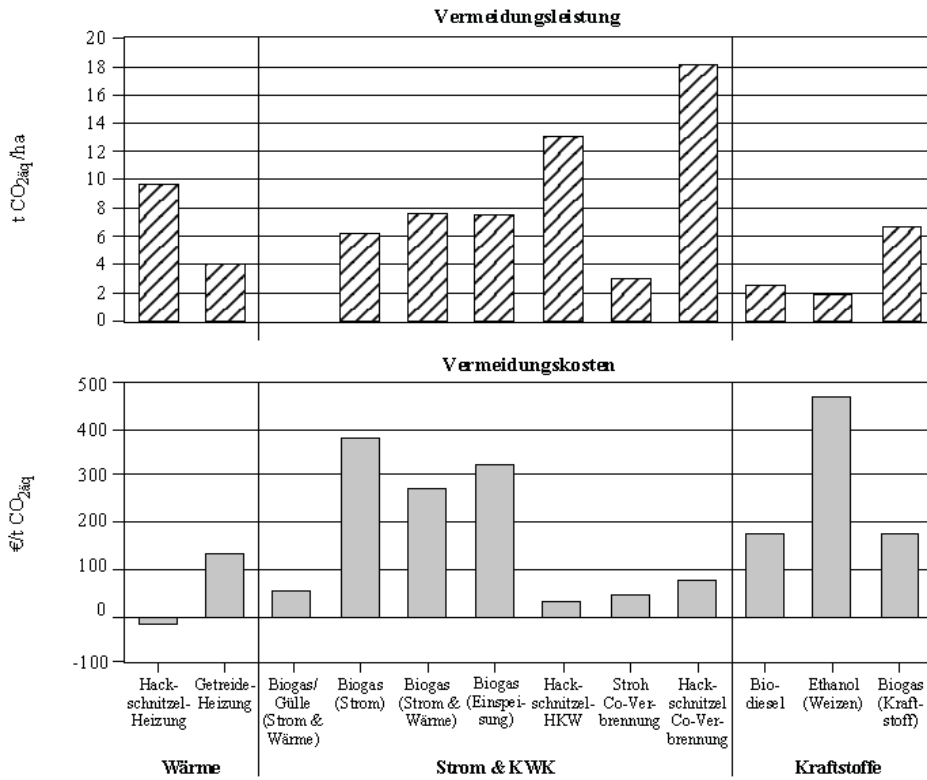
und Dünger). Für die eingesetzten Inputs (Fläche, Wirtschaftsdünger und Reststoffe) wurden Gutschriften für Referenznutzungen, die die Verwendung dieser Inputs für die Situation ohne die untersuchten Anlagen beschreiben, verrechnet. Die Sachbilanz wurde auf Basis von regionalen Daten (erhoben in persönlichen Interviews mit Anlagenbetreibern), Literaturdaten sowie Berechnungsmodellen aus der Literatur und globalen Daten (Ecoinvent Datenbank) erstellt. Für die Wirkungsabschätzung wurde der Base-Line-Ansatz der international gebräuchlichen Methode CML 2001 verwendet. Die Gutschriften haben einen großen Einfluss auf das Gesamtergebnis. Im Vergleich mit anderen erneuerbaren und fossilen Stromerzeugungstechnologien liegen beide Biomasse-Technologien unter Berücksichtigung der Gutschriften nach der Stromproduktion aus Wasserkraft an 2. (Biogas) und 3. Stelle (Holz) des Rankings, vor Windkraft und Photovoltaik. Ohne Berücksichtigung der Gutschriften würde das Holz-System an 9. Stelle (hinter Strom aus Erdgas) und das Biogas-System an 12. Stelle (von 13 betrachteten Technologien) hinter Steinkohle und dem UCTE-Mix, aber vor Strom aus Erdöl liegen. Auf Basis der Ergebnisse konnten Optimierungspotenziale für beide Biomasse-Technologien abgeleitet werden.

Voraussetzung für die Schätzung der Kosten der THG-Reduktion sind Ökobilanzen für die betreffenden Prozesse; die Ergebnisse für biologische Prozesse hängen auch davon ab, ob und in welcher Höhe indirekte Landnutzungsänderungen berücksichtigt werden. Für die Erstellung von Ökobilanzen gibt es eine Norm (DIN 2006). Sie wurden von Müller-Wenk propagiert und u.a. in folgenden Studien geschätzt: Wörgetter et al. (1999), Reinhardt und Zemanek (2000), Jungbluth et al. (2002), Wörgetter (2000, 2008), Nemecek (2005), Urban et al. (2007), Zah et al. (2007), Bauer (2008), Lichtblau et al. (2012). Siehe auch „*Ecoinvent Centre: Swiss centre for life cycle inventories (LCI)*²⁷⁷“, und GEMIS (Globales Emissionsmodell Integrierter Systeme, eine Software des Öko-Instituts Freiburg zum Vergleich wesentlicher Technologien hinsichtlich Energie- und Emissionsbilanzen, angeboten von UBA).

Laut Lichtblau et al. (2012) entstehen bei der Verwendung von Bioethanol aus Weizen unter Berücksichtigung indirekter Landnutzungsänderungen um 2-44 % höhere THG-Emissionen je gefahrenem Kilometer als bei Verwendung von fossilem Benzin. Dagegen besteht bei Biodiesel aus Raps und Biogas aus Maissilage ein deutliches Einsparungspotenzial im Vergleich zu fossilen Treibstoffen, nämlich 5 bzw. 75 %. Bei diesem Vergleich der Ökobilanzen (Lebenszyklusanalysen) wurden unerwünschte Nebeneffekte der Förderung fossiler Treibstoffe (Bodennutzungsänderungen, Bodendegradation, energieintensive Fördermethoden) nicht berücksichtigt.

277 <http://www.ecoinvent.ch/>

Abbildung 75: CO₂aq Vermeidungsleistung und Vermeidungskosten



Quelle: Wissenschaftlicher Beirat für Agrarpolitik beim BMELV (2007)

7.1.4 Wirkungen eines Maßnahmensystems

Politische Maßnahmen verfolgen das Ziel, die Wohlfahrt der Bevölkerung oder bestimmter Bevölkerungsgruppen zu steigern. Sie sind notwendig, weil die Wohlfahrt nicht nur von der Verfügbarkeit von handelbaren Gütern abhängt, sondern auch von dem Ausmaß, in dem öffentliche Güter vorhanden sind, und von deren Qualität. Öffentliche Güter haben die Eigenschaft, dass ihre Nutzung nicht auf einzelne Personen eingeschränkt werden kann, so dass die Kosten ihrer Bereitstellung nicht einzelnen Personen zugeordnet werden können. Zu öffentlichen Gütern gehören insbesondere die Luft (bzw. ihre Qualität im Hinblick auf die Vermeidung des Klimawandels), die Sicherheit der Versorgung (mit Nahrungsmitteln, Energiedienstleistungen,...), die Erhaltung der produktiven Ressourcen (Natur- und geschaffenes Kapital, Wissen), die persönliche Sicherheit und die Freiheit, mitzubestimmen, und so weiter.

Um die Wirkungen von Maßnahmen darstellen zu können, muss das System, in dem sie wirken, durch ein Modell, das die Zusammenhänge zwischen den verschiedenen Variablen des Systems beschreibt, abgebildet werden. Die Wirkung einer einzelnen Maßnahme kann dann durch Variation ihrer Intensität und den Vergleich der auf diese Weise mit dem Modell erhaltenen Szenarien festgestellt werden. Durch Optimierung einer Zielfunktion lassen sich mithilfe eines geeigneten Modells die besten Kombinationen von Maßnahmen ermitteln. Da die Ergeb-

nisse stark von den Modellannahmen abhängen, ist es wichtig, zu überprüfen, inwieweit diese Annahmen in der Realität zutreffen, oder darzustellen, wie sich alternative Annahmen auf die Ergebnisse auswirken (Sensitivitätsanalyse).

7.2 Wirkungen einer steigenden Nachfrage nach Bioenergie

Die Nachfrage nach Bioenergie steigt, wenn das Konkurrenzprodukt, fossile Energie, teurer wird, was zwei Ursachen haben kann: entweder ist das Angebot knapp, das heißt es bleibt hinter der Nachfrage zurück, oder es wird höher besteuert. Die dritte Möglichkeit ist ein staatlicher Zwang zur Verwendung von Bioenergie, nämlich die Beimischungsverpflichtung (siehe Kapitel 6.3).

Eine steigende Nachfrage nach Agrarprodukten zur Erzeugung von Bioenergie bedingt, dass die Preise der nachgefragten Produkte steigen und ihre Produktion angeregt wird. Das führt zur Intensivierung der Landnutzung durch Ausdehnung von landwirtschaftlich genutzten Flächen auf bisher ungenutzte Flächen und Wälder, also einer Zunahme des Ackerlandes auf Kosten von Grünland und einem steigenden Einsatz von Produktionsmitteln (Dünger, Pflanzenschutzmittel, Energie). Höhere Preise von Getreide verteuern die Produktion von tierischen Produkten und den Pachtwert von landwirtschaftlichen Flächen. Die bei der Produktion von Energie anfallenden Nebenprodukte (z. B. Sojaschrot, Rapskuchen, DDGS) erhöhen das Angebot an Futtermitteln und reduzieren deren Preis, was die Zunahme der Produktionskosten tierischer Produkte reduziert.

Taheripour et al. (2011) entwickelten das GTAP-Modell weiter, um die Wirkungen von Beimischungsverpflichtungen auf globaler Ebene zu schätzen. Dabei wurde von einem Anteil von 1,0 % Bioethanol und 5,25 % Biodiesel in der EU sowie 4,53 % Bioethanol und 0,56 % Biodiesel in den USA im Jahr 2015 ausgegangen. Die Beimischung dieser Anteile führt zu einer Zunahme der Ölsaaterzeugung in der EU um 33 % im Vergleich zu 2006 sowie zu 11 % mehr Getreide in den USA und zu 14 % mehr Zuckerrohr in Brasilien, und zwar zu ca. 80 % auf Kosten der Erzeugung anderer Agrarprodukte in diesen Ländern. Weltweit sinkt dadurch die Erzeugung von tierischen Produkten, während die Milchwirtschaft in der EU von der Verfügbarkeit billiger Nebenprodukte profitiert. Während die Preise eiweißreicher Nebenprodukte in den USA und der EU deutlich sinken und dadurch die Wettbewerbsfähigkeit der tierischen Produktion verbessern, steigen die Preise von Getreide und Ölsaaten um 13 bzw. 19 %. Das steigert auch die Pachtpreise landwirtschaftlicher Flächen, z. B. bei Weideland in der EU um 29 %. Dagegen sinkt der Absatz von Nahrungsmitteln weltweit um ca. 10 Mrd. US\$, das ist weniger als 1 % in allen Weltregionen. Die Handelsbilanz verbessert sich für Länder, die fossile Rohstoffe (Öl) importieren. Weltweit steigen die Anbauflächen um 11,8 Mio. ha, und zwar in der EU vor allem auf Kosten von Wald, ansonsten durch Umwandlung von Weideland.

Eine Studie des IFPRI (Rosegrant et al. 2006) untersuchte die Auswirkungen eines globalen Beimischungszwanges von 20 % Biotreibstoffen bis zum Jahr 2020. Dabei wurden Mais, Rohrzucker, Zuckerrüben, Weizen und Kassava als Rohstoffe für Bioethanol und Sojabohnen und Raps als Rohstoffe für Bio-Diesel angenommen. Ein Makel ist jedoch, dass das Modell kei-

nen Handel mit Biotreibstoffen berücksichtigt, was dazu führt, dass die Rohstoffpreise in den verschiedenen Ländern weit auseinander liegen und die Preisänderungen überschätzt werden. Das Ergebnis des Beimischungszwanges sind hohe Preissteigerungen insbesondere bei Kassa-va, Ölsaaten und Zuckerrohr. Die Preissteigerungen reduzieren sich auf etwa zwei Drittel, wenn ab dem Jahr 2015 Biotreibstoffe der zweiten Generation weit gehend verfügbar werden sollten. Sie reduzieren sich weiter auf etwa die Hälfte, wenn effizientere Technologien in der Landwirtschaft und in der Umwandlung eingesetzt werden (Abbildung 76). Ohne zusätzliche Investitionen in bessere Technologien würden hohe ökonomische und soziale Kosten entstehen, denn die Rohstoffe für Nahrungsmittel würden erheblich teurer und als Ausgangsmaterialien für Biotreibstoffe unrentabler. (siehe auch Laborde et al. 2011).

Abbildung 76:
Änderungen der
Weltmarktpreise
von Rohstoffen
für Bioenergie
im Vergleich zum
Referenzszenario

Feedstock crop	Scenario 1: Aggressive biofuel growth without technology improvements		Scenario 2: Cellulosic biofuel	Scenario 3: Aggressive biofuel growth with productivity change and cellulosic conversion
	2010	2020	2020	2020
Cassava	33	135	89	54
Maize	20	41	29	23
Oilseeds	26	76	45	43
Sugar beet	7	25	14	10
Sugarcane	26	66	49	43
Wheat	11	30	21	16

Quelle: Braun (2007), Rosegrant et al. (2006)

Bei Delzeit et al. (2010) bewirkt die zusätzliche Nachfrage nach Biotreibstoffen durch den Beimischungszwang von 10 % eine Zunahme der Flächen für die Ölsaaterzeugung in Deutschland um 34 % und eine Zunahme der Erzeugerpreise von Weizen und Raps um 17 bzw. 30 %.

Wenn die Nachfrage nach Ethanol in den USA ab dem Jahr 2005 nicht gestiegen wäre, hätte es nach Analysen von Fabiosa (2012) im Jahr 2010 einen um 17 % niedrigeren Preis von Mais gegeben; der Preis von Weizen wäre um 10 %, jener von Sojabohnen um 6 % und jener von Schweinefleisch um 8 % niedriger gewesen. Von der Preissteigerung von 2,88 \$ Ct je Scheffel Mais zwischen 2004 und 2010 konnten nur 3 % auf die Subvention für Ethanol zurückgeführt werden; für 26 % der Preissteigerung war der marktbedingte Ausbau der Ethanolherzeugung verantwortlich und für 71 % Faktoren außerhalb des Ethanolsektors, z. B. die Nachfrage nach Mais als Futtermittel. Die Erzeugung von Ethanol wäre auch ohne Ethanolsubventionen ausgedehnt worden.

Eine Beimischungsverpflichtung kann durch im Inland erzeugtes oder importiertes Ethanol bzw. Biodiesel erfüllt werden. Da die Erzeugung von Biotreibstoffen im Inland normalerweise teurer ist, muss sie für den Fall, dass sie trotzdem stattfinden soll, durch Subventionen oder Importzölle gefördert werden. Importbeschränkungen schaden jedoch nicht nur den Konsumenten, sondern auch dem Land, das exportieren könnte und durch Zölle darin behindert wird. Die Doha-Runde der WTO strebt daher nach einer Liberalisierung des Handels, die im Falle der Biomasse jenen Ländern zugutekäme, die preisgünstig produzieren können. Das sind vielfach auch jene Länder, in denen die Gefahr besteht, dass die Produktion auf neu gerodeten Flächen stattfindet, wobei durch die Rodung große CO₂-Emissionen entstehen. Das Potsdam-Institut für

Klimafolgenforschung kommt demgemäß zum Schluss, dass eine vollständige Liberalisierung des Agrarhandels die Nahrungsmittelproduktion bis zum Jahr 2045 um ca. 10 % verbilligt, den Ausstoß der Landwirtschaft von THG aber um 15 % steigert²⁷⁸.

Le Roy et al. (2011) untersuchten die Wirkungen von Importbeschränkungen auf den Preis und den Verbrauch von Bioethanol in Kanada. Dort wird denaturierter Ethylalkohol beim Import mit einem Zoll von 4,92 Ct/l belastet. Würde man ab dem Jahr 2011 eine Beimischung von 10 % verlangen und die Importmenge auf dem Stand von 2011 einfrieren, dann müsste die Produktion in Kanada um 82 % steigen. Um das zu erreichen, müsste der Ethanolpreis in Kanada um 100 % steigen. Die Studie bestätigt somit, dass Importbeschränkungen für die Verbraucher teuer sind.

Über die Wirkungen einer Beimischungsverpflichtung von 10 % Biotreibstoffen auf landwirtschaftliche Märkte berichtet auch die EK (2007). Darin gibt sie an, dass zu diesem Zeitpunkt die Kosten von Treibstoffen der zweiten Generation in der EU um 30 % (bei Bioethanol) bis 70 % (bei BtL) teurer waren als jene der ersten Generation. Sie geht in ihrer Analyse davon aus, dass Energiepflanzen auf den damaligen stillgelegten Flächen erzeugt werden können, wobei die Beschränkung der förderbaren Flächen bei Ölsaaten durch das *Blair House Agreement* eingehalten werden muss. Vergleichsbasis ist ein Rohölpreis von 48 €/Fass und ein Preis von 180 US\$/t Mais. Unter den getroffenen Annahmen besteht für eine Beimischung von 10 % Biotreibstoffe ein Bedarf von 59 Mt Getreide (19 % des Inlandsverbrauchs). Bei einer jährlichen Zunahme der Hektarerträge um 1 % steigt die Getreideproduktion bis zum Jahr 2020 um 38 Mt. Dazu kommen 14 Mt von 2 Mio. ha stillgelegtem Land. Langfristig würden die Getreidepreise dadurch um 3 % bis 6 % im Vergleich zum Jahr 2006 steigen. Dieses Ergebnis ist jedoch nicht die Wirkung der Beimischungsverpflichtung, sondern eine Prognose der Situation unter geänderten Bedingungen.²⁷⁹

7.3 Wechselwirkungen zwischen Preisen

7.3.1 Preise von Agrarprodukten, Bioenergie und Rohöl

Im Jahr 2009 wurden in den USA bereits 10,6 Mrd. Gallonen Bioethanol erzeugt. Der starke Anstieg der Produktion führte 2008 zu einer Verknappung des Angebots von Mais als Futter- und Nahrungsmittel und daher zu einem enormen Anstieg der Maispreise, der auch Preise von anderen Agrarprodukten mit sich zog. Auf der anderen Seite hatte die Ausweitung der Produktion von Biotreibstoffen einen preisdämpfenden Effekt auf den Rohölpreis, den Francisco Blanch Merill Lynch auf 15 % schätzte (RFA o.J., S. 1). D.h. dass im Fall eines (theoretischen) Ausfalls der Biotreibstoffe der Preis von Rohöl um mindestens 15 % steigen würde.

Die Märkte für Agrarprodukte, die als Grundlage von Biotreibstoffen dienen können, sind also mit dem Markt für fossile Treibstoffe verbunden. Am besten ist das am brasilianischen Markt nachvollziehbar, wo Zucker sowohl als Lebensmittel als auch als Rohstoff für die Erzeu-

²⁷⁸ BLW 47, 25.11.2011, S. 8

²⁷⁹ Zur Definition von Wirkungen siehe Ortner (2012)

gung von Bioethanol eingesetzt wird. Die Aufteilung auf diese Verwendungen hängt von den Preisen für Zucker und Bioethanol ab. Dieses dient als Ersatz für Benzin und ist mit diesem beim Betrieb von *Flexible Fuel Vehicles* (FFV) austauschbar. Diese Fahrzeuge können mit einem Gemisch aus Benzin und Ethanol (bis zu 85 %) betrieben werden. Da sie in Brasilien bereits einen hohen Marktanteil haben, findet dieser Austausch statt und sorgt dafür, dass die Preise von Benzin und Ethanol nicht auseinanderdriften, sondern korrelieren. Nach Ergebnissen von Serra et al. (2011) besteht zwischen diesen Preisen langfristig ein stabiles Verhältnis, d.h. sie bewegen sich gemeinsam, auch wenn es kurzfristig (im Zeitraum von bis zu etwa 70 Wochen) zu Abweichungen kommt. Langfristig lag die Elastizität des Ethanolpreises in Bezug auf den Zuckerpreis bei 0,608 und in Bezug auf den Rohölpreis bei 0,197. Der Zuckerpreis in Brasilien, der wiederum wichtig für den Weltmarktpreis von Zucker ist, hängt also vom Rohölpreis ab (Tabelle 52).

Tabelle 52:
Cointegrationsgleichung
zwischen den
Preisen von Rohöl,
Ethanol und
Zucker

Cointegrationsgleichung
 $P1 = -3,364 + 0,197 P2 + 0,608 P3$
 $P1 = \ln(\text{Ethanolpreis (Brasilien)})$
 $P2 = \ln(\text{internationaler Rohölpreis})$
 $P3 = \ln(\text{Zuckerpreis (Brasilien)})$
 Daten: wöchentlich, 14.7.2000 bis 29.2.2008, von Center for Advanced Studies on Applied Economics¹ und Energy Information Administration²;

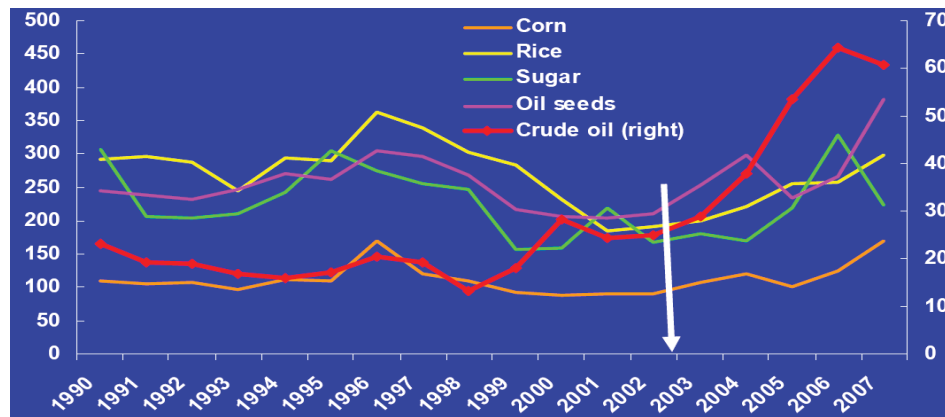
¹ http://tonto.eia.doe.gov/dnav/pet/pet_pri_wco_k_w.htm

² <http://cepea.esalq.usp.br/alcool/>

Quelle: Serra et al. (2011)

Zu demselben Befund kommt kann durch einen Blick auf Abbildung 77 und Abbildung 78.

Abbildung 77:
Entwicklung der
Preise von Agrar-
produkten und
Energie, 1990-
2008



Quelle: Braun (2007)²⁸⁰; siehe auch Abbildung 78

7.3.2 Einfluss von Rohölpreisen und von energie- und umweltpolitisch motivierten Eingriffen

Lampe (2007) untersuchte die Wechselwirkungen zwischen Energiepreissteigerungen und energie- und umweltpolitisch motivierten Markteingriffen zur Hebung der Produktion pflanzlicher Rohstoffe für energetische Zwecke (Getreide, Mais, Zucker zur Ethanolherzeugung; Öl-

²⁸⁰ <http://www.ifpri.org/sites/default/files/pubs/pubs/confpapers/2007/jvbcrawford.pdf#page=21>

saaten zur Produktion von Pflanzenöl als Rohstoffquelle von Dieselsatztreibstoff) mit Hilfe des OECD-Modells Aglink und des FAO-Modells Cosimo; letzteres berücksichtigt Entwicklungsländer und industrialisierte Nicht-OECD-Länder. Im Referenzszenario wird die Produktion von Energieträgern auf pflanzlicher Basis auf dem Niveau des Jahres 2004 gehalten. Im Vergleich zum diesem Referenzszenario bewirkt die Ausdehnung der Produktion von Pflanzen für energetische Zwecke in den USA und in der EU im Jahr 2014 Preissteigerungen auf dem Weltmarkt von 62 % für Zucker, 7 % für Mais und 5 % für Weizen. Die Preise von Ölsaaten steigen im Untersuchungsszenario um etwa 2 % und jene von Pflanzenöl um etwa 16 %.

In den genannten Simulationen wurde der Rohölpreis mit 41 US\$/Fass angenommen. In einer Sensitivitätsanalyse wurde untersucht, welche Konsequenzen eine Rohölverteuerung auf 70 US\$/Fass auf die Agrarpreise hätte. Demnach würde die Agrarproduktion wegen des Anstiegs der Produktionskosten eingeschränkt (zwischen -1 % für Zucker und Pflanzenöl und -3 % für Getreide). Zudem würde die Wettbewerbsfähigkeit von pflanzlichen Energieträgern zunehmen und die Nachfrage nach ihnen würde steigen. Darauf reagieren die Weltmarktpreise von Agrargütern mit einem Anstieg um 10 % (Weizen) bis 18 % (Ölsaaten). Die erhöhte Attraktivität von Pflanzen für die Energieerzeugung bewirkt eine weitere Steigerung um 1,1 % (Ölsaaten), 2,5 % (Weizen) bzw. 5,1 % (Zucker, Mais und andere Getreide).

Schmidhuber (2012) veranschaulichte die gegenseitige Abhängigkeit der agrarischen Rohstoffpreise und dem Preis für Rohöl in Abbildung 78.

Politikmaßnahmen, wie die verpflichtende Beimischung von biogenen Treibstoffen, lösen demnach in der EU und den USA eine signifikante Ausweitung der Produktion von Treibstoffen auf Pflanzenbasis aus. Die dadurch bedingten Preissteigerungen werden jedoch überlagert und übertroffen vom Preisanstieg, den die Energieverteuerung auslöst.

Diese Modellergebnisse blenden jährliche Ertragsschwankungen aus. Missernten oder außergewöhnlich gute Ernten überdecken in der Realität die geschilderten Effekte und erklären die hohe Preisvolatilität auf den Weltagarmärkten (Baumgartner und Sinabell 2007).

Die Organisation für wirtschaftliche Entwicklung und Zusammenarbeit (OECD) bestätigt: Die Erzeugung von Bioenergie ist in Europa nicht für die höheren Lebensmittelpreise verantwortlich. Nur 1,5 % des in den 27 EU-Ländern im Vorjahr produzierten Getreides wurden für die Biospritproduktion verwendet; die witterungsbedingten Ertragseinbußen waren demgegenüber dem Jahr 2007 zehnmal höher. Lebensmittelpreise werden hierzulande in erster Linie von Lohn-, Energie- und Logistikkosten bestimmt, erst danach folgen die agrarischen Rohstoffkosten (Pröll 2008).

Eine Untersuchung der Auswirkungen der Biotreibstoffrichtlinie der EU durch das Landbouw Economic Institute mit Hilfe des GTAP-Modells ergab, dass deren Durchführung die Weltmarktpreise von Getreide bis zum Jahr 2020 (ausgehend von 2001) im Vergleich zu einem Referenzszenario um ca. 5 % erhöht, jene von Ölsaaten um 8 % und jene von Zucker um 2 %. Der Ausbau der Bioenergie auf einen Anteil von 10 % am Treibstoffverbrauch reduziert den Preis des Rohöls um 2 %. Die realen Preise von Getreide und Zucker sinken dennoch um ca. 7 % (Banse et al. 2008).

Abbildung 78:
Entwicklung von
Mais-, Rapsöl-
und Rohölprei-
sen. 2002-2012



Quelle: Schmidhuber (2012)²⁸¹

7.3.3 Preisvolatilität

Für den Zeitraum 2007-2009 wurden signifikante Anteile an der Produktion zur Herstellung von Biotreibstoffen verwendet: 20 % des Zuckerrohres, 9 % des Pflanzenöls und des Getreides und 4 % der Zuckerrüben. 80 % der Pflanzenölproduktion der EU wird für Biodiesel verwendet, und 37 % der Getreideernte der Vereinigten Staaten für die Produktion von Ethanol (FAO 2012). Biotreibstoffe sind die größte Quelle steigender Nachfrage nach landwirtschaftlichen Produkten; wie jede andere steigende Nachfrage auch, lässt das die Preise steigen. Durch den Beimischungszwang von Biotreibstoffen wird diese Nachfrage inelastisch und erhöht die Preisvolatilität der landwirtschaftlichen Rohstoffe.

²⁸¹ http://www.oekosozial.at/uploads/tx_ospopage/AP_PPT_Schmidhuber.pdf

Nach Prognosen der OECD werden im Jahr 2020 13 % des Getreides, 15 % der pflanzlichen Öle und 30 % der gesamten Zuckerrohrproduktion für die Herstellung von Kraftstoffen verwendet werden. In den kommenden zehn Jahren werden die Lebensmittelpreise steigen und starke Schwankungen auf den Rohstoffmärkten auftreten (Abbildung 79). Getreide könnte im Vergleich zu den Jahren 2001 bis 2010 inflationsbereinigt um etwa 20 % teurer werden, Fleisch sogar um 30 %. Gründe dafür sind höhere Erzeugungskosten, schwächeres Wachstum und steigende Nachfrage nach Nahrungs- und Futtermitteln sowie Biotreibstoffen.

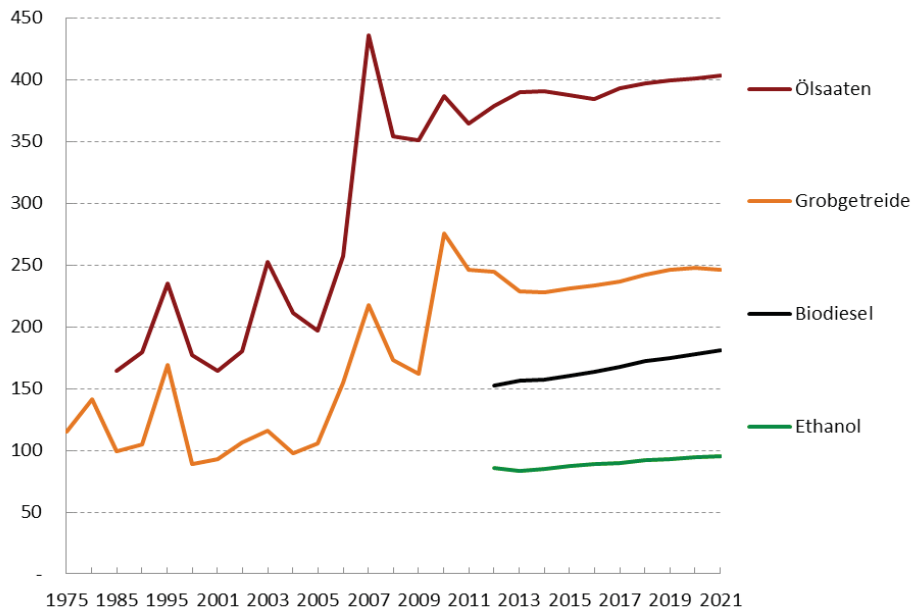


Abbildung 79: Entwicklung und Prognose der Weltmarktpreise von Agrarrohstoffen und Biotreibstoffen, 1975-2021

Quelle: OECD-FAO (2012); eigene Darstellung

7.3.4 Abhängigkeit von CO₂-Preisen

Wenn der Preis von CO₂-Verschmutzungsrechten ein bestimmtes Niveau erreicht oder überschreitet, werden verschmutzende Technologien unrentabel im Vergleich zu erneuerbaren Energieformen. Laut New Energy Finance werden folgende Energieformen bei folgenden Preisen für CO₂ rentabel:

Windenergie am Land	38 US\$
Windenergie auf See	136 US\$
Solarzellen	196 US\$

Die durchschnittlichen Preise von THG-Verschmutzungsrechten haben sich von 11,2 €/t im Jahr 2011 bis Ende 2012 auf 6,4 €/t nahezu halbiert. Sie sind daher derzeit viel zu gering, um erneuerbare Energien am freien Markt wettbewerbsfähig zu machen.

7.3.5 Wirkungen auf öffentliche Interessen

Wirkungen auf den Klimawandel

Die Erzeugung von Energie aus verschiedenen Energieträgern belastet die Umwelt in unterschiedlichem Ausmaß. Da der Hauptgrund für die Intervention des Staates darin besteht, Wirkungen zur Vermeidung des Klimawandels zu erzielen, sind die Wirkungen verschiedener Bereitstellungssysteme zur Reduktion der THG-Emissionen oder zur Entnahme dieser THG aus der Atmosphäre eines der wichtigsten Kriterien zur Beurteilung von Fördermaßnahmen. Als Referenztechnologie dafür wird die Energiebereitstellungsmethode aus fossilen Rohstoffen verwendet. Bei Treibstoffen für den Transport ist das Benzin, Diesel und Kerosin, bei der Wärmeerzeugung ist es Erdgas. Zum Vergleich werden Lebenszyklusanalysen angestellt, d.h. es wird der gesamte THG-Ausstoß einer Technologie berücksichtigt, inklusive des Energieverbrauchs für die Herstellung der Investitionsgüter und Transportleistungen sowie jenes für die Entsorgung der Abfallprodukte. Das Ergebnis sind Ökobilanzen; sie variieren mit den getroffenen Annahmen zu ihrer Berechnung, sodass eine Bandbreite möglicher Wirkungen angegeben werden kann, die sich für Vergleiche durchaus eignet.

Die Berechnung von Ökobilanzen können mit eigenen Daten und Annahmen mit Hilfe von im Internet angebotenen Rechnern auch selbst durchgeführt werden. Ein solcher Rechner (für die Erzeugung von Strom, Wärme und Transportdienstleistungen aus Biomasse) wird vom Imperial College London zur Verfügung gestellt (Cray o.J.). Einen anderen entwickelte das Straubinger Technologie- und Förderzentrum. Eine Berechnung der THG-Emissionen eines Haushalts ermöglicht der On-line-Rechner des Internationalen Wirtschaftsforums Regenerative Energien (IWR)²⁸².

Zur Erzeugung von Ackerpflanzen werden Stickstoffdüngemittel eingesetzt, bei deren Abbau im Boden Stickoxid (N_2O) entsteht – ein THG, dessen Wirkung bisher möglicherweise unterschätzt wurde. Es entfaltet über den Zeitraum von einem Jahrhundert die 300-fache Wärme zurückhaltende Wirkung als CO_2 . Somit kann der Anbau von Pflanzen, die den ausgebrachten Stickstoffdünger nur teilweise verwerten, wie z. B. Mais, die Konzentration der THG in der Atmosphäre verstärken. Genauere Ergebnisse werden von der Internationalen Nitrogen Initiative erwartet. (The Economist, 11.4.2009, S. 73).

Laut der Terrastat Datenbank der FAO (2003) sind weltweit 0,8 Gha sehr stark und 2,7 Gha stark durch Menschenhand degradiert; damit sind 3,5 Gha oder 39,4 % der land- und forstwirtschaftlichen Flächen degradiert. Die von Versalzung bedrohte Fläche erreicht sogar 6,1 Gha oder 68,8 % der land- und forstwirtschaftlichen Flächen. Indien möchte 153 Mha degradierte Flächen regenerieren. In China ist es gelungen, der Versalzung Einhalt zu gebieten und in den Jahren 1999-2004 jährlich 0,76 Mha zu entsalzen.

Die Wirkungen von Emissionen von THG auf den Klimawandel werden daher in CO_2 -Äquivalenten ausgedrückt, und zwar als Einsparungen, die im Vergleich zu einer Produktionstechnik auf Basis von fossilen Energieträgern erzielt werden können. Die derzeit vorgesehenen

282 <http://www.iwr.de/re/eu/co2/co2.html>

Umrechnungsfaktoren veröffentlicht z. B. die Bundesanstalt Statistik Österreich²⁸³. Die diesbezüglichen Wirkungen wurden bereits bei der Diskussion der Energieträger und -verwertungssysteme (in den Kapiteln 3 und 4) diskutiert.

Wirkungen auf Lebensmittel

Die FAO (2002) beschreibt Nahrungsmittelsicherheit als *„A situation that exists when all people, at all times, have physical, social and economic access to sufficient, safe and nutritious food that meets their dietary needs and food preferences for an active and healthy life“*.

Davon ist die Welt noch weit entfernt. Es wird angenommen, dass derzeit rund 870 Mio. Menschen an Hunger leiden (FAO 2012). Das liegt nicht in erster Linie an einer mangelnden Verfügbarkeit von Nahrungsmitteln, sondern am mangelnden Einkommen der Betroffenen (Schmidhuber 2007). In Afrika südlich der Sahara leben fast die Hälfte jener mehr als 800 Mio. Menschen, die weniger als 1,25 US\$/Tag (UN-Armutsgrenze) zur Verfügung haben. Es gilt daher, nicht nur die landwirtschaftliche Produktion zu steigern, sondern das vor allem dort zu tun, wo es Arme gibt, die sich mit dieser Produktion Arbeit und Einkommen schaffen könnten. Voraussetzung dafür ist, dass es sich lohnt, die landwirtschaftliche Produktion zu steigern, dafür zu arbeiten und die nötigen Investitionen zu tätigen.

Die Nachfrage nach Nahrungsmitteln nahm in den letzten Jahrzehnten langsam zu. Auch in den Entwicklungsländern können sich die Konsumenten laut FAO heute mehr Nahrungsmittel (Kalorien) kaufen als je zuvor. Der Bedarf an Lebensmitteln wird durch steigende Bevölkerungszahlen und steigenden Lebensstandard bis zum Jahr 2050 um 50 % steigen. Es ist zu erwarten, dass sich die Zunahme der Nahrungsmittelnachfrage in der kommenden Dekade und insbesondere nach dem Jahr 2030 deutlich verlangsamt.

Das Verhältnis zwischen Energie-, Nahrungsmittel- und Fleischproduktion wird marktwirtschaftlich durch Angebot und Nachfrage geregelt. Die Landwirtschaft hat immer schon nicht nur Nahrungsmittel, sondern in einem erheblichen Umfang auch Energiepflanzen angebaut. Im Jahr 1960 wurde in Österreich auf 156.179 ha, also 4 % der damaligen landwirtschaftlichen Nutzfläche oder rd. 10 % des Ackerlandes, Hafer überwiegend als Futter für 155.898 (Arbeits-) Pferde und 47.571 Arbeitsrinder (Zugochsen) angebaut. Für die Grundfütterversorgung dieser Tiere wurden 49.368 ha als Dauerweide benötigt. Das entspricht einer Treibstoffproduktion auf 205.547 ha.

Heute ist Biomasse eine Quelle, aus der Energie für die gesamte Volkswirtschaft gewonnen werden kann – eine Alternative zu fossiler Energie, deren Verwendung vermieden werden soll, um den Klimawandel zu bekämpfen. Die steigende Nachfrage danach und nach Nahrungsmitteln verschärft die Konkurrenz um Flächen für beide Anwendungen. Der Einsatz von Flächen sollte sich an marktwirtschaftlichen Grundsätzen orientieren, um eine effiziente Allokation zu gewährleisten. Die von den Regierungen regulierend eingesetzten Instrumente müssen dem Wert öffentlicher Güter, insbesondere Nahrungsmittelsicherheit, Nachhaltigkeit, Eigentumsrechte, Biodiversität, Atmosphäre usw. Rechnung tragen.

283 http://www.statistik.at/web_de/static/handbuch_energiestatistik_eurostatiea_2005_022695.pdf

Steigende Rohstoffpreise und zunehmende Nachfrage nach Nahrungsmitteln führen in den meisten Ländern zu höheren Lebensmittelpreisen und einer geringeren Ernährungssicherheit. Die Förderung der Entwicklung der Landwirtschaft, insbesondere durch *good governance* und Forschung, ist eine vielversprechende Strategie, von der auch die übrigen Wirtschaftssektoren durch Multiplikatorwirkungen profitieren (DFID 2005).

Wirkungen auf die Landnutzung

Die Förderung der Nutzung von Biomasse führt dazu, dass mehr Boden zur Erzeugung von Biomasse verwendet wird. Wälder werden zu Wiesen und Wiesen zu Feldern umgewandelt. Dadurch wird ein Teil des in den Wäldern, Wiesen und Mooren gespeicherten CO₂ freigesetzt und verschärft den THG-Effekt. Diese negativen Wirkungen der indirekten Landnutzung auf den Klimawandel müssen von den positiven Wirkungen der Nutzung von Biomasse anstelle von fossilen Energieträgern abgezogen werden, um auf den Nettoeffekt des Umstiegs auf Biomasse zu kommen. Das Ausmaß der zusätzlichen Landnutzung ist schwer zu quantifizieren, zumal es auch von den politischen Bedingungen im betreffenden Land abhängt. Es reicht von der Abholzung von tropischen Regenwäldern bis zur (positiv wirkenden) Urbarmachung von Steppen und Savannen. In der EU werden negative Wirkungen durch Nachhaltigkeitskriterien eingeschränkt. Diese sind allerdings so unspezifisch, dass sie dort, wo es nötig ist, wenig bewirken können.

Eine Steigerung der Nachfrage nach Biomasse durch staatliche Maßnahmen, Bevölkerungs- und Wirtschaftswachstum bewirkt keine Steigerung der Produktion im selben Ausmaß, sondern einen Preisanstieg, der die Nachfrager dazu veranlasst, weniger zu kaufen. Dieser Effekt, der durch die Preiselastizität der Nachfrage quantifiziert wird, bewirkt, dass nicht die gesamte zusätzliche (exogene) Nachfrage erzeugt werden muss. Die insgesamt benötigte höhere Erzeugung erfolgt auf Basis von Produktionsfaktoren (Boden, Saatgut, Düngemittel, Pflanzenschutzmittel, Maschinen, Arbeit,...), die untereinander substituierbar sind, d.h., der Einsatz dieser Faktoren ändert sich in unterschiedlichem Ausmaß. Untersucht man das Wachstum der globalen Pflanzenproduktion der Jahre 1961 bis 2005, dann zeigt sich, dass die Ursache dafür zu 77 % höhere Erträge, zu 9 % intensivere Nutzung des Bodens und zu 14 % eine Ausdehnung der Anbauflächen war. Der Beitrag des Bodens wird in Zukunft weiter zurückgehen und der Beitrag der Erträge wird zunehmen, weil diese in weiten Teilen der Welt weit von ihrem Potenzial entfernt sind. Der Abstand zum möglichen Hektarertrag von Getreide auf bewässerten Flächen liegt im globalen Durchschnitt bei ca. 80 %; auf solchen Flächen werden 42 % der Pflanzen erzeugt. Auf nicht bewässerten Flächen liegen die Hektarerträge meistens bei 50 % des Potenzials oder darunter, vor allem in Afrika und Osteuropa, während sie in Nordamerika und Westeuropa (bei Mais) knapp am Potenzial liegen. Auf den derzeit bewirtschafteten Flächen könnte die Weltproduktion von Mais um 50 %, Reis um 40 %, Sojabohnen um 20 % und Weizen um 60 % gesteigert werden, wenn das klimabedingte Ertragspotenzial voll ausgenutzt würde. Das erfordert eine deutliche Steigerung des Düngereinsatzes. Derzeit wird auf über 50 % der bewirtschafteten Flächen weniger als 2,5 kg Stickstoff je ha ausgebracht; nur auf 8,5 % der

Flächen wird mehr als 36 kg Stickstoff je Hektar gedüngt. Eine Ausdehnung der bewässerten Flächen stößt an Grenzen, wo es nicht genügend Wasser gibt; es ist absehbar, dass der Preis von Wasser deutlich steigen wird (Hertel 2011).

Die durch die Beimischungsverpflichtungen gesteigerte Nachfrage nach Biomasse (15 Mrd. Gallonen Ethanol in den Vereinigten Staaten bzw. 6,25 % Biotreibstoffe in der EU im Jahr 2015) erhöht die Getreidefläche in den USA um 10 % und die Ölsaatenfläche in der EU um 40 %. Die Ackerfläche in den Vereinigten Staaten nimmt um 0,8 % zu, die Waldfläche sinkt um 3,9 % und die Weidefläche um 4,9 %. Das UBA der USA findet unter Berücksichtigung dieser Tatsachen, dass die THG-Emissionen bei Verwendung von Ethanol anstelle von Benzin um 21 % sinken, bei Verwendung von Ethanol aus Zuckerrohr sogar um 61 %.

Die in der Richtlinie 2009/28/EC enthaltene Verpflichtung der EU zur Bereitstellung von 20 % des Energiebedarfes aus erneuerbaren Quellen im Jahr 2020, darunter 10 % im Transportsektor, führt dazu, dass weltweit 5,2 Mio. ha zusätzliche Flächen land- und forstwirtschaftlich genutzt werden, davon ein Viertel innerhalb der EU, die andernfalls teilweise für andere Zwecke genutzt worden wären. Diese Verpflichtung führt auch zu höheren Importen landwirtschaftlicher Rohstoffe, insbesondere auch von Pflanzenöl, hat aber nur einen geringen Einfluss auf die Weltmarktpreise (Burrell, 2010).

Die Universität Göttingen untersuchte die Folgen der zunehmenden Zahl von Biogasanlagen für die niedersächsische Landwirtschaft, die Bodenmärkte und die Agrarpolitik. Sie kam zu folgenden Ergebnissen: Die Entlohnung der eingesetzten Arbeit in einer gut geführten Biogasanlage mit einem Ertragsniveau von 50 t/ha Silomais ist um 2,5 mal höher als die eines gut geführten Milchviehbetriebes. Die Sensitivität der Arbeitsentlohnung der Biogasanlage auf Änderungen der Pachtpreise ist deutlich höher als jene eines Milchviehbetriebes. Erfolgreiche Biogasanlagenbetreiber können bei gutem Maisertragsniveau also Pachtpreise zahlen, die bisher den Sonderkulturen und der intensiven Veredlung vorbehalten waren. Somit bestehe die Gefahr, dass bisher erfolgreiche Veredlungs- und Milchviehbetriebe vom Bodenmarkt verdrängt werden. Diese Aussagen decken sich mit den Beobachtungen der Niedersächsischen Landgesellschaft, die ebenfalls in Regionen mit starker Zunahme von Biogasanlagen, zumal in starken Veredlungsregionen, feststelle, dass die Betreiber versuchen, mit Aufschlägen Pachtflächen zu sichern. Dabei werden Pachtpreise bis zu 750 €/ha gezahlt. Ähnliche Feststellungen, wenn auch nicht mit gleicher Pachthöhe, werden regional in Schleswig-Holstein und süddeutschen Bundesländern gemacht (Bruns, 2007).

Die Frage nach indirekten Landnutzungsänderungen rückte infolge einer Studie von Searchinger et al. (2008) in den Mittelpunkt des öffentlichen Interesses. In dieser Studie wurde angenommen, dass für jeden Hektar Mais, der in den USA für die Produktion von Ethanol verwendet wird, nahezu ein Hektar bisher ungenutztes (naturbelassenes) Land in Nutzung genommen wird. Wenn das zuträfe, wäre das für naturbelassene Gebiete wie z. B. den tropischen Regenwald, verheerend. In der Realität steigt die Produktion einerseits durch Ausweitung der Flächen, andererseits durch Intensivierung der bestehenden Landnutzung, also durch die Verwendung ertragreicherer Pflanzen und Sorten und die Anwendung moderner Produktionstechnik (Düngung, Bewässerung, Pflege). Zusammen ermöglicht das den Anbau von angepassten

Energiepflanzen auf bisher mehr oder weniger unproduktiven oder degradierten Flächen, durch deren Nutzung der Boden verbessert und CO₂ als Humus langfristig gespeichert wird. Neuere Studien gehen daher bei der Schätzung der Auswirkungen von Veränderungen der Landnutzung auf die speziellen Bedingungen in den Biokraftstoff produzierenden Ländern ein und kommen im Falle einer unveränderten Politik auf iLUC-Faktoren zwischen 0,15 und 0,30. Sie hängen von der Durchsetzung gesetzlicher Normen bezüglich Naturschutz und Nachhaltigkeit sowie von Produktivitätsfortschritten in der Landnutzung und der Effizienz der Energiegewinnung ab.

Wirkungen auf die Wohlfahrt

Wenn man unterstellt, dass die Vermeidung von 1 t THG-Emissionen US\$ 20 wert ist, steigern die in den USA getroffenen Maßnahmen zu Gunsten von Bioethanol die soziale Wohlfahrt um 6,7 Mrd. US\$. Sie führen zu einer Senkung der THG-Emissionen um 50,9 Mt. Mit einem optimalen Maßnahmenbündel (Steuern auf Ethanol und Benzin, Importzoll auf Öl und Exportzoll auf Mais) wären eine Wohlfahrtssteigerung von US\$ 11,5 Mrd. und die zweieinhalbfache Reduktion von THG-Emissionen (-128,7 Mt CO₂-Äquivalente) erreichbar. Diese Maßnahmen wären nicht WTO-konform. Eine optimale Kombination von Benzinsteuern und Ethanolsubventionen brächte einen beinahe gleich großen Wohlfahrtsgewinn von US\$ 9,9 Mrd. bei gleich hoher Reduktion der THG-Emissionen. Ein Beimischungszwang wirkt wie eine Subvention von Ethanol mit dem Betrag, den eine Steuer auf Benzin einbringt. Im günstigsten Fall kann damit die Wohlfahrt um US\$ 8,2 Mrd. gesteigert werden, die THG-Emissionen werden aber nur um 54,2 Mt gesenkt. Dieses Szenario führt jedoch zur höchsten zum höchsten Verbrauch von Ethanol und zur höchsten Maisproduktion (Cui et al. 2011).

Wirkungen auf die regionale Wertschöpfung

Die verschiedenen Bioenergieträger beeinflussen die Wertschöpfung, die in der Region induziert wird, in der die Anlage steht, in unterschiedlicher Größenordnung. Diese hängt in erster Linie davon ab, wie groß die Vorleistungen für den Betrieb der Anlage sind und welcher Teil davon aus der Region bezogen wird, wie groß der Arbeitseinsatz für den Betrieb der Anlage ist, wie viel der Zinsen für das eingesetzte Kapital in der Region ausgegeben werden, wie groß die Konsumneigung in der jeweiligen Region ist und welcher Anteil der Steuern in der Region bleibt. Indirekte Effekte ergeben sich aus der Produktionsausweitung der Zulieferbetriebe und aus der zusätzlichen Nachfrage, die durch das zusätzliche Einkommen induziert wird. Kosfeld und Gückelhorn (2012) schätzten die regionalen Wertschöpfungseffekte typischer erneuerbarer Energieanlagen in vier Modellregionen Deutschlands und stellten fest, dass kleine Biogasanlagen (150 KW) mit knapp 800 €/KW installierter Leistung den höchsten regionalen Wertschöpfungseffekt vorweisen können, gefolgt von Kleinwasserkraft, Photovoltaik und Windkraftanlagen. Letztere liegen im Bereich von 40 bis 80 €. Biogasanlagen leisten daher den größten Beitrag zur Regionalentwicklung.

Wirkungen auf die Beschäftigung

Laut Darstellung des deutschen Bundesumweltministeriums bot die Erneuerbare Energie-Branche im Jahr 2006 nach einer jetzt veröffentlichten wissenschaftlichen Untersuchung bereits rund 235.000 Beschäftigten Arbeit. Im Jahr 2004 seien es erst 160.000 Beschäftigte gewesen. Das sei ein Anstieg von fast 50 % und übertreffe die bisherige Schätzung der neu entstandenen Arbeitsplätze um rund 20.000. Mindestens 134.000 Stellen, also fast 60 % der für 2006 ermittelten Beschäftigungen, seien dabei direkt auf das Erneuerbare Energien-Gesetz (EEG) zurückzuführen.

Sparte	2004	2012
Windenergie	63.900	117.900
Solarenergie	25.100	100.500
Wasserkraft	9.500	7.200
Geothermie	1.800	13.900
Biomasse	56.800	128.900
davon Brennstoff- /Kraftstoffbereitstellung	22.600	60.600
Summe	157.100	368.400
Beschäftigte in Forschung und Verwaltung	3.400	9.400
Summe	160.500	377.800
Nachrichtlich: Ausbau von Produktionskapazitäten zugunsten erneuerbarer Energien	5.800	23.500

Tabelle 53:
Beschäftigung
(Arbeitsplätze)
durch erneuer-
bare Energien
in Deutschland,
2004 und 2012

Quelle: O'Sullivan et al. (2013)²⁸⁴

In einer gesonderten Analyse wurde laut Darstellung des Ministeriums in der jetzt vorgelegten Studie erstmals auch abgeschätzt, welche Arbeitsplatzwirkungen der Bau von Produktionskapazitäten für Erneuerbare-Energie-Anlagen gehabt hat. Bedingt insbesondere durch den zuletzt starken Ausbau von Solarfirmen in Ostdeutschland hatte dieser im Zeitablauf allerdings stark schwankende Wert im vergangenen Jahr bei rund 23.500 Arbeitsplätzen gelegen. Bislang waren die Wissenschaftler für 2020 von einer weiteren Steigerung der durch erneuerbare Energien ausgelösten Beschäftigungseffekte auf etwa 310.000 bis 350.000 Arbeitsplätze ausgegangen. Die jetzt vorgelegte Studie hält inzwischen bis zum Jahr 2020 etwa 400.000 Beschäftigte für möglich. Bei dieser Prognose sind öffentliche Mittel sogar noch unberücksichtigt geblieben (Hauptverband der Landwirtschaftlichen Buchstellen und Sachverständigen 2007, S. 245).

Die EU könnte mehr als 400.000 neue Jobs schaffen, indem sie ihre Politik zur Unterstützung von erneuerbaren Energien verbessert und die Ziele für 2020 erreicht. Die Studie über die Wirkung der erneuerbaren Energiepolitik der EU kommt zum Ergebnis, dass das BIP um 0,24 % steigen würde, wenn ein Anteil von 20 % erneuerbarer Energie erreicht werden soll. Ohne mehr Anstrengungen wird sie aber nur 14 % erreichen. Im grünen Energiesektor könnten 2,8 Mio. neue Arbeitsplätze entstehen, die das BIP um 1,1 % steigern. (EK 2009).

²⁸⁴ http://www.erneuerbare-energien.de/fileadmin/Daten_EE/Dokumente__PDFs_/bruttobeschaeftigung_ee_2012_bf.pdf#page=7

Umweltwirkungen der Biomassenutzung

Die Umweltwirkungen einer verstärkten Nutzung von Biomasse werden oft nur auf technischer Ebene untersucht. Die dafür gängige Methode ist die Lebenszyklusanalyse. Um einen Vergleich der Umweltwirkungen verschiedener Biomasetechnologien zur Stromerzeugung zu erhalten, wurden die Umweltauswirkungen dieser Produktion durch biochemische bzw. thermochemische Umwandlung mit Hilfe der Lebenszyklusanalyse untersucht. Dabei wurden die Emissionen aus der konventionellen Herstellung der Koppelprodukte dem Ökostromsystem gutgeschrieben, d.h. für die Inputs (Fläche, Wirtschaftsdünger und Reststoffe) wurden Gutschriften für deren Referenznutzungen in einem Szenario ohne Ökostromanlagen verrechnet. Günstig wirken sich aus: Vollständige Nutzung des Koppelproduktes Wärme, günstige Substratzusammensetzung (Reststoffe statt Energiepflanzen), Minimalbodenbearbeitung, geringe Transportdistanzen, Beton statt Stahl für Fermenterbau, Gasmotor statt Zündstrahlmotor), Abdeckung des Endlagers, Gärrestaubsbringtechnik (Schleppschlauch statt Prallteller), Rauchgasreinigung ²⁸⁵.

Durch die Förderung einer bestimmten Produktionstechnik werden jedoch Anpassungsprozesse im gesamten Produktions- und Nachfragesystem in Gang gesetzt, deren (Umwelt-) Wirkungen ebenfalls in Betracht gezogen werden müssen, um ein richtiges (vollständiges) Bild zu erhalten. Ein (partielles) Beispiel dafür sind indirekte Landnutzungseffekte. Genau genommen müssen die Effekte in einer Volkswirtschaft und im Rest der Welt ermittelt werden; dazu dienen sektorale und Allgemeine Gleichgewichtsmodelle.

Die Förderung der Produktion von Biotreibstoffen in bestimmten (Import-) Ländern erhöht das Angebot von Treibstoffen weltweit und senkt daher deren Preise. Infolge dessen können sich die Konsumenten einen höheren Verbrauch von Treibstoffen leisten und die THG-Emissionen steigen. Die OPEC (ein Zusammenschluss Erdöl exportierender Länder) kann darauf mit einer Verringerung ihrer Förderquoten reagieren, um die Senkung der Preise zu kompensieren, oder die Ölpreise in ihren Mitgliedsstaaten senken, um ihren Absatz konstant zu halten. Letzteres ist wahrscheinlicher und bewirkt, dass der Treibstoffverbrauch insgesamt (weltweit) steigt – und mit ihm die THG-Emissionen. Das ist jedenfalls bei Verwendung von Biotreibstoffen der ersten Generation zu erwarten. Bei Biotreibstoffen der zweiten Generation (erzeugt aus nicht essbaren Rohstoffen) ist die Ökobilanz besser. Die Förderung der Produktion von Biotreibstoffen hat dennoch positive Wirkungen. Sie vermindert den Verbrauch fossiler Energiequellen, macht Treibstoff in Importländern billiger und verbessert deren Handelsbilanz beträchtlich (Hochman et al. 2011).

²⁸⁵ Optimierungspotentiale für Ökostrom (Siegl und Holubar 2011)

8 Zusammenfassung

Es gibt keinen Zweifel mehr, dass der Klimawandel Realität ist und aufgehalten werden muss, um zu verhindern, dass Polareis und Gletscher schmelzen, der Meeresspiegel ansteigt und die Küstengebiete, in denen ein großer Teil der Menschheit lebt, bedroht. Inzwischen hat man sich weltweit darauf verständigt, dass ein Temperaturanstieg von 2 °C bis zum Ende des Jahrhunderts gerade noch akzeptabel sei, um das Schlimmste zu verhindern und das Risiko irreversibler Schäden an unserem Planeten Erde gering zu halten. Als größter Verursacher der Erderwärmung wurden die THG-Emissionen, die bei der Verbrennung fossiler Brennstoffe entstehen, identifiziert. Diese Emissionen, vor allem jene von CO₂, müssen zurückgefahren werden – entweder durch Verzicht auf die Verwendung fossiler Brennstoffe oder durch die Rückgewinnung des CO₂ aus der Atmosphäre und seine Lagerung in tiefen Schichten unter der Erde. Eine dritte Möglichkeit ist seine Spaltung, bei der Kohlenwasserstoffe und Sauerstoff entstehen; sie erfordert die Zufuhr von Wasser und Energie. Diese Methode wird in großem Stil von den Pflanzen genutzt, die mit Hilfe der Sonnenenergie Kohlenstoffverbindungen (Zucker, Stärke, Zellulose) aufbauen (Fotosynthese). Unter natürlichen Bedingungen halten sich die Entstehung und der Zerfall von Biomasse die Waage; insofern ist die Verwendung von Biomasse CO₂-neutral. Das macht sie als THG-neutrale Quelle von Energie zu einem attraktiven Substitut für fossile Energieträger.

Die energetische Nutzung von Biomasse steht in Konkurrenz zu ihren Nutzungen als Nahrungs- und Futtermittel sowie zu ihrer stofflichen Nutzung als Baustoff, Grundstoff für Textilien, die Chemie usw. Zur Erzeugung und Nutzung von Biomasse benötigt die Land- und Forstwirtschaft externe Energie in Form von Betriebsmitteln (Treibstoffe, Düngemittel usw.) und Investitionsgütern, die unter Einsatz von Energie erzeugt werden müssen. Daher ist nur ein Teil der in der Biomasse enthaltenen Primärenergie für weitere Zwecke nutzbar. Dieses Phänomen trifft für alle Formen der Gewinnung von Nutzenergie zu und macht es notwendig, bei einem Vergleich der Wirksamkeit verschiedener Prozesse auf die THG-Emissionen Lebenszyklusanalysen anzustellen und eine Ökobilanz zu erstellen. Im Fall der land- und forstwirtschaftlich erzeugten Biomasse werden dabei auch Wirkungen indirekter Landnutzungsänderungen in Betracht gezogen, denn durch die Umwandlung von Wald in landwirtschaftliche Flächen, die Umwandlung von Grünland in Ackerland und die Trockenlegung von Mooren und Sümpfen wird CO₂ an die Luft abgegeben. Das Gegenteil passiert durch die Fruchtbarmachung von bisher unfruchtbaren Flächen.

Als Ersatz für Energie aus fossilen Brennstoffen bieten sich neben Energie aus Biomasse auch andere erneuerbare Energiequellen an, die bei ihrer Nutzung keine THG emittieren, nämlich Wasserkraft, Wind- und Sonnenenergie. Während das Ausbaupotenzial von Wasserkraft in den industrialisierten Ländern weitgehend ausgeschöpft ist, sind Wind- und Sonnenkraft je nach Lage meist in großen Mengen vorhanden und warten nur darauf, geerntet zu werden. Technische Fortschritte in den letzten Jahrzehnten haben dazu geführt, dass dies mit immer geringeren Kosten möglich ist. Vor allem bei Photovoltaik bestehen ein riesiges Potenzial und die Hoffnung, dass durch Forschung und Entwicklung preiswerte technische Lösungen gefunden werden. Derzeit benötigen diese Technologien – wie auch die Biomasse – massive staatliche

Unterstützung, um sich auf dem Markt behaupten zu können und angenommen zu werden, denn die Konkurrenz durch fossile Energieträger und Atomenergie ist ungebrochen. Letztere verursacht zwar auch keine direkten THG-Emissionen, aber radioaktive Abfälle, die langfristig nicht sicher verwahrt werden können.

Neue Technologien gibt es auch bei fossilen Energieträgern. Sie machen es möglich, auf bisher unwirtschaftliche oder unzugängliche fossile Rohstoffe (Teersande, Ölschiefer, Schiefergas) zuzugreifen und die darin eingelagerte Energie herauszulösen. Die auf diese Weise hinzugekommenen nutzbaren Lagerstätten sind riesig und versetzen jene in einen Goldrausch, die darüber verfügen können. In den USA sind das die Grundbesitzer, in den meisten anderen Ländern ist es der Staat. Nur wenige können der Versuchung widerstehen, die neu gefundenen Schätze auszubeuten und auf den Markt zu bringen. Der Boom von Schiefergas ist gerade dabei, die USA von Gasimporten unabhängig und bis zum Jahr 2035 energieautark zu machen. Die Hoffnungen der Proponenten von erneuerbarer Energie, dass auf „Peak Oil“, dem eben erst erreichten Höhepunkt der Ölförderung, ein Abfall folgen würde, könnten sich zerschlagen. Auch aus Erdgas lassen sich Treibstoffe und Strom generieren – mit niedrigeren THG-Emissionen als mit Öl und Kohle.

Die Herausforderung für die Staatengemeinschaft ist daher nicht kleiner geworden, jene, die in der Zukunft von fossilen Energien profitieren können, zu einem (teilweisen) Verzicht auf diesen Profit zu bewegen. Die UNFCCC bietet den Rahmen für Verhandlungen und verzeichnet Teilerfolge, u. a. mit dem Kyoto-Protokoll, das im Jahr 2013 in eine neue Phase eingetreten ist, und einem globalen Klimaschutzabkommen, das die wichtigsten Emittenten umfassen und bis zum Jahr 2015 zu Stande gebracht werden soll. Es gibt aber auch Rückschläge wie den Austritt Kanadas, die Enthaltensamkeit Russlands, Japans, der USA und anderer Länder, die ihren eigenen Weg gehen oder dabei sind, ihre riesigen oder neu entdeckten fossilen Schätze zu heben.

Die EK hat im Rahmen des von ihr am 10. Januar 2007 vorgelegten integrierten Energie- und Klimapakets einen Fahrplan für erneuerbare Energien entwickelt (EK 2007a). Dementsprechend hat sich die EU das Ziel gesetzt, den Anteil erneuerbarer Energieträger am Bruttoinlandsverbrauch bis 2020 auf 20 % zu steigern. Im Verkehrsbereich sollen Biokraftstoffe bis dahin 10 % des Gesamtverbrauchs von Benzin und Diesel ausmachen. Durch eine Steigerung der Energieeffizienz um 20 % soll der Energieverbrauch im Jahr 2020 nicht mehr als 1.474 Mt_{oe} Primärenergie betragen (EU 2012). Zugleich wurden die Mitgliedsländer aufgerufen, nationale Aktionspläne aufzustellen, aus denen ersichtlich wird, wie sie durch die Förderung erneuerbarer Energien zur Erreichung der EU-Ziele beitragen wollen.

Auch für die österreichische Bundesregierung zählt die Sicherstellung einer nachhaltigen Energieversorgung Österreichs zu den zentralen Herausforderungen der kommenden Jahre und Jahrzehnte. Für eine Erhöhung der Versorgungssicherheit mit Energie und eine Reduktion der Importe an fossiler Energie setzt sie in ihrer Energiestrategie verstärkt auf erneuerbare Energieträger, inländische Energieerzeugung, Energiesparen sowie Forschung und innovative Energietechnologien (BMWfJ und BMLFUW 2010). Zentrale Stützpfeiler des Ausbaus der Erzeugung erneuerbarer Energien sind das Ökostromgesetz 2012 (RÖ 2012) und die dazu gehörige Einspeisetarifverordnung (RÖ 2012b) und die Biokraftstoffverordnung (RÖ 2012a).

Auch in vielen anderen Staaten wird mithilfe staatlicher Maßnahmen, insbesondere Beimischungszwängen, Einspeisetarifen, Investitionsförderungen und die Finanzierung von Forschung und Entwicklung, eifrig in erneuerbare Energien investiert. Laut UN-Energy (2012) stiegen die globalen Investitionen in erneuerbare Energien (ohne große Wasserkraft) im Jahr 2011 auf einen Rekordwert von 257 Mrd. US\$ – das Sechsfache der Investitionen im Jahr 2004. Fast die Hälfte der weltweit hinzugekommenen ca. 208 GW installierter Leistung entfiel auf erneuerbare Energie, die somit bei 1.360 GW liegt. Erneuerbare Energien decken inzwischen 16,7 % des globalen Endenergiebedarfs und stellen mehr als 25 % der globalen Stromproduktionskapazitäten bereit; sie lieferten ca. 20,3 % der weltweiten Stromerzeugung.

Plausible Szenarien ergeben, dass im Jahr 2035 fast ein Drittel der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen stammen wird. Die Solarenergie expandiert stärker als alle anderen erneuerbaren Energietechnologien; sie wird im Jahr 2035 der Kohle als weltweit wichtigste Stromerzeugungsquelle nahe kommen. Der Verbrauch an Biomasse (für die Stromerzeugung) und an Biokraftstoffen wird auf das Vierfache steigen, und immer größere Mengen werden international gehandelt. Die Subventionen dafür dürften sich von weltweit 88 Mrd. US\$ im Jahr 2011 – in Abhängigkeit von technischen Fortschritten und ungenutzten Potenzialen – auf nahezu 240 Mrd. US\$ im Jahr 2035 erhöhen; das ist deutlich weniger als die im Jahr 2011 gewährten Subventionen für fossile Energieträger, die immerhin 523 Mrd. US\$ betragen. Subventionen zur Förderung neuer erneuerbarer Energieprojekte müssen im Lauf der Zeit parallel zum Anstieg der entsprechenden Kapazitäten und zum Rückgang der Kosten erneuerbarer Energietechnologien angepasst werden, um eine zu hohe Belastung der Staatshaushalte und der Verbraucher zu vermeiden. Trotz der bis zum Jahr 2011 erzielten Fortschritte haben fast 1,3 Mrd. Menschen nach wie vor keinen Zugang zu Elektrizität, und 2,6 Mrd. haben keinen Zugang zu sauberen Kochgelegenheiten.“ (IEA 2012).

Trotz der Anstrengungen und Erfolge vieler Länder, ihren Energieverbrauch und ihre THG-Emissionen zu senken, ist keineswegs sicher, ob sie damit auch einen Erfolg auf globaler Ebene verbuchen. Dieser etwas überraschende und jedenfalls deprimierende Befund gründet sich darauf, dass die Förderung erneuerbarer Energien bewirkt, dass mehr Energie auf den Markt kommt und das steigende Angebot die Preise senkt. Diese sinken zusätzlich durch die geringere Nachfrage, die durch Maßnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz herbeigeführt wird, was bedeutet, dass zur Erzeugung von Endenergie weniger Primärenergieeinsatz benötigt wird. Bei niedrigeren Preisen für Energieträger wiederum ist deren Absatz höher als bei unveränderten Preisen. Daher wird - global betrachtet - etwa gleich viel fossile Energie verbraucht wie ohne Förderungen für erneuerbare Energien. Zumindest eine Studie (Hochman et al. 2011) deutet dieses für die Eindämmung des Klimawandels unerfreuliche, aber plausible Ergebnis an. Andererseits führen diese Maßnahmen dazu, dass insgesamt mehr Energiedienstleistungen zu günstigeren Preisen zur Verfügung stehen und in Anspruch genommen werden können.

Die sicherste Methode, die THG-Emissionen global zu senken, ist, die fossilen Energierohstoffe dort zu belassen, wo sie sind. Wer fossile Energierohstoffe zu Tage fördert, fördert den Klimawandel und muss dafür die Verantwortung übernehmen, am besten durch Zahlungen für Maßnahmen, die die von den Rohstoffen ausgehenden THG-Emissionen reduzieren oder

neutralisieren. Das bedeutet: Jene, die fossile Energieträger auf den Markt bringen, sollten Kompensationsleistungen selbst erbringen oder Steuern auf die durch ihre Verwendung entstehenden THG-Emissionen zahlen, damit der Staat die entsprechenden Kompensationsleistungen erbringen kann. Durch eine internationale Harmonisierung der Steuern auf THG-Emissionen und der Subventionen für THG-Vermeidung ließen sich Wettbewerbsverzerrungen zwischen verschiedenen Energieträgern und Staaten vermeiden. Zumindest die nationalen Steuern auf Energieträger sollten sich an ihren CO₂-Emissionen orientieren, was derzeit in Österreich absolut nicht der Fall ist (Tabelle 10).

Eine Besteuerung der Verbraucher dieser Rohstoffe, die stattdessen stattfindet, bezieht ihre Berechtigung aus der Tatsache, dass die Staaten Produzenten fossiler Energieträger im Ausland nicht besteuern können. Inländische Verbraucher – Industriebetriebe – verlieren durch eine solche Besteuerung international an Wettbewerbsfähigkeit. Daher wurden Emissionshandelssysteme eingeführt mit Zertifikaten, die zu steuerfreien Emissionen berechtigen. Der Handel mit diesen Zertifikaten ist das Instrument, mit dem die Kosten der Vermeidung von THG-Emissionen ermittelt werden sollen. Diese Kosten – die Preise der Zertifikate – hängen allerdings von der Menge ab, die angeboten wird. Ende 2012 konnte man das Recht, 1 t CO₂ zu emittieren, zu einem Preis von ca. 5 € erwerben. Die Kosten einer Einsparung von 1 t THG-Emissionen durch Einführung neuer Technologien oder Energiesparmaßnahmen sind in den meisten Fällen bedeutend höher. Dadurch, dass das Europäische Emissionshandelssystem zu viele Emissionen erlaubt, hat es seine Funktion als Steuerungsinstrument eingebüßt. Um ihm diese Funktion wieder zu geben, sollte das Angebot an Emissionsrechten so weit reduziert werden, bis deren Preis ein Niveau erreicht, bei dem sich ein Umstieg auf THG-sparende Energietechnologien lohnt. Das Angebot an Zertifikaten sollte überdies flexibel so gesteuert werden, dass ein langfristig stabiler Preis von Emissionszertifikaten resultiert, damit sich der Umstieg auf erneuerbare Energie und Investitionen in höhere Energieeffizienz langfristig lohnen.

Obwohl es Bemühungen seitens der Vereinten Nationen gibt, möglichst viele Länder zu einer Reduktion ihrer THG-Emissionen zu bewegen, stehen die Chancen dafür, dass das gelingen könnte, schlecht, denn die Förderer fossiler Energie belohnen sich mit gewaltigen Gewinnen, die das öffentliche Anliegen der Weltbevölkerung, den Klimawandel einzubremsen, überstrahlen. Das gilt es zu verhindern. Ein verantwortungsvoller Umgang mit unseren Lebensgrundlagen erfordert einen teilweisen Verzicht auf kurzfristige Gewinne, die mit fossiler Energie erzielbar sind. Wer diesen Verzicht durchsetzen soll, ist eine offene Frage (Kopetz 2010). Jeder und jede, die fossile Energie bereitstellen oder ihre Bereitstellung begünstigen, müssen sich ihrer Verantwortung für den Klimawandel bewusst werden und stellen.

Eine Beteiligung von öffentlichen Mitteln an Investitionen, durch die die Bereitstellung fossiler Energie billiger wird, sollte jedenfalls ausgeschlossen sein. Denn das Angebot an fossiler Energie beeinflusst die Energiepreise und damit die Entwicklung von erneuerbarer Energie in erheblichem Ausmaß. Geringeres Angebot steigert die Energiepreise und die Wirtschaftlichkeit der Produktion von erneuerbarer Energie; höhere Energiepreise vermindern den Energieverbrauch von fossilen Energieträgern und damit den Ausstoß von THG-Emissionen. Für die Entwicklung der Energie aus Biomasse spielen darüber hinaus die Konkurrenz der Verwendungen

für Nahrungs- und Futtermittel eine wichtige Rolle, ebenso die Art und Qualität der verfügbaren Biomasse sowie das jahreszeitlich und witterungsbedingt schwankende Angebot. Eine starre Bindung des Verbrauchs von Bioenergie an den Verbrauch von Treibstoffen durch Beimischungsverpflichtungen verstärkt die Preisschwankungen von agrarischen Rohstoffen und Lebensmitteln, indem sie deren Preise mit jenen von fossilen Treibstoffen verknüpft. Flexible Beimischungsregeln könnten helfen, diese Schwankungen zu reduzieren und hohe Preisspitzen für Lebensmittel zu verhindern.

Die Förderung erneuerbarer Energien im Inland verringert die Abhängigkeit von ausländischen Lieferanten von Energieträgern und schafft regionale Wertschöpfung. Letzteres gilt auch für die Förderung der Erzeugung von Energie aus Biomasse und die Förderung der landwirtschaftlichen Produktion in den Regionen, in denen sie stattfindet. Diese Förderungen bewirken ein höheres Angebot und niedrigere Weltmarktpreise landwirtschaftlicher Rohstoffe. Das ist ein Vorteil für die Verbraucher und ein Nachteil für jene Erzeuger von Lebensmitteln, die solche Förderungen nicht bekommen und die sich vor allem in Entwicklungsländern befinden, in denen es großes Potenzial gibt, die Produktion von Biomasse auszuweiten. Derzeit leiden fast 1 Mrd. Menschen an Unter- und Mangelernährung. Die Nachfrage nach Lebensmitteln, oder der Bedarf, wird durch die wachsende Bevölkerung und wachsende Ansprüche an die Lebensmittelqualität in Form von tierischem Eiweiß bis zum Jahr 2050 um 70 % zunehmen. Die globalen Ressourcen reichen dafür aus, aber die regionalen Unterschiede sind eklatant und werden durch korrupte Regierungen verstärkt. Die Methode, die Erzeugung von Bioenergie in der EU von Landnutzungsänderungen in Drittländern abhängig zu machen, dürfte daran nichts ändern. Vielmehr ist es notwendig, zielgerichtete Maßnahmen einzusetzen. Der Export von Bioenergie aus Ländern mit Defiziten an Lebensmitteln und Rechtsstaatlichkeit sollte einfach verboten werden. Dasselbe gilt für Landnutzungsänderungen, die gespeichertes CO₂ freisetzen (Waldrodungen, Grünlandumbruch) und Produktionsverfahren, die den Lebensraum seltener Tiere und Pflanzen, die Biodiversität, die Bodenfruchtbarkeit oder die Wasserversorgung beeinträchtigen.

Im Gegensatz zu anderen erneuerbaren Energieträgern ist Energie aus Biomasse in Form von festen Brennstoffen (Holz), flüssigen Brenn- und Treibstoffen oder Gas speicherbar. Durch technische Entwicklungen sollte es gelingen, Energie aus lignozellulosen Rohstoffen zu gewinnen und in Verbindung mit kaskadischer Nutzung der Rohstoffe die Energieausbeute je Hektar Anbaufläche wesentlich zu steigern. Außerdem besteht die Chance, Biomasse mit Hilfe von mehrjährigen Pflanzen (z. B. Jatropha, Zuckerrohr, Ölpalmen) auf degradierten oder marginalen Böden zu erzeugen und diese Böden als CO₂-Speicher zu nutzen. Auch einige einjährige Pflanzen, vor allem solchen, bei deren Verarbeitung wertvolle Nebenprodukte (Eiweißfuttermittel) anfallen, sind als Energieträger neben Holz bereits in einigen Weltregionen ohne Förderungen wettbewerbsfähig. Um das derzeitige Energiesystem in eines mit geringeren THG-Emissionen umzuwandeln, muss die Rentabilität des Umstiegs gewährleistet werden. Dazu bedarf es der Unterstützung durch die öffentliche Hand.

Beim Ausbau der erneuerbaren Energien kommt den Land- und Forstwirten eine Schlüsselrolle zu, denn sie verfügen über die Flächen, die dazu benötigt werden, und das unternehmerische Know-how, Biomasse und erneuerbare Energie zu niedrigen Kosten zu erzeugen und

ggf. auch umzuwandeln und zu vermarkten. Neben der direkten Förderung von erneuerbaren Energien sind Investitionen in Forschung und Entwicklung, Beratung und Ausbildung erforderlich, um die Kosten der Gewinnung dieser Energien und somit ihre Wettbewerbsfähigkeit zu steigern. Solche Investitionen sind auch dringend erforderlich, um die Produktion dem steigenden Bedarf an Lebensmitteln und erneuerbarer Energie anpassen zu können. Dabei sollte die Förderhöhe durchaus von den Effizienzgewinnen abhängen, die verschiedene Technologien erwarten lassen, auch wenn diese Erwartungen naturgemäß mit großen Unsicherheiten behaftet sind.

Von der Förderung von erneuerbaren Energien und besonders von Energie aus Biomasse gehen wichtige Wirkungen auf die vor- und nachgelagerten Wirtschaftszweige aus, die nicht vernachlässigt werden sollten. Davon profitieren vor allem Betriebe, die Vorleistungen für die Land- und Forstwirtschaft bereitstellen, sowie die Investitionsgüterwirtschaft (Gebäude und Maschinen), die Arbeitskräfte (Beschäftigung und Einkommen), und die Verbraucher (Haushalte), die dadurch mehr ausgeben können und eine höhere Versorgungssicherheit gewinnen. Eine höhere Förderung der Erzeugung von Bioenergie in benachteiligten Regionen kann zur Entwicklung dieser Regionen und zum Ausgleich ihres Nachteils beitragen.

9 Hinweise

9.1 Literatur

- Agentur für Erneuerbare Energien e. V. (2009): Globale Bioenergienutzung – Potenziale und Nutzungspfade. Analyse des WBGU-Gutachtens "Welt im Wandel: Zukunftsfähige Bioenergie und nachhaltige Landnutzung", http://www.unendlich-viel-energie.de/uploads/media/AEE_Globale_Bioenergienutzung_Kurzstudie_jun09_01.pdf
- Agrar-Europe (2008): Neues Bioethanolwerk im niederösterreichischen Pischelsdorf eröffnet, Nr. 28, Kurzmeldungen, 3-4.
- Agrar-Europe (2008b): Umweltkriterien für Biosprit werden verschärft, Nr. 32, Europa-Nachrichten 9.
- Agrar-Europe (2008c): Erste Bioenergie-Nachhaltigkeitszertifikate wohl noch dieses Jahr, Nr. 33, Länderberichte 5.
- Agrar-Europe (2007): Kurzfristiges Potential alternativer Energieformen nicht umstritten, Nr. 48, Länderberichte, 6-7.
- Agrinergy (2008): Policy Brief Bioenergy from agriculture in the European Union –analysing opportunities and constraints. http://enews.nieuwskiosk.nl/jump.aspx?i=361&e=6260&u=172534&li=56149&url=http://www.lei.wur.nl/UK/newsagenda/news/Policy_brief_on_bioenergy_from_agriculture.htm
- Ajanovic A, Haas R (2010): Economic challenges for the future relevance of biofuels in transport in EU countries. *Energy* 35, 3340-3348. http://www.eeg.tuwien.ac.at/eeg.tuwien.ac.at_pages/publications/pdf/AJA_PAP_2010_2.pdf
- Alakangas E (2011): Solutions for biomass fuel market barriers and raw material availability. Summary of the EUBIONET III project results. VTT-M-06463. https://www.dafne.at/prod/dafne_plus_common/attachment_download/167d6f217df8d0feda9d3f8cfaa796ca/EUBIONETIII_Result_oriented_report.pdf
- Altmann M, Schmidt P, Weindorf W, Mátra Z (2010): Sustainability of Transport Fuels. http://www.lbst.de/ressources/docs2011/WHEC2010_AltmannSchmidt-Weindorf-Matra_SustainableTransportFuels_07MAY2010.pdf
- Altner G (Hrsg, 2011): Grüner Umbau. Jahrbuch Ökologie 2012. Stuttgart. Hirzel.
- Altner G (Hrsg, 2011): Die Klima-Manipulateure. Jahrbuch Ökologie 2011. Stuttgart. Hirzel.
- AMA (2008): Repräsentative Erträge für Energiepflanzen der Ernte 2008, http://www.ama.at/Portal.Node/ama/public?gentic.rm=PCP&gentic.pm=gti_full&contentid=10008.57827&KW25_Repr_Ertraege1.pdf
- Amon T (o. J.): uropäische Biogasininitiative zur Erhöhung des Ertrages von landwirtschaftlichen Biogasanlagen (EU-AGRO-BIOGAS), http://forschung.boku.ac.at/fis/suche.projekte_uebersicht?sprache_in=de&projekt_id_in=6421
- Amt der niederösterreichischen Landesregierung (2011): NÖ Energiebericht 2010. <http://www.landtag-noe.at/service/politik/landtag/LVXVII/09/956/956B.pdf>

- Amtmann M, Lechner A, Mach T, Selke T, Unterberger B (2012): Solarenergie Urban. Analyse und Bewertung der energetischen, ökonomischen und architektonischen Qualität urbaner Solarenergiebauten. BMVIT, Berichte aus Energie- und Umweltforschung 23/2012, Wien. <http://www.energyagency.at/fileadmin/dam/pdf/publikationen/berichteBroschueren/SolarenergieUrban-Endbericht.pdf>
- Anderl M, Freudenschuß A, Haider S et al. (2013): Austria's Annual Greenhouse Gas Inventory 1990-2011. UBA, Wien. <http://www.umweltbundesamt.at/fileadmin/site/publikationen/REP0407.pdf>
- Andrulleit H, Babies HG, Bahr A, Kus J, Meßner J, Schauer M (2012): Energiestudie 2012. Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit von Energierohstoffen. DERA Rohstoffinformationen. BGR, Hannover. http://www.bgr.bund.de/DE/Gemeinsames/Produkte/Downloads/DERA_Rohstoffinformationen/rohstoffinformationen-15.pdf?__blob=publicationFile&v=6
- ARGE Biokraft (2004-2012): Kraftstoffberichte Österreich. http://www.ecofys.com/files/files/ecofys_ufop_2012_internationalebiodieselmärkte.pdf
- Arnold K, Rahmesohl S, Grube T, Menzer R, Peters R (2006): Strategische Bewertung der Perspektiven synthetischer Kraftstoffe auf der Basis fester Biomasse in NRW, Endbericht. Wuppertal: Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie.
- ART (2007): Biotreibstoffe – Grundlagen für die Beurteilung aus Schweizer Sicht. ART-Schriftenreihe 5: Biotreibstoff. ISBN 978-3-905733-06-8. Manz.
- Asendorpf D (2006): Biomasse soll fossile Energieträger wie Öl und Gas ersetzen und so die drohende Klimakatastrophe abwenden, DIE ZEIT Nr. 48 vom 23.11.2006, <http://www.verenum.ch/Publikationen/DIEZEITartikel.pdf>
- Association Européenne pour la Biomasse (2007): European biomass statistics 2007, a statistical report on the contribution of biomass to the energy system in the EU27, Brussels.
- Auer H, Dummer A, Kranzl S, Niedermair M, Reich K, Renner H, Schneider J, Uhrig R, Westerhof J (2011): Stromszenario 2050. Abschlussbericht der Diskussionsplattform e-Trend Forum. UBA, Wien. Reports 335. ISBN: 978-3-99004-137-6. http://www.umweltbundesamt.at/aktuell/publikationen/publikationssuche/publikationsdetail/?pub_id=1907
- Austrian Energy Agency (2012): Basic data - Bioenergy 2012. Wien. <http://www.energyagency.at/fileadmin/dam/pdf/publikationen/berichteBroschueren/bioenergy-basicdata.pdf>
- Austrian Energy Agency (Hrsg.) (2006): Vorstudie für einen nationalen Biomasseaktionsplan für Österreich. Endbericht, Wien.
- Bahrs E (2011): Ökonomische und ökologische Anforderungsprofile des Energiepflanzenanbaus und daraus resultierende Konflikte. Landinfo 5/2011, 11-18.
- Banse M, Meijl H, Tabeau A, Woltjer G (2008): Will EU biofuel policies affect global agricultural markets? European Review of Agricultural Economics 35, 117-141.

- Bauer S, Vogel A, Müller-Langer F (2008): Kosten und Ökobilanzen von Biokraftstoffen, Kurzfassung, Institut für Energetik und Umwelt, Langfassung, Institut für Energetik und Umwelt, http://www.ufop.de/downloads/BioKS_lang110308.pdf; Kurzfassung: http://www.ufop.de/downloads/BioKS_Kurzfassung.pdf
- Baumann M, Kirchner G, Lang B (2011): Energiewirtschaftliche Inputdaten für Klimastrategie 2020 und EU Monitoring Mechanism 2011. Österreichische Energieagentur. Wien. http://www.energyagency.at/fileadmin/dam/pdf/publikationen/berichteBroschueren/KlimMon_2011_Endbericht.pdf
- Baumgartner J, Sinabell F (2007): Producer Prices for Farming Products and Food Prices in Austria. Trends as Typified by Grain and Milk. WIFO Monatsberichte 80 (12), 965-977. <http://ideas.repec.org/a/wfo/monber/y2007i12p965-977.html>
- Benigni J (2001): Der Ölmarkt – eine Langfristanalyse. energy Nr. 04/01, S. 9-10. [http://www.energyagency.at/\(de,publ\)/publ/pdf/en4-01.pdf](http://www.energyagency.at/(de,publ)/publ/pdf/en4-01.pdf)
- Bermel, Peter (2011): Solar power: building a better suntrap. The Economist, December 31, 2011. <http://www.economist.com/node/21542157>
- Betriebswirtschaftliche Nachrichten für die Landwirtschaft (2007): Im Aufwind, Dezember 2007, HLBS Verlag, 282-283.
- Berenz S (2007): Ökonomische Aspekte zur energetischen Nutzung von Biomasse. Berichte über Landwirtschaft 85,2/2007, 165-177.
- BFW (2004): Ergebnisse der Österreichischen Waldinventur 2000 – 2002. <http://web.bfw.ac.at/i7/Oewi.oewi0002?geo=0>
- Biermayr P, Eberl M, Ehrig R, Fechner H, Kristöfel C, Eder-Neuhausner P, Prüggl N, Sonnleitner A, Strasser C, Weiss W, Wörgetter M (2012): Innovative Energietechnologien in Österreich. Marktentwicklung 2011 Biomasse, Photovoltaik, Solarthermie und Wärmepumpen. BMVIT, Berichte aus Energie- und Umweltforschung 12/2012. www.NachhaltigWirtschaften.at, www.aee-intec.at/uploads/dateien835.pdf
- Biermayr P, Eberl M, Ehrig R, Fechner H, Galosi A, Kristöfel C, Prüggl N, Strasser C, Weiss W, Wörgetter M (2011): Innovative Energietechnologien in Österreich. Marktentwicklung 2010 Biomasse, Photovoltaik, Solarthermie und Wärmepumpen. BMVIT, Berichte aus Energie- und Umweltforschung 26/2011.
- Birnstingl B et al. (2007): Landwirtschaft 2020 - Grundlagen einer nachhaltigen energetischen Gesellschaftsentwicklung. Ein Projektbericht im Rahmen der Programmlinie „Energiesysteme der Zukunft“, Impulsprogramm Nachhaltig Wirtschaften. Berichte aus Energie- und Umweltforschung 46/2007, Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie, Wien. http://www.nachhaltigwirtschaften.at/edz_pdf/0746_landwirtschaft_2020_edz.pdf
- Bliem M, Friedl B, Balabanov T, Zielinska I (2011): Energie [R]evolution Österreich 2050. Institut für Höhere Studien, Wien. http://www.greenpeace.at/uploads/media/EnergieRevolutionOsterreich2050_01.pdf
- BMLFUW (aktuell): Daten und Zahlen. Wien. <http://duz.lebensministerium.at>
- BMLFUW (2012): Grüner Bericht 2012. Wien. <http://www.gruenerbericht.at/cms/index.php>

- BMLFUW (2012a): Österreichisches Programm für die Entwicklung des Ländlichen Raums 2007 – 2013. Jährlicher Zwischenbericht 2011. Wien. http://www.lebensministerium.at/land/laendl_entwicklung/monitoring/Zwischenbericht.html
- BMLFUW (2012b): Die österreichische Strategie zur Anpassung an den Klimawandel.
 Teil 1: Kontext. http://www.lebensministerium.at/dms/lmat/publikationen/umwelt/klimaschutz_luft/anpassungsstrategie1/MR-Vorlage_Anpassungsstrategie-Kontext_16-05-2012-1-/MR-Vorlage_Anpassungsstrategie-Kontext_16-05-2012%5B1%5D.pdf?1=1
 Teil 2 – AKTIONSPLAN. http://www.lebensministerium.at/dms/lmat/publikationen/umwelt/klimaschutz_luft/anpassungsstrategie2/MR-Vorlage_Anpassungsstrategie_Aktionsplan_16-05-2012.pdf?1=1
- BMLFUW (2011): Erneuerbare Energie in Zahlen. Die Entwicklung erneuerbarer Energie in Österreich im Jahr 2010. http://www.bmlfuw.gv.at/lmat/dms/lmat/publikationen/umwelt/energie/energie_zahlen_2010/Erneuerbare-Energie-in-Zahlen-2010_neu/Erneuerbare%20Energie%20in%20Zahlen%202010_neu.pdf?1=1
- BMLFUW (2011a): Bundes-Abfallwirtschaftsplan 2011. <http://www.bundesabfallwirtschaftsplan.at/>
- BMLFUW (2010): Evaluierungsbericht 2010. Halbzeitbewertung des Österreichischen Programms für die Entwicklung des ländlichen Raums. Wien. http://www.lebensministerium.at/land/laendl_entwicklung/evaluierung/le_berichte/eval.html
- BMLFUW (2010a): Österreichische Strategie Nachhaltige Entwicklung (ÖSTRAT) – ein Handlungsrahmen für Bund und Länder. Wien. http://www.lebensministerium.at/umwelt/nachhaltigkeit/strategien_programme/oestrat.html
- BMLFUW (2009): Erneuerbare Energie 2020. Potenziale und Verwendung in Österreich. Wien. http://www.energiestrategie.at/images/stories/pdf/02_bmlfuw_09_erneuerbare2020.pdf
- BMLFUW (2008): Stichwort Biokraftstoffe: Zahlen und Fakten. http://www.lebensministerium.at/publikationen/land/archiv/stichwort_biokraftstoffe-zahlen_und_fakten.html
- BMLFUW (2008a): Deckungsbeiträge und Daten für die Betriebsplanung 2008. Referat II 2b – Beratung. Wien. http://www.awi.bmlfuw.gv.at/fileadmin/download/Deckungsbeitraege_und_Daten_2008.pdf
- BMLFUW (2007): Österreichisches Programm für die Entwicklung des ländlichen Raumes 2007-2013. http://www.lebensministerium.at/land/laendl_entwicklung/programmtext.html
- BMLFUW (2006): Nationaler Biomasseaktionsplan für Österreich, Begutachtungsentwurf, <http://www.bmlfuw.gv.at/article/articleview/51702/1/7068>. Präsentation: http://www.google.at/url?sa=t&rct=j&q=biomasse%20aktionsplan%20f%C3%BCr%20%C3%B6sterreich&source=web&cd=4&ved=0CEcQFjAD&url=http%3A%2F%2Fwww.lebensministerium.at%2Fdms%2Flmat%2Fforst%2Fwald-gesellschaft%2FWalddialog%2Fdokumente-walddialog%2FWaldforum-eins%2FAnhang7_Biomasseaktionsplan_Nemestothy_20Kasimir.ppt&ei=7STRUJCOLM_ntQaGmIHABw&usq=AFQjCNfftdJYg3WYwun0iWQABjrsTjg_A&bv=1355534169,d.d2k

- BMLFUW (2005): Evaluierungsbericht 2005. Update-Evaluierung des Österreichischen Programms für die Entwicklung des ländlichen Raums. Wien.
- BMLFUW (2005a): Der österreichische Wald. Wien. http://www.lebensministerium.at/dms/lmat/publikationen/der_oesterreichische_wald/Der%20%C3%B6sterreichische%20Wald.pdf
- BMUNR (2013): Erneuerbare Energien in Deutschland. <http://www.erneuerbare-energien.de/>
- BMVIT (aktuell): Nachhaltig wirtschaften. Fachpublikationen aus den Bereichen Effiziente Energienutzung, Erneuerbare Energien, Nachwachsende Rohstoffe und Ökoeffiziente Produktion. Wien. <http://www.nachhaltigwirtschaften.at/results.html/id6242>
- BMVIT (aktuell): Haus der Zukunft. Mobilität der Zukunft. Wien. http://www.bmvit.gv.at/innovation/energie_umwelt/haus_der_zukunft.html
- BMVIT (2011): Innovative Energietechnologien in Österreich. Marktentwicklung 2010 Biomasse, Photovoltaik, Solarthermie und Wärmepumpen. http://www.pvaustria.at/upload/3032_Marktstatistik-2010.pdf
- BMWFJ (2009): Energiestatus Österreich. Wien. http://www.energiestrategie.at/images/stories/pdf/01_bmwfj_09_energiestatus.pdf
- BMWA (2007): 1. Energieeffizienzplan der Republik Österreich gemäß EU-Richtlinie 2006/32/EG, Wien. http://ec.europa.eu/energy/demand/legislation/doc/neeap/austria_de.pdf
- BMWA (2005): Energiebericht 2003 der Österreichischen Bundesregierung, Wien, <http://www.bmwa.gv.at/BMWA/Schwerpunkte/Energie/InfoPublikation/Energiebericht/default.htm>
- BMWFJ und BMLFUW (2010): EnergieStrategie Österreich. Wien. http://www.bmwfj.gv.at/Ministerium/Staatspreise/Documents/energiestrategie_oesterreich.pdf
- Bolter I, Bacovsky D, Wörgetter M (2007): Biofuels in the European Union: An overview on the European biofuels policy. IEA Task 39 Report T39-B7, http://www.bl.t.bmlfuw.gv.at/projekte/BLT_072713/Biofuels_in_the_EU/index.htm
- Brainbows (2007): Biomasse-Ressourcenpotenzial in Österreich, Studie im Auftrag der REENERGIE Raiffeisen Managementgesellschaft für erneuerbare Energie GmbH, Endbericht. http://www.lk-projekt.at/uploads/tx_skreferenz/Biomassestudie.pdf
- Brainbows (2007a): Biomasse-Ressourcenpotenzial in Österreich, Studie im Auftrag der REENERGIE Raiffeisen Managementgesellschaft für erneuerbare Energie GmbH, Handout Pressekonferenz 29.05.2007, <http://www.renergie.at/bilder/Biomassestudie.pdf>
- Braun J (2007): Promises and challenges when food makes fuel. Crawford Fund Conference on Biofuels, Energy, and Agriculture – Powering Towards World Food Security? <http://www.ifpri.org/pubs/confpapers/2007/jvbcrawford.pdf>
- Breinesberger J (2012): Pflanzenöl – ein interessanter Treibstoff für die Landwirtschaft. In: ÖBV (2012), 48-51.

- Bringezu S et al. (2008): Nutzungskonkurrenzen bei Biomasse. Auswirkungen der verstärkten Nutzung von Biomasse im Energiebereich auf die stoffliche Nutzung in der Biomasse verarbeitenden Industrie und deren Wettbewerbsfähigkeit durch staatlich induzierte Förderprogramme, Endbericht – Kurzfassung. <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Publikationen/Studien/nutzungskonkurrenzen-bei-biomasse-kurzfassung,property=pdf,bereich=bmwi,sprache=de,rwb=true.pdf>
- Browne L (2006): SPIEGEL-GESPRÄCH: „Ein Teil des Gewinns ist unverdient“, <http://service.spiegel.de/digas/find?DID=47209123>
- Bruckman VJ, Habermann B (2008): Agrokraftstoffe im Spannungsfeld zwischen Nachhaltigkeits- und Entwicklungspolitik. Definitionen, Analysen, Akteure aus der Sicht von Wissenschaft und Forschung. KEF Fact Sheet 1/08 (Wien, 06.05.2008).
- Bruns V (2007): Ist der Einfluss wirklich so groß? DLG-Mitteilungen 12/2007, 20-21.
- Buchgraber K (o.J.): Nutzung und Erhaltung extensiver Grünlandstandorte in den Bergregionen. Projekt 100104 des BMLFUW. Wien. www.dafne.at
- Buchholz W, Frank J, Habermann J, Karl H-D, Mauch W, Pfeiffer J, Pittel K, Staudacher T, Triebswetter U (2012): Die Zukunft der Energiemärkte. Ökonomische Analyse und Bewertung von Potenzialen und Handlungsmöglichkeiten. Ifo-Forschungsberichte 57. Leibniz-Institut für Wirtschaftsforschung, München. http://www.cesifo-group.de/DocDL/ifo_Forschungsbericht_57.pdf
- Bundesanstalt Statistik Österreich (aktuell): Energiebilanz. Wien. www.statistik.at
- Bundesregierung (2007): Regierungsprogramm für die XXIII. Gesetzgebungsperiode. Wien.
- Bülow M (2008): Das Kyoto Protokoll, http://www.marco-buelow.de/uploads/media/KyotoProtokoll_-_Rahmendaten_Instrumente_Laendervergleich.pdf
- Carus M, Gerlach F (2008): Reicht die Fläche? Ökologie & Landbau, Heft 148 (36. Jg.), 26-28.
- Camassa P, Quartapelle F (2007): Kyoto-Protokoll (1). http://www.goethe.de/ins/it/pro/pervoi/CLIL2007_14.pdf
- Clement W (1998): Bioenergie-Cluster Österreich. Langfassung, Studie herausgegeben vom Bundesministerium für Umwelt, Jugend und Familie, Wien, <http://energytech.at/pdf/bioenergie-studie-iwi.pdf>
- Cray P (aktuell): Life cycle analysis with LCAworks. <http://www.imperial-consultants.co.uk/showcases/life-cycle-analysis-lcaworks>
- Cui J, Lapan H, Moschini G, Cooper J (2011): Welfare impacts of alternative biofuel and energy policies. American Journal of Agricultural Economics 93/5, 1235-1256.
- Deimling S, Goymann M, Baitz M, Reh T (2007): Auswertung von Studien zur ökologischen Betrachtung von nachwachsenden Rohstoffen bei einer stofflichen Nutzung, Literaturstudie, <http://www.fnr.de/>
- Deutscher Rat für Landespflege (2006): Die Auswirkungen erneuerbarer Energien auf Natur und Landschaft. Schriftenreihe des Deutschen Rates für Landespflege 79/2006, Bonn.
- DFID (2009): The neglected crisis of undernutrition: evidence for action. London. <http://www.dfid.gov.uk/Documents/publications1/nutrition-evidence-paper.pdf>

- DFID (2005): Growth and poverty reduction: the role of agriculture. London. <http://collections.europarchive.org/tna/20100423085705/http://dfid.gov.uk/Documents/publications/growth-poverty-agriculture.pdf>
- DIN (2006): Umweltmanagement - Ökobilanz - Anforderungen und Anleitungen. DIN EN ISO 14040, 14044.
- De Gorter H, Drabik D, Just ER (2011): The economics of a blender's tax credit versus a tax exemption: The case of U.S. "Splash and Dash" biodiesel exports to the European Union. *Applied Economic Perspectives and Policy* 33/4, 510-527.
- Delzeit R, Gömann H, Holm-Müller K, Kreins P, Kretschmer B, Münch J, Peterson S (2010): Analysing Bioenergy and Land Use Competition in a Coupled Modelling System: The Role of Bioenergy in Renewable Energy Policy in Germany. Kieler Arbeitspapier Nr. 1653, Institut für Weltwirtschaft, Kiel. <http://www.ifw-members.ifw-kiel.de/publications/analysing-bioenergy-and-land-use-competition-in-a-coupled-modelling-system-the-role-of-bioenergy-in-renewable-energy-policy-in-germany/kwp-1653.pdf>
- Diesenreiter F, Kalt G, Kranzl L (2009): Internationaler Biomassehandel und Österreich: Status quo und Perspektiven für Bioenergie. Energy Economics Group, TU Wien. http://www.eeg.tuwien.ac.at/eeg.tuwien.ac.at_pages/publications/pdf/DIE_PAP_2009_2.pdf
- Dittrich AR (2008): Neue Landschaften zwischen Energieproduktion und Markenbildung, Diplomarbeit, Wissenschaftszentrum Weihenstephan für Ernährung, Landnutzung und Umwelt der Technischen Universität München, Freising.
- DLR (2006): Trans-Mediterraner Solarstromverbund. Zusammenfassung. Institut für Technische Thermodynamik, Abteilung Systemanalyse und Technikbewertung. Stuttgart 2006. http://www.dlr.de/dlr/Portaldata/1/Resources/documents/TRANS-CSP_Zusammenfassung.pdf
- DLR (2006): TRANS-CSP Trans-Mediterranean interconnection for Concentrating Solar Power. http://www.dlr.de/tt/desktopdefault.aspx/tabid-2885/4422_read-6588/
- Dredge M, Gutzwiller S (2005): Nachhaltige Biotreibstoffe aus Energiepflanzen, Biomasse und Flächen in Konkurrenz, http://www.biomasseenergie.ch/Portals/0/1_de/03_Wie_nutzen/Pdf/biotreibstoffe-studiefhbb.pdf
- Ebenkofler E (2009): Die Sonne macht Dampf. *Die Presse* 30.1.2009 F3.
- Ecofys (2012): Internationale Biodiesel-Märkte. Produktions- und Handelsentwicklung. http://www.ecofys.com/files/files/ecofys_ufop_2012_internationalebiodieselmaerkte.pdf
- Ecofys (2012a): Nutzung der Meeresenergie in Deutschland. <http://www.ecofys.com/de/veroeffentlichung/nutzung-der-meeresenergie-in-deutschland/>
- Ecofys (2012b): Renewable energy: a 2030 scenario for the EU. Studie für den WWF. Heller R, Deng Y, van Breevoort P. Utrecht. http://awsassets.panda.org/downloads/report_eu_2030_re_target.pdf
- Ecofys (2011): The energy report. 100% renewable energy by 2050. <http://www.ecofys.com/de/veroeffentlichung/the-energy-report/>

- E-Control Austria (aktuell): Einspeisetarife für Ökostromanlagen. Strom und Erdgas in Industrie- und Gewerbebetrieben. <http://www.e-control.at/de/industrie/oeko-energie/einspeisetarife>.
- E-Control Austria (2011): Ökostrombericht 2011. Bericht der Energie-Control Austria gemäß § 25 Abs. 1 Ökostromgesetz. Wien. http://www.e-control.at/portal/page/portal/medienbibliothek/oeko-energie/dokumente/pdfs/eca_oekostrombericht%202011.pdf
- E-Control Austria (2007): Marktbericht 2007, Nationaler Bericht an die Europäische Kommission, Wien, http://www.e-control.at/portal/page/portal/ECONTROL_HOME/NEWS/BERICHTE/LIBERALISIERUNGSBERICHT/files/MARKTBERICHT2007_DT.pdf
- EIA (2007): US Annual Energy Outlook 2007 with Projections to 2030, Report #:DOE/EIA-0383(2007), <http://www.eia.doe.gov/oiaf/aeo/index.html>
- EIA (2000): US-EIA Presentation: Long Term World Oil Supply, http://www.eia.doe.gov/pub/oil_gas/petroleum/presentations/2000/long_term_supply/index.htm
- EK (aktuell): Agricultural trade statistics. http://ec.europa.eu/agriculture/agrista/tradestats/index_en.htm
- EK (aktuell): Daten und Abbildungen über Energie – Preise, Steuern, Einspeisetarife, Importe (Öl, Gas, Abhängigkeit), Erneuerbare Energie, Gasreserven. <http://www.energy.eu/#renewable>
- EK (aktuell): Plants for the future technology platform. <http://www.plantetp.org/>
- EK (aktuell): Renewable Energy Studies. http://ec.europa.eu/energy/renewables/studies/index_en.htm
- EK (aktuell): Climate action policies, road transport. http://ec.europa.eu/clima/policies/transport/vehicles/index_en.htm
- EK (2013): Saubere Energie für den Verkehr: Eine europäische Strategie für alternative Kraftstoffe. {SWD(2013) 4 final}. Brüssel. <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=COM:2013:0017:FIN:DE:PDF>
- EK (2012): Energy Markets in the European Union in 2011. Brüssel. http://ec.europa.eu/energy/gas_electricity/doc/20121217_energy_market_2011_lr_en.pdf
- EK (2012a): EU energy in figures. Statistical pocketbook 2012. Brüssel. http://ec.europa.eu/energy/publications/doc/2012_energy_figures.pdf
- EK (2012b): Vorschlag für eine Richtlinie zur Änderung der Richtlinien 98/70/EG über die Qualität von Otto- und Dieselmotorkraftstoffen und zur Änderung der Richtlinie 2009/28/EG zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen. COM/2012/0595 final, 2012/0288 (COD). Brüssel. <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=COM:2012:0595:FIN:DE:PDF>
- EK (2012c): Proposal for a regulation amending Regulation (EC) No 443/2009 to define the modalities for reaching the 2020 target to reduce CO2 emissions from new passenger cars. 2012/0190 (COD), COM(2012) 393 final. Brussels. <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=COM:2012:0393:FIN:en:PDF>
- EK (2012d): Die Lage des CO2-Marktes in der EU im Jahr 2012. COM(2012) 652 final. Brüssel. http://ec.europa.eu/clima/policies/ets/reform/docs/com_2012_652_de.pdf

- EK (2012e): Vorschlag für eine Richtlinie zur Änderung der Richtlinie 98/70/EG über die Qualität von Otto- und Dieselmotoren und zur Änderung der Richtlinie 2009/28/EG zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen. 17.10.2012. COM(2012) 595 final. Brüssel. <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=COM:2012:0595:FIN:DE:PDF>
- EK (2011): Energiefahrplan 2050. SEK(2011) 1565, 1566, 1569. Brüssel http://ec.europa.eu/energy/energy2020/roadmap/doc/com_2011_8852_de.pdf, siehe auch http://ec.europa.eu/clima/documentation/roadmap/docs/com_2011_112_de.pdf
- EK (2011a): Energie 2020 - Eine Strategie für wettbewerbsfähige, nachhaltige und sichere Energie. KOM(2010) 639 vom November 2010. 21.1.2011. http://ec.europa.eu/resource-efficient-europe/pdf/resource_efficient_europe_de.pdf
- EK (2011b): New EU Roadmap for a Competitive Low Carbon Economy Calls Agriculture and Land Management to Action. Brüssel. 31.3.2011. <http://cap2020.ieep.eu/2011/3/31/new-eu-roadmap-for-a-competitive-low-carbon-economy-calls-agriculture-and-land-management-to-action>
- EK (2011c): Weißbuch Fahrplan zu einem einheitlichen europäischen Verkehrsraum - Hin zu einem wettbewerbsorientierten und ressourcenschonenden Verkehrssystem. KOM(2011) 144 endgültig. Brüssel. 28.3.2011. <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=COM:2011:0144:FIN:DE:PDF>
- EK (2011d): Reducing CO2 emissions from light-duty vehicles. Public consultation. http://ec.europa.eu/clima/consultations/0012/index_en.htm
- EK (2011e): Market Observatory for Energy. Key figures. http://ec.europa.eu/energy/observatory/countries/doc/key_figures.pdf
- EK (2010): Beschluss der Kommission über die Emissionsmengen, die den Mitgliedstaaten im Rahmen des Kyoto-Protokolls zugeteilt werden. <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2010:332:0041:0042:DE:PDF>
- EK (2010a): Energieinfrastrukturprioritäten bis 2020 und danach - ein Konzept für ein integriertes europäisches Energienetz. {SEK(2010) 1395}, {SEK(2010) 1396}, {SEK(2010) 1398}. Brüssel. <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=COM:2010:0677:FIN:DE:PDF>
- EK (2010b): Analyse der Optionen zur Verringerung der Treibhausgasemissionen um mehr als 20 % und Bewertung des Risikos der Verlagerung der CO2-Emissionen. Mitteilung [KOM(2010) 265 endg. http://europa.eu/legislation_summaries/energy/european_energy_policy/en0008_de.htm
- EK (2009): EmployRES, The impact of renewable energy policy on economic growth and employment in the European Union, final report, Contract no.: TREN/D1/474/2006. http://ec.europa.eu/energy/renewables/studies/doc/renewables/2009_employ_res_report.pdf

- EK (2009a): Förderung einer nachhaltigen Entwicklung durch die EU-Politik: Überprüfung der EU-Strategie für nachhaltige Entwicklung 2009. KOM(2009) 400 endgültig. Brüssel, 24.7.2009. <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=COM:2009:0400:FIN:DE:PDF>
- EK (2008): Vorschlag für eine Richtlinie zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen vom 30. Januar 2008, Interinstitutionelles Dossier 2008/0016 (COD), Brüssel
- EK (2008a): Proposal for a directive on the energy performance of buildings. COM(2008) 780 final. http://ec.europa.eu/energy/strategies/2008/doc/2008_11_ser2/buildings_directive_proposal.pdf
- EK (2007): The impact of a minimum 10 % obligation for biofuel use in the EU27 in 2020 on agricultural markets. http://ec.europa.eu/agriculture/analysis/markets/biofuel/impact042007/text_en.pdf
- EK (2007a): Fahrplan für erneuerbare Energien im 21. Jahrhundert: Größere Nachhaltigkeit in der Zukunft, KOM(2006) 848 endgültig. Brüssel, 10.1.2007. http://europa.eu/legislation_summaries/energy/renewable_energy/l27065_de.htm
- EK (2007b): Climate change: EU on track towards Kyoto target but efforts must be maintained, projections show. <http://europa.eu/rapid/pressReleasesAction.do?reference=IP/07/1774&format=HTML&aged=0&language=EN&guiLanguage=en>
- EK (2007c): Eine Energiepolitik für Europa. KOM(2007) 1 endgültig. {SEK(2007) 12}. Brüssel. <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=COM:2007:0001:FIN:DE:PDF>
- EK (2007d): Fortschrittsbericht Biokraftstoffe. KOM(2006) 845 endgültig (52006DC0845). <http://eurlex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=COM:2006:0845:FIN:DE:HTML>
- EK (2007e): Der Weg zu einer kohlenstoffemissionsarmen Zukunft. http://ec.europa.eu/energy/res/setplan/doc/com_2007/com_2007_0723_de.pdf
- EK (2006): Grünbuch, Eine europäische Strategie für nachhaltige, wettbewerbsfähige und sichere Energie. Brüssel. http://ec.europa.eu/energy/green-paper-energy/doc/2006_03_08_gp_document_de.pdf
- EK (2006): Biofuels in the European Union. An agricultural perspective. Fact sheet. Luxembourg. ISBN 92-79-03074-4 http://ec.europa.eu/agriculture/publi/fact/biofuel/2007_en.pdf
- EK (2006): An EU strategy for biofuels. Impact assessment. COM (2006) 34 final.
- EK (2006): Grünbuch zu Energie: Eine europäische Strategie für nachhaltige, wettbewerbsfähige und sichere Energie (KOM (2006) 105 endg. vom 8. März 2006. http://ec.europa.eu/energy/green-paper-energy/doc/2006_03_08_gp_document_de.pdf
- EK (2006): Aktionsplan für Energieeffizienz (SEC (2006)1173, 1174, 1175): Aktionsplan für Energieeffizienz: Das Potenzial ausschöpfen, http://ec.europa.eu/energy/action_plan_energy_efficiency/doc/com_2006_0545_de.pdf
- EK (2006): Eine EU-Strategie für Biokraftstoffe. (SEK(2006) 34). http://europa.eu/legislation_summaries/environment/air_pollution/l28175_de.htm

- EK (2005): Aktionsplan für Biomasse. KOM(2005) 628. {SEK(2005) 1573}. <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=COM:2005:0628:FIN:DE:PDF>
- EK (2005a): Mitteilung der Kommission: Aktionsplan für Biomasse. Brüssel. http://europa.eu/legislation_summaries/energy/renewable_energy/l27014_de.htm
- EK (2004): Verordnung (EG) Nr. 1973/2004 der Kommission vom 29. Oktober 2004 mit Durchführungsvorschriften zu der Verordnung (EG) Nr. 1782/2003 des Rates hinsichtlich der Stützungsregelungen nach Titel IV und IVa der Verordnung und der Verwendung von Stilllegungsflächen für die Erzeugung von Rohstoffen, <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2004:345:0001:0084:DE:PDF>
- EK (2001): Abschlussbericht über das Grünbuch „Hin zu einer europäischen Strategie für Energieversorgungssicherheit“. http://ec.europa.eu/energy/green-paper-energy-supply/doc/green_paper_energy_supply_de.pdf
- EK (2012f): Working document impact assessment. Proposal for a Directive {COM(2012) 595 final}, {SWD(2012) 344 final}. Brüssel. <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=SWD:2012:0343:FIN:EN:PDF>
- Energieverwertungsagentur (2008): Standortangepasste Anbau-systeme für Energiepflanzen. http://www.tfz.bayern.de/aktuelles/pdf_335_brosch_energiepflanzen_eva.pdf
- Energy Economics Group (2008): Strategien zur optimalen Erschließung der Biomassepotenziale in Österreich bis zum Jahr 2050 mit dem Ziel einer maximalen Reduktion an THG-Emissionen, Endbericht, Wien.
- Energy Economics Group (2008): Szenarien der gesamtwirtschaftlichen Marktchancen verschiedener Technologielinien im Energiebereich. 2. Ausschreibung der Programmlinie Energiesysteme der Zukunft. TU Wien.
- Erdöl-Vereinigung (2005): Erdöl – Preisbildung auf dem Ölmarkt. Zürich. <http://www.erdolvereinigung.ch/UserContent/Shop/EV%20-%20Preisbildung.pdf> Erklärung von Bern
- (2008): Bis zum letzten Tropfen – Wie Agrotreibstoffe den Kampf um Ressourcen verschärfen. <http://www.evb.ch/p14635.html>
- EU (2012): Richtlinie 2012/27/EU vom 25.10.2012 zur Energieeffizienz. Amtsblatt L 315, Brüssel. <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2012:315:0001:0056:DE:PDF>
- EU (2010): Richtlinie 2010/31/EU vom 19. Mai 2010 über die Gesamtenergieeffizienz von Gebäuden. Brüssel. <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2010:153:0013:0035:DE:PDF>
- EU (2009): Richtlinie 2009/28/EG vom 23. April 2009 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen und zur Änderung und anschließenden Aufhebung der Richtlinien 2001/77/EG und 2003/30/EG, Brüssel. http://www.clearingstelle-eeg.de/files/private/active/0/RL_2009-28-EG_090423_ABl_EU_L_140-16.pdf
- EU (2009a): Richtlinie 2009/31/EG vom 23. April 2009 über die geologische Speicherung von Kohlendioxid. <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=CONSLEG:2009L0031:20120217:DE:PDF>

- EU (2009b): Richtlinie 2009/29/EG vom 23. April 2009 zur Änderung der Richtlinie 2003/87/EG zwecks Verbesserung und Ausweitung des Gemeinschaftssystems für den Handel mit THG-Emissionszertifikaten. ABl. 5.6.2009. Brüssel. <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2009:140:0063:0087:de:PDF>
- EU (2009c): Entscheidung 406/2009/EG über die Anstrengungen der Mitgliedstaaten zur Reduktion ihrer Treibhausgas-Emissionen mit Blick auf die Erfüllung der Verpflichtungen der Gemeinschaft zur Reduktion der Treibhausgas-Emissionen bis 2020, Brüssel 25.6.2009, ABl. L 140 du 5.6.2009. http://europa.eu/legislation_summaries/energy/european_energy_policy/en0008_de.htm
- EU (2009d): Verordnung (EG) Nr. 443/2009 vom 23. April 2009 zur Festsetzung von Emissionsnormen für neue Personenkraftwagen im Rahmen des Gesamtkonzepts der Gemeinschaft zur Verringerung der CO₂-Emissionen von Personenkraftwagen und leichten Nutzfahrzeugen. Brüssel. <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2009:140:0001:0015:DE:PDF>
- EU (2008): Entscheidung 2008/0014 (COD) über die Anstrengungen der Mitgliedstaaten zur Reduktion ihrer THG-Emissionen mit Blick auf die Erfüllung der Verpflichtungen der Gemeinschaft zur Reduktion der THG-Emissionen bis 2020. <http://register.consilium.europa.eu/pdf/de/08/st03/st03738.de08.pdf>
- EU (2007): EU erreicht beinahe ihr Ziel für die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen bis 2010. MEMO/07/12, 10. Januar 2007. <http://europa.eu/rapid/pressReleasesAction.do?reference=MEMO/07/12&format=HTML&aged=1&language=DE&guiLanguage=en>
- EU (2007): Verordnung (EG) Nr. 1107/2007 vom 26. September 2007 zur Abweichung von der Verordnung (EG) Nr. 1782/2003 mit gemeinsamen Regeln für Direktzahlungen im Rahmen der gemeinsamen Agrarpolitik und mit bestimmten Stützungsregelungen für Inhaber landwirtschaftlicher Betriebe hinsichtlich der Flächenstilllegung für das Jahr 2008. <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2007:253:0001:0002:DE:PDF>
- EU (2006): Energieeffizienzrichtlinie 2006/32/EG vom 5. April 2006 über Endenergieeffizienz und Energiedienstleistungen und zur Aufhebung der Richtlinie 93/76/ EWG des Rates. ABl. Nr. L 114. Brüssel. <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2006:114:0064:0064:DE:PDF>
- EU (2006a): Aktionsplan für Energieeffizienz. Das Potenzial ausschöpfen. (SEC (2006)1173, 1174, 1175). Brüssel. http://ec.europa.eu/energy/action_plan_energy_efficiency/doc/com_2006_0545_de.pdf
- EU (2004): Richtlinie vom 11. Februar 2004 über die Förderung einer am Nutzwärmebedarf orientierten Kraft-Wärme-Kopplung im Energiebinnenmarkt und zur Änderung der Richtlinie 92/42/EWG. ABl. Nr. L 52.

- EU (2003): Biokraftstoffrichtlinie 2003/30/EG vom 8. Mai 2003 zur Förderung der Verwendung von Biokraftstoffen oder anderen erneuerbaren Kraftstoffen im Verkehrssektor. ABl. Nr. L 123. http://europa.eu/legislation_summaries/energy/renewable_energy/l21061_de.htm
- EU (2003a): Richtlinie 2003/87/EG vom 13. Oktober 2003 über ein System für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten. Brüssel. <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=L:2003:275:0032:0046:DE:PDF>
- EU (2001): Richtlinie 2001/77/EG zur Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen im Elektrizitätsbinnenmarkt. <http://www.ove.at/law/energie/pdf/EERIL.pdf>
- EU (2001): Erneuerbare Energierichtlinie 2001/77/EG vom 27. September 2001 zur Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen im Elektrizitätsbinnenmarkt. ABl. Nr. L 283, <http://www.ove.at/law/energie/pdf/EERIL.pdf>
- Europäischer Rechnungshof (2013): Financial crisis results in European countries not prioritising adaptation to climate change. Joint report by EU auditors and SAIs of national governments. Brussels. <http://eca.europa.eu/portal/pls/portal/docs/1/20378746.PDF>
- EPIA (2011): Solar photovoltaics competing in the energy sector – on the road to competitiveness. http://www.epia.org/index.php?eID=tx_nawsecuredl&u=0&file=fileadmin/EPIA_docs/publications/epia/Competing_Full_Report.pdf&t=1326980215&hash=210efcbc45c97ba5542520853e48365e
- Eurostat (2007): Energiestatistik. http://epp.eurostat.ec.europa.eu/portal/page?_pageid=1090,30070682,1090_30298591&_dad=portal&_schema=PORTAL
- Fabiosa JF (2012): The long-run impacts of ethanol subsidies and ethanol expansion on the US corn and pig sectors. *EuroChoices* 11(3), 29-35.
- FAO (2012): The state of food insecurity in the world 2012. Rom. <http://www.fao.org/publications/sofi/en/>
- FAO (2012a): State of food and agriculture 2012. Rome. <http://www.fao.org/publications/sofa/en/>
- FAO (2011): Thes of food Insecurity in the world - How does international price volatility affect domestic economies and food security? Rom. <http://www.fao.org/docrep/014/i2330e/i2381e00.pdf>
- FAO (2008): The state of food and agriculture 2008. Biofuels: prospects, risks and opportunities. Rom. ISBN 978-92-5-105980-7.
- FAO (2008a): The state of food insecurity in the World 2008. High food prices and food security – threats and opportunities. <http://www.fao.org/docrep/011/i0291e/i0291e00.htm>
- FAO (2006): The State of food insecurity in the world 2006. Eradicating world hunger – taking stock ten years after the World Food Summit. Rome. <ftp://ftp.fao.org/docrep/fao/009/a0750e/a0750e00.pdf>

- FAO (2002): The State of Food Security in the World. Rome. <http://www.fao.org/docrep/009/a0750e/a0750e00.htm>
- FAPRI (2012): FAPRI-ISU 2012 World Agricultural Outlook. Iowa State Univ. and Univ. of Missouri-Columbia. <http://www.fapri.iastate.edu/outlook/2012/tables/5-Biofuels.xls>
- FAPRI (2010): FAPRI 2010 U.S. and World Agricultural Outlook. Iowa State Univ. and Univ. of Missouri-Columbia. <http://www.fapri.iastate.edu/outlook/2010>
- Fischedick M, Esken A, Luhmann H-J, Schüwer D, Supersberger N (2007): CO₂-capture and geological storage as a climate policy option: technologies, concepts, perspectives. Wuppertal Institut, Wuppertal Spezial Band 35e, ISBN 978-3-929944-74-7. <http://epub.wupperinst.org/frontdoor/index/index/docId/2651>
- Fischer G (2008): Agricultural Food Production and the Natural Resource Base, COPA-COGECA, Brussels, 19 November, 2008, http://enews.nieuwskiosk.nl/jump.aspx?i=361&e=6104&u=172463&li=54288&url=http://www.lei.wur.nl/UK/newsagenda/news/Pressures_on_Prime_Agricultural_Land_in_Europe.htm
- Fischer G, Prieler S, van Velthuizen H, Lensink SM, Londo M, de Wit M (2010): Biofuel production potentials in Europe: Sustainable use of cultivated land and pastures. Part I: Land productivity potentials. Biomass and Bioenergy 34/2, 159–172. <http://www.sciencedirect.com/precise.petronas.com.my/science/article/pii/S0961953409001482#>
- Fischer H (2012): Stoffwechsel. Ante Kunstmann Verlag, München.
- FNR (2008): Biogas – an introduction. 1st edition - April 2008, <http://www.fnr.de/>
- FNR (2008a): Wege zum Bioenergieort, <http://www.bio-energie.de/>
- FNR (2007): Handbuch Bioenergie Kleinanlagen, <http://www.bio-energie.de/>
- FNR (2007c): Daten und Fakten zu nachwachsenden Rohstoffen. 1. Auflage. Gülzow.
- FNR (2006): Marktanalyse Nachwachsende Rohstoffe. Gülzow.
- FNR (2002): Energie aus Biomasse, Lehrbuch, <http://www.bio-energie.de/>
- FNR (2002): Energie aus Biomasse, CD-ROM, <http://www.bio-energie.de/>
- FNR (2005): Leitfaden Bioenergie. Planung, Betrieb und Wirtschaftlichkeit von Bioenergieanlagen, http://fnr-server.de/cms35/fileadmin/biz/pdf/leitfaden/leitfaden_bioenergie.pdf
- FOEX Indexes Ltd (aktuell): <http://www.foex.fi/index.php?page=pix-rcp>
- Forschungsnetzwerk Biogene Kraftstoffe (2008): Forschen-Bewerten-Sachgerecht diskutieren, Forschungseinrichtungen zum Thema: „Biokraftstoffe in Deutschland, Österreich und der Schweiz“, REIN POSITIONSPAPIER DES FORSCHUNGSNETZWERK BIOGENE KRAFTSTOFFE, http://www.fornebik.bayern.de/allgemein/pdf/Positionspapier_Langfassung.pdf
- Frischknecht R, Jungbluth N (2000): Globale Umweltkriterien für Ökostrom. Schlussbericht. ESU-services, Uster. http://www.naturemade.ch/common/texted_zertifizierung/Stromlabel_7.2000.PDF
- Fritsche U, Zimmer W (2006): Nutzungskonkurrenzen um Biomasse: Methodik, Daten und Schlussfolgerungen. Aktualisiertes Arbeitspapier im Rahmen des vom BMU geförderten Verbundvorhabens RENEWABILITY. Darmstadt: Öko-Institut.

- Fritsche UR, Hünecke K, Hermann A, Schulze F, Wiegmann K (2006): Sustainability Standards for Bioenergy. Frankfurt a. M.: WWF Germany, http://www.wwf.de/fileadmin/fmwwf/pdf_neu/Sustainability_Standards_for_Bioenergy.pdf
- Fug-Verlag (2012): Energierohstoffe - wie lange sind sie noch verfügbar? Familienheim und Garten. <http://www.fug-verlag.de/on3364>
- Gangl C (2004): Ethanolherzeugung aus stärkehaltigen Rohstoffen für Treibstoffzwecke. Diplomarbeit an der Universität für Bodenkultur, Wien. http://www.nas.boku.ac.at/fileadmin/_/H73/H733/pub/Biogas/2004_DA_Gangl.pdf
- Gans O, Pfundtner E, Winckler C, Bauer A (2010): Antibiotika in Biogasanlagen. Abbauverhalten und Einfluss auf die Biogasproduktion. UBA, Wien. Reports 287. ISBN 978-3-99004-088-1. http://www.umweltbundesamt.at/aktuell/publikationen/publikationssuche/publikationsdetail/?pub_id=1865
- Gerstl M (2008): Biogasbildungsvermögen von Grünlandbiomasse in Abhängigkeit vom Nährstoff- und Energiegehalt. Diplomarbeit Universität für Bodenkultur, Wien. https://zidapps.boku.ac.at/abstracts/download.php?dataset_id=6889&property_id=107&role_id=NONE
- Geveke J (o.J.): Gras in Biogasanlagen - Erfahrungen aus der Praxis. http://www.energetische-biomassennutzung.de/fileadmin/user_upload/Downloads/Tagungen/3.2_Geveke.pdf
- Gigler U, Knoflacher HM (Hrsg.) (2005): Umweltqualitätsziele 2005, Endbericht, ARC systems research Report, ARC--sys-0061, Wien.
- Global Bioenergy Partnership (2007): Bioenergy: Facts and Figures, Rome, http://www.globalbioenergy.org/fileadmin/user_upload/gbep/docs/2007_events/press_G8/Bioenergy_Facts_and_Figures_01.pdf
- Grass R, Reulein J, Scheffer K, Stülpnagel R, Wachendorf M (2009): Die integrierte Biogas- und Festbrennstoffherzeugung aus Ganzpflanzensilagen. Berichte über Landwirtschaft 87(1), 43-64.
- Greenpeace Austria; <http://www.greenpeace.org/austria/de/>
- Guggenberger T, Biberacher M (2012): Regionale Nutzungspfade von Bioenergie - Struktur und Fallstudie. Lehr- und Forschungszentrum Raumberg-Gumpenstein. Projekt Nr. 100586 des BMLFUW, Wien. www.dafne.at
- Haag W, Hauff J, Zywietz D (2008): Chancen der Bioenergie im Rahmen der dezentralen Energieversorgung in Deutschland und Europa, http://www.pressebox.de/attachment/148866/A.T.+Kearney_Auszug+Studienergebnisse.pdf
- Haas R, Kranzl L (2003): Bioenergie und Gesamtwirtschaft. Analyse der volkswirtschaftlichen Bedeutung der energetischen Nutzung von Biomasse für Heizzwecke und Entwicklung von effizienten Förderstrategien für Österreich. Studie im Auftrag des BMVIT, Wien.
- Haberl H, Erb K-H, Krausmann F, Gaube V, Bondeau A, Plutzer C, Gingrich S, Lucht W, Fischer-Kowalski M (2007): Quantifying and mapping the human appropriation of net primary production in earth's terrestrial ecosystems. Proceedings of the National Academy of Sciences of the USA 104, 12942-12947.

- Haberl H, Erb K-H, Krausmann F (2007a): Human appropriation of net primary production (HANPP). Entry prepared for the Internet Encyclopaedia of Ecological Economics. http://www.ecoeco.org/pdf/2007_march_hanpp.pdf
- Haberl H, Krausmann F, Erb K-H, Schulz N B, Adensam H (2002): Biomasseinsatz und Landnutzung Österreich 1995-2020. Social Ecology Working Paper 65. Ökologie-Institut; Institut für Forschung und Fortbildung (IFF), Wien: BM für Bildung, Wissenschaft und Kultur. <http://www.uni-klu.ac.at/socec/downloads/wp65.pdf>
- Haensgen T (2002): Das Kyoto Protokoll: Eine ökonomische Analyse unter besonderer Berücksichtigung der flexiblen Mechanismen, Working Paper No. 40, Bamberg University, <http://www.vwl-fiwi.uni-bamberg.de/forschung/publikationen/pberg40.pdf>
- Hakala K, Kontturi M, Pahkala K (2009): Field biomass as global energy source. *Agricultural and Food Science* 18, 347-365.
- Handler F (2005): Verfügbarkeit von Energiepflanzen zur Biogasproduktion. BLT. Projekt Nr. 10240 des BMLFUW. www.dafne.at
- Handler F (2012): Technische Möglichkeiten für die thermische Nutzung von Miscanthus in einer Kleinfeuerung mit 150 KW. HBLFA Francisco Josephinum. Projekt Nr. 100553 des BMLFUW. www.dafne.at
- Handler F, Blumauer E, Leichtfried A (2012): Optimierung der Verfahrenstechnik bei der Bewirtschaftung von Kurzumtriebsflächen. HBLFA Francisco Josephinum. Projekt Nr. 100464 des BMLFUW. www.dafne.at
- Handler F, Blumauer E, Rathbauer J, Bolter I, Spaller J (2006): Aspekte der Rohstoffversorgung von Biogasanlagen auf Basis von nachwachsenden Rohstoffen. Rohstoffpotential, Energie- und Arbeitseinsatz und Deckungsbeitragsvergleich der Rohstoffe. Forschungsbericht Francisco Josephinum, Biomass Logistics Technology 50, Wieselburg. ISBN 978-3-902451-05-7. <http://publikationen.lebensministerium.at/filemanager/download/57614>
- Hantsch S, Moidl S (2007): Das realisierbare Windkraftpotenzial in Österreich bis 2020, <http://www.igwindkraft.at/redsystem/mmedia/2007.08.30/1188464900.pdf>
- Hauptverband der Landwirtschaftlichen Buchstellen und Sachverständigen (2007): Beschäftigungseffekte erneuerbarer Energien höher als angenommen, Betriebswirtschaftliche Nachrichten für die Landwirtschaft, 245. <http://www.hlbs.de/>
- Hazell P, Pachauri RK (eds.) (2006): Bioenergy and Agriculture. Promises and Challenges. IFPRI. Focus No. 14. <http://www.ifpri.org/2020/focus/focus14.asp>
- Heinze B (2012): Biomasse - Boden - Sorten - Gene - Pappeln und Weiden im Kurzumtrieb. Projekt Nr. 100440 des BMLFUW, Wien. www.dafne.at
- Henniges O (2007): Die Bioethanolproduktion, Wettbewerbsfähigkeit in Deutschland unter Berücksichtigung der internationalen Konkurrenz, 2. Auflage, Eul, Lohmar und Köln.
- Henniges O (2007a): Wirtschaftlichkeit von Bioethanol, Produktion und Produktionskosten im nationalen und internationalen Vergleich. *Agrarwirtschaft* 56, Heft 5/6, 249-254.
- Henze A, Zeddies J (2007): Flächenpotenziale zur Erzeugung von Energiepflanzen der Landwirtschaft der Europäischen Union, *Agrarwirtschaft* 56, 255-263.

- Herry M (2007): Welche Mobilität braucht Salzburg? Vortrag am 7. November 2007 für Grüne Wirtschaft und JBZ.
- Hertel TW (2011): The global supply and demand for agricultural land in 2050: A perfect storm in the making? *American Journal of Agricultural Economics* 93/2, 259-275.
- Hessisches Ministerium für Umwelt, ländlichen Raum und Verbraucherschutz (2006): Kompetenzatlas Biomasse Hessen. <http://www.iset.uni-kassel.de/abt/FB-P/publication/KompetenzatlasBiomasseHessen-Public.pdf>
- Hill N, Brannigan C, Smokers R, Schroten A, Essen H, Skinner I (2012): Developing a better understanding of the secondary impacts and key sensitivities for the decarbonisation of the EU's transport sector by 2050. Final Project Report. <http://www.eutransportghg2050.eu/cms/assets/Uploads/Reports/EU-Transport-GHG-2050-II-Final-Report-29Jul12.pdf>
- Hirschberger P (2006): Potenziale der Biomassenutzung aus dem Österreichischen Wald unter Berücksichtigung der Biodiversität. Präsentation für das 2. Waldforum, 19. Juni 2007. http://www.bundesforste.at/uploads/tx_pdforder/Biomassestudie.pdf
- Hochman G, Rajagopal D, Zilberman D (2011): The effect of biofuels on the international oil market. *Applied Economic Perspectives and Policy* 33/3, 402-427.
- Hofbauer D (2008): 34 % Erneuerbare leicht möglich, Ökoenergie-Verbände: enorme Potenzial zur Erreichung der EU-Ziele verfügbar, *ökoenergie*, Heft 71, Wien, 2-3.
- Holm-Müller K, Perez I (2008): Emissionsrechtelandel in der Landwirtschaft – Ergebnisse einer Studie, *BB Agrar* 3/08, 102-103.
- IEA (2012): *World Energy Outlook 2012*. <http://www.worldenergyoutlook.org/>
- IEA (2012a): *World energy outlook – presentation to the press*. <http://www.worldenergyoutlook.org/pressmedia/recentpresentations/PresentationWEO2012launch.pdf>
- IEA (2007): *Renewables in Global Energy Supply. An IEA Fact Sheet*. http://www.iea.org/textbase/papers/2006/renewable_factsheet.pdf
- IEA (2006): *Prospects for hydrogen from biomass. IEA Hydrogen Implementing Agreement Annex 16, Subtask B, Final Report*, <http://www.ieahia.org/pdfs/finalreports/Task16BFinal.pdf>
- IEA Bioenergy (2011): *Developing Sustainable Trade in Bioenergy. Summary and Conclusions from the IEA Bioenergy ExCo65 Workshop. ExCo:2011:02*. <http://www.ieabioenergy.com/MediaItem.aspx?id=6880>
- IEA-IEF-OPEC (2012): *Joint IEA-IEF-OPEC Reports*. http://www.opec.org/opec_web/en/publications/2244.htm
- Indinger A et al. (2006): *Vorstudie für einen nationalen Biomasseaktionsplan für Österreich, Endbericht*. Wien.
- Isermeyer F (2006): *Bioenergie effizient fördern*. Bayerisches landwirtschaftliches Wochenblatt 196, 26/2006, 42-43.

- Isermeyer F, Zimmer Y (2006): Thesen zur Bioenergie-Politik in Deutschland, Braunschweig: Bundesforschungsanstalt für Landwirtschaft, Arbeitsberichte des Bereichs Agrarökonomie 02/2006, http://literatur.fal.de/fallitdok_extern/bitv/zi039820.pdf
- IMF (2007): World Economic Outlook, Spillovers and Cycles in the Global Economy. <http://www.imf.org/external/pubs/ft/weo/2007/01/pdf/text.pdf>
- IISD (2008): First High-level Biofuels Seminar in Africa Bulletin, <http://www.iisd.ca/africa/pdf/arc0901e.pdf>
- Institut für Soziale Ökologie (aktuell): Maps and data on global land use and grazing suitability in the year 2000. Alpen-Adria Universität Klagenfurt. <http://www.uni-klu.ac.at/soccec/inhalt/1189.htm>
- Jäger-Waldau A (2008): PV Status Report 2008. Joint Research Centre Renewable Energy Unit. <http://re.jrc.ec.europa.eu/refsys/pdf/PV%20Report%202008.pdf>
- Joosten H (2012): Greifswalder Professor Hans Joosten bei der UN-Klimakonferenz in Doha, Informationsdienst Wissenschaft. <http://idw-online.de/pages/de/news511292>
- Jungbluth N, Frischknecht R, Faist M (2002): Ökobilanz für die Stromerzeugung aus Holzbrennstoffen und Altholz. Projekt 41458 des Bundesamtes für Energie. <http://www.esu-services.ch/download/jungbluth-2002-oekobilanz-holzverstromung-2.0.pdf>
- Kalk WD, Bidermann S, Hülsenbergen K-J (1995): Standort- und betriebsbezogene Stoff- und Energiebilanzen zur Charakterisierung der Landnutzungsintensität. ATB-Bericht 10.
- Kalt G, Kranzl L (2012): An assessment of international trade related to bioenergy use in Austria — Methodological aspects, recent developments and the relevance of indirect trade. Energy Policy.
- Kalt G, Kranzl L (2011): Assessing the economic efficiency of bioenergy technologies in climate mitigation and fossil fuel replacement in Austria using a techno-economic approach. Applied Energy 88 (2011), 3665-3684. http://www.eeg.tuwien.ac.at/index.php?option=com_wrapper&view=wrapper&Itemid=66
- Kalt G, Kranzl L (2007): Strategien für optimale Pfade der Biomasse-Nutzung in Österreich bis zum Jahr 2050, Energy Economics Group, Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft, Technische Universität Wien, Wien, http://eeg.tuwien.ac.at/events/iewt/iewt2007/papers/abstracts/Poster/PosterStrategien/Kalt_BiomasseStrat.pdf
- Kalt G, Kranzl L, Adensam H, Zawichowski M, Stürmer B, Schmid E (2010): Energie der Zukunft Endbericht - Strategien für eine nachhaltige Aktivierung landwirtschaftlicher Bioenergie-Potenziale. Klima- und Energiefonds, Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft mbH (FFG). http://www.eeg.tuwien.ac.at/eeg.tuwien.ac.at_pages/research/downloads/PR_179_Endbericht_ALPot.pdf
- Kalt G, Matzenberger J, Kranzl L (2011): Sustainable International Bioenergy Trade: Securing supply and demand. Country Report: Austria 2011. IEA BIOENERGY – TASK 40. <http://www.bioenergytrade.org/downloads/iea-task-40-country-report-2011-austria.pdf>
- Kaltschmitt M (2001): Einleitung und Zielsetzung, In: Kaltschmitt, M. und H. Hartmann (Hrsg.): Energie aus Biomasse. Grundlagen, Techniken und Verfahren. Springer, Berlin, 1-33.

- Kaltschmitt M, Hartmann H (Hrsg.) (2002): Biomasse als erneuerbarer Energieträger. Eine technische, ökologische und ökonomische Analyse im Kontext der übrigen erneuerbaren Energien. 2. Auflage. Münster: Landwirtschaftsverlag. Schriftenreihe Nachwachsende Rohstoffe 3.
- Kehrer P (2007): Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR), Vortrag auf der MTZ-Konferenz Kraft- und Schmierstoffe vom 14. und 15. November 2007 in Hamburg. <http://www.all4engineers.com/index.php;do=show/alloc=1/lng=de/id=7094/site=a4e/sid=1024690834474160ff27b46573696686>
- Kessen R (2008): Invasive Arten und Bioenergie - Einfluss auf heimische Pflanzenwelt beachten. AID Pressemitteilung vom 18.06.2008. Bonn. http://www.pressrelations.de/new/standard/result_main.cfm?aktion=jour_pm&r=328299
- Kettner C, Kletzan-Slamani D, Köppl A (2012): The EU Emission Trading Scheme. National Allocation Patterns and Trading Flows. WIFO Monographien 6/2012.
- Kirchmeyr F, Stürmer B (2012): Biomethan in der Mobilität. In: ÖBV (2012), 42-47.
- Kirchner G (2008): Maßnahmen zur Umsetzung der EU – Direktive in Österreich - Herausforderungen des nächsten Jahrzehnts. Österreichische Energieagentur, Wien. Vortrag. http://www.eeg.tuwien.ac.at/eeg.tuwien.ac.at_pages/events/egs/pdf/egs081202_kirchner.pdf
- Kletzan D, Kratena K, Meyer I, Schmid E, Sinabell F, Stürmer B (2008): Volkswirtschaftliche Evaluierung eines nationalen Biomasseaktionsplans für Österreich. WIFO und Boku im Auftrag des BMWFJ, Wien. [http://www.wifo.ac.at/www/downloadController/displayDbDoc.htm?item=MB_2008_07_05_BIOMASSEAKTIONSPLAN\\$_SHOW.HTM#_Toc204421189](http://www.wifo.ac.at/www/downloadController/displayDbDoc.htm?item=MB_2008_07_05_BIOMASSEAKTIONSPLAN$_SHOW.HTM#_Toc204421189)
- Kletzan-Slamani D, Köppl A, Kratena K, Kettner C, Meyer I, Sinabell F (2010): Klimawandel und Energiewirtschaft: Schlüsselindikatoren und komplementäre Ansätze zur Messung von Nachhaltigkeit. WIFO-Monatsberichte 7/2010, 617-635. http://www.wifo.ac.at/www/jsp/index.jsp?fid=23923&id=40118&typeid=8&display_mode=2
- Kopetz HG (2010): Die vermeidbare Energiekrise. ÖBV, Wien.
- Kosfeld R, Gückelhorn F (2012): Ökonomische Effekte erneuerbarer Energien auf regionaler Ebene. Raumforschung und Raumordnung 70, 437-449.
- Kowalski K, Madlener R, Stagl S (2006): Neue Wege der integrierten Bewertung von nationalen Energieszenarien für Österreich. http://www.project-artemis.net/docs/Kowalski_Madlener_Stagl_EnInno06_Langfassung.pdf
- Kranzl L, Haas R, Kalt G, Dienesreiter F, Eltrop L, König A, Makkonen P (2009): Strategien zur optimalen Erschließung der Biomassepotenziale in Österreich bis zum Jahr 2050 mit dem Ziel einer maximalen Reduktion an THG-Emissionen. Berichte aus Energie- und Umweltforschung 44/2009. BMVIT, Wien http://www.nachhaltigwirtschaften.at/edz_pdf/0852_biomassepotenziale.pdf
- Kranzl L, Haas R (2004): Die effiziente Nutzung von Biomasse und ihre gesamtwirtschaftliche Bedeutung. TU Wien. http://www.eeg.tuwien.ac.at/publications/pdf/KRA_PRO_2004_01.pdf

- Kratena K (2001): Energieszenarien bis 2020. WIFO Monatsberichte 10/2001, 623-629, http://www.wifo.ac.at/www/servlet/www.upload.DownloadServlet/bdoc/MB_2001_10_06_ENERGIESZENARIEN.PDF
- Kratena K, Meyer I (2007): Energieverbrauch und CO₂-Emissionen in Österreich. Die Rolle von Energieeffizienz und Energieträgersubstitution. WIFO Monatsberichte 11/2007, 893-907.
- Kratena K, Meyer I, Wüger M (2009): Ökonomische, technologische und soziodemographische Einflussfaktoren der Energienachfrage. WIFO Monatsberichte 7/2009, 525-538.
- Kratena K, Wüger M (2005): Energieszenarien für Österreich bis 2020, Österreichisches Institut für Wirtschaftsforschung, Wien.
- Kriegl W, Schneeberger W (2008): Ökonomische Bewertung von Ökostromerzeugung und Biogaseinspeisung. Die Bodenkultur 59, 25-33. <http://www.boku.ac.at/diebodenkultur/volltexte/band-59/heft-1-4/kriegl.pdf>
- KTBL (2006): Energiepflanzen: Daten für die Planung des Energiepflanzenanbaus. Darmstadt 2006. <http://daten.ktbl.de/energy/>
- KTBL (2006a): Wirtschaftlichkeitsrechner Biogas. <http://daten.ktbl.de/biogas/startseite.do>
- Küchler S, Meyer B, Blank S (2012): Was Strom wirklich kostet. Vergleich der staatlichen Förderungen und gesamtgesellschaftlichen Kosten konventioneller und erneuerbarer Energien. Forum ökologisch-soziale Marktwirtschaft Berlin. http://www.foes.de/pdf/2012-08-Was_Strom_wirklich_kostet_lang.pdf
- Laborde D (2011): Assessing the land use change consequences of European biofuel policies. IFRI. Europäische Kommission. <http://www.ifpri.org/sites/default/files/publications/biofuelsreportec2011.pdf>
- Landeshauptstadt München (2004): Die Zukunft der Energieversorgung - Shell Energieszenarien bis 2050, Erste Münchner Nachhaltigkeitskonferenz, 18. November 2003, http://www.wirtschaft-muenchen.de/publikationen/pdfs/dokumentation_nachhaltigkeitskonferenz_040720.pdf
- Landesstelle für landwirtschaftliche Marktkunde: Bioenergie aus Land- und Forstwirtschaft: technische Möglichkeiten, Potenziale, ökonomische Beurteilung und Zukunftsentwicklung. Landinfo 5/2006, 1-61.
- Landwirtschaftskammer NÖ (2012): Fachtagung: Pflanzenöl als Zukunftstreibstoff. <http://www.lk-noe.at/?+Fachtagung++Pflanzenoel+als+Zukunftstreibstoff+&id=2500%2C1740060%2C%2C%2Cc2V0PTI%3D>
- Lankoski J, Ollikainen M (2008): Bioenergy crop production and climate policies: a von Thunen model and the case of reed canary grass in Finland. European Review of Agricultural Economics 35/4, 519-546.
- Le Roy DG, Elobeid AE, Klein KK (2011): The impact of trade barriers on mandated biofuel consumption. Can. J. Agric. Econ. 59/4, 457-474.
- Letcher TM (2008): Future energy: Improved, sustainable and clean options for our planet. Elsevier.

- Lichtblau G, Pölz W, Stix S, Winter R (2012): Ökobilanzen ausgewählter Biotreibstoffe. UBA. ProVision Report 0360, Wien. <http://www.umweltbundesamt.at/fileadmin/site/publikationen/REP0360.pdf>
- Lips M (2007): Einstiegsschwellen für die landwirtschaftliche Bioenergie. *Agrarforschung* 14(19), 2007, 508-512.
- Ludewig U (2011): Konzepte für eine nachhaltige Nährstoffversorgung von Energiepflanzen. *Landinfo* 5/2011, 41-43.
- Mack G, Ferjani A, Kränzlein T, Mann S (2007): How can the energy use in Swiss agriculture be assessed in economic and ecological terms? 47th annual conference of GEWISOLA. <http://ageconsearch.umn.edu/bitstream/7599/1/cp07ma01.pdf>
- Mader S (2007): Energieflussbild Österreich 2005. BMWA, Austrian Energy Agency, Wien. [http://www.energyagency.at/\(de\)/publ/pdf/efluss05.pdf](http://www.energyagency.at/(de)/publ/pdf/efluss05.pdf)
- Madlener R, Koller M (2005): Evaluierung der wirtschaftlichen Auswirkungen der Förderung von Biomasse-Anlagen durch das Land Vorarlberg, Studie im Auftrag des Amtes der Vorarlberger Landesregierung, ETH Zürich, Zürich, <http://www.vorarlberg.at/pdf/evaluierungderwirtschaft1.pdf>
- Maier L (2011): Bioethanolproduktion in Österreich - bisherige Erfahrungen. AGRANA. http://www.biomasverband.at/uploads/tx_osfopage/PS_V_3_Maier.pdf
- Marihart J (2012): Bioethanol aus Pischelsdorf – Investition in die Umwelt. In: ÖBV (2012), 37-41.
- Metzger JO, Hüttermann A (2008): Sustainable global energy supply based on lignocellulosic biomass from afforestation of degraded areas. *Naturwissenschaften*: <http://www.springerlink.com/content/21w7pq3728245414/fulltext.pdf>
- Meyer S, Binfield J, Westhoff P (2012): Technology adoption under US biofuel policies: do producers, consumers or taxpayers benefit? *European Review of Agricultural Economics* 39/1, 115-136.
- MIT (2003): The Future of Nuclear Power. <http://web.mit.edu/nuclearpower>
- MIT (2007): The Future of Coal. http://web.mit.edu/coal/The_Future_of_Coal.pdf
- Mitchell D (2008): A Note on Rising Food Prices, POLICY RESEARCH WORKING PAPER 4682, http://www-wds.worldbank.org/servlet/WDSContentServer/WDSP/IB/2008/07/28/000020439_20080728103002/Rendered/PDF/WP4682.pdf
- Müller-Wenk R (o. J.): Zusammenfassung zum Stand der Forschung für das Impact Assessment von Landnutzung in Ökobilanzen.
- MVV-Consulting (2007): Heating and cooling from renewable energies: cost of national policies and administrative barriers. http://ec.europa.eu/energy/res/sectors/doc/heating_cooling/2007_06_15_res_hc_study_en.pdf
- Nemecek T, Huguenin-Elie O, Dubois D, Gaillard G (2005): Ökobilanzierung von Anbausystemen im schweizerischen Acker- und Futterbau. FAL-Schriftenreihe Nr. 58. http://www.services.art.admin.ch/pdf/FAL_SR_58_D_vz.pdf
- Nemestóthy K (2012): Die Bedeutung von Holz als erneuerbarer Energieträger. http://www.waldwissen.net/waldwirtschaft/holz/energie/bfw_holz_energietraeger/index_DE

- Neslen A (2011): EU faces down tar sands industry. Euractiv 22.12.2011. <http://www.euractiv.com/climate-environment/eu-faces-tar-sands-industry-news-508140>
- Neumann M (2012): Biomasse aus traditioneller forstlicher Nutzung. BFW-Praxisinformation 28: 9 – 10. http://www.waldwissen.net/waldwirtschaft/holz/energie/bfw_forstliche_biomasse/index_DE
- Nitsch H, Osterburg B, Buttler Ch V, von Buttler H-B (2008): Aspekte des Gewässerschutzes und der Gewässernutzung beim Anbau von Energiepflanzen, Ergebnisse eines Forschungsvorhabens im Auftrag des UBA, http://www.vti.bund.de/de/institute/lr/publikationen/bereich/ab_03_2008_de.pdf
- Nitsch J, Krewitt W, Nast M, Viebahn P, Gärtner S, Pehnt M, Reinhardt G, Schmidt R, Uihlein A, Scheurlen K, Barthel C, Fishedick M, Merten F (2004): Ökologisch optimierter Ausbau der Nutzung erneuerbarer Energien in Deutschland. Forschungsvorhaben im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. FKZ 901 41 803. Stuttgart, Heidelberg, Wuppertal: DLR, IFEU, Wuppertal Institut für Klima, Umwelt und Energie.
- NN (2008): Positionspapier des Facharbeitskreises „Agrar- und Regionalpolitik“ zum Agrarmarkt der Gegenwart und Zukunft, <http://www.landfrauen-sh.de/htm/februar%2008.pdf>
- NN (2008a): Special report on the future of energy. The Economist 21.-27.6.2008.
- NN (2007): Bioenergie: wie viel ist möglich? Top agrar 7/2007, 20-31.
- NN (2006): Zukunft Biomasse: Potenziale und Politik. Agrarische Rundschau 5/2006
- NN (2006): Bioenergie. Entwicklung + ländlicher Raum 40, 6/2006, 3-28.
- NN (2006): Energie aus der Land- und Forstwirtschaft. Agrarische Rundschau 6/2006, 3-24.
- O'Sullivan M, Edler D, Bickel P, Lehr U, Peter F, Sakowski F (2013): Bruttobeschäftigung durch erneuerbare Energien in Deutschland im Jahr 2012 - eine erste Abschätzung. BMUNR, Berlin. http://www.erneuerbare-energien.de/fileadmin/Daten_EE/Dokumente_PDFs_/bruttobeschaeftigung_ee_2012_bf.pdf
- OECD (aktuell): Agricultural market access database. Paris. <http://www.oecd.org/site/amad/>
- OECD (2012): OECD-Umweltausblick bis 2050. Die Konsequenzen des Nichthandelns. Paris. ISBN 978-92-64-17286-9
- OECD (2008): Environmental Performance of Agriculture in OECD Countries since 1990. Paris. Country Report Austria. <http://www.oecd.org/tad/sustainableagriculture/environmentalperformanceofagricultureinoecdcountriesince1990.htm>
- OECD (2008): Biofuel Support Policies - An Economic Assessment, http://www.oecd.org/document/3/0,3343,de_34968570_34968855_41012419_1_1_1_1,00.html
- OECD (2005): Handbuch Energiestatistik. Internationale Energieagentur, Eurostat. Paris. http://www.statistik.at/web_de/static/handbuch_energiestatistik_eurostatiea_2005_022695.pdf
- OECD-FAO (2012): Agricultural Outlook 2012-2021. Paris. <http://www.oecd.org/site/oecd-faoagriculturaloutlook/>
- OECD-FAO (2010): Agricultural Outlook 2010-2019. Paris. ISBN 978-92-64-08375-2.

- OECD und IEA (2007): IEA Response System for Oil Supply Emergencies. http://www.iea.org/textbase/nppdf/free/2007/fs_response_system.pdf
- OECD und IEA (2005): Handbuch Energiestatistik. Luxemburg. http://www.statistik.at/web_de/static/handbuch_energiestatistik_eurostatiea_2005_022695.pdf
- OPEC (2012): Monthly Oil Market Report. December 2012. Review of oil market in 2012, outlook for 2013. Wien. http://www.opec.org/opec_web/static_files_project/media/downloads/publications/MOMR_December_2012.pdf
- ORF (2013): Revolution im Motorenbau? <http://news1.orf.at/081113-31691/index.html>
- ÖBV (aktuell): Bioenergie 2020 – die Prognosen. <http://www.biomasseverband.at/servicedownload/biomasse-daten-fakten/bioenergie-2020-die-prognosen/>
- ÖBV (2012): Biotreibstoffe auf dem Prüfstand. Wien.
- ÖBV (2012a): Kesseltausch: Mit Biomasse aus der Heizkostenfalle. http://www.biomasseverband.at/uploads/tx_osfopage/Kesseltausch_05.pdf
- ÖBV (2012b): Energieholzproduktion im Kurzumtrieb. http://www.biomasseverband.at/uploads/tx_osfopage/Kurzumtrieb_Folder_OeBMV.pdf
- ÖBV (2011): Wärme, Strom, Treibstoffe, Bioenergie 2020. http://www.biomasseverband.at/uploads/tx_osfopage/Bioenergie2020_OEBMV.pdf
- ÖBV (2011b): Basisdaten 2011 Bioenergie. http://www.biomasseverband.at/uploads/tx_osfopage/Basisdatenfolder_2011_OEBMV.pdf
- ÖBV (2009): Das österreichische Energiesystem 2000-2005-2020-2025, Zahlen, Fakten, Vorgaben, Potenziale, Maßnahmen, Effekte, Wien.
- ÖBV (2008): 34 % Erneuerbare machbar, EU-Richtlinie für erneuerbare Energien – Konsequenzen für Österreich, Wien.
- ÖBV (2008): EU-Richtlinie: Neue Hürden für Biotreibstoffe. Pressemitteilung, Wien, 16. September 2008, http://www.biomasseverband.at/static/mediendatenbank/root01/6.%20Presse/2008/PA%20EU-Richtlinie/PA%20EU-Richtlinie_end.pdf
- ÖBV (2006): Biomasseaktionsplan für Österreich unter Einbeziehung der Solarthermie, der Windenergie und Wasserkraft. <http://www.biomasseverband.at/static/mediendatenbank/root01/6.%20Presse/6.3%202006/Zugpferd%20Biomasse:%20Vorreiter%20oesterreich/BAP%20oesterreich.pdf>
- ÖBV (2006a): Tullner Erklärung, Biomasse – Energie der Zukunft. <http://biomasseverband.at/static/mediendatenbank/root01/1.%20Biomasse/1.0%20Leitbild/Tullner%20Erklaerung/Tullner%20Erklaerung.pdf>
- ÖBV, Ökosoziales Forum Österreich und Landwirtschaftskammer Österreich (2008): Brennpunkt Biotreibstoffe. <http://www.landwirtschaftskammer.at/>
- Öko-Institut (2004): Stoffstromanalyse zur nachhaltigen energetischen Nutzung von Biomasse. <http://www.oeko.de/files/forschungsergebnisse/application/octet-stream/download.php?id=236>
- Ökosoziales Forum Österreich (2006): Zukunft Biomasse - Energieversorgung, Biomasse-Potenzial, Biomasse-Technologie, Wien.

- Ortner KM (2012): Lessons from the mid-term evaluation of the Austrian Rural Development Programme. Institut Ekonomiki Rolnictwa I Gospodarki Zywnosciowej, Konferenz am 19.6.2012 in Kazimierz, PL. Bundesanstalt für Agrarwirtschaft, Wien. http://www.awi.bmlfuw.gv.at/fileadmin/download/Or_2012_Poland.pdf
- Ostermeyer A, Pirscher F(2010): Potenzial von Bioenergie in Deutschland – Studien im Vergleich. Berichte über Landwirtschaft 88/2, 247-274.
- Penman J, Kruger D, Galbally I, Hiraishi T, Nyenzi B, Emmanuel S, Buendia L, Hoppaus R, Martinsen T, Meijer J, Miwa K, Tanabe K (2000): Good practice guidance and uncertainty management in national greenhouse gas inventories. IPCC. <http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/>
- Perez-Domínguez I, Holm-Mueller (2007): Opt-in of the agricultural sector to the European trading scheme for greenhouse gas emissions – a proposal and its possible effects. Agrarwirtschaft 56, 354-365.
- Perez-Domínguez I, Müller M (editors) (2008): Modelling of Energy-Crops in Agricultural Sector Models - A Review of Existing Methodologies, EUR Number: 23355 EN, <ftp://ftp.jrc.es/pub/EURdoc/JRC42597.pdf>
- Petersen J-E (2008): Bioenergy production: Elements of an environmental assessment framework. EEA. http://ec.europa.eu/research/biotechnology/eu-us-task-force/pdf/sf08/jan_erik_petersen_presentation_final_en.pdf
- Petersen J-E (2009): Bio-energy and Land Use - Background drivers, marginal effects and analytical options. EEA. http://www.google.at/url?sa=t&rct=j&q=petersen%20jan-erik%20bioenergy&source=web&cd=6&cad=rja&sqi=2&ved=0CFIQFjAF&url=http%3A%2F%2Fpapers.ssrn.com%2Fsol3%2Fpapers.cfm%3Fabstract_id%3D1289122&ei=4e0fUbf5CtDptQb9wIGYcW&usq=AFQjCNFypG9eG-jeuhrpExGZ3zyP5cKAAA&bvm=bv.42553238,d.d2k
- Pichl C et al. (1999): Erneuerbare Energieträger in Österreichs Wirtschaft. Volkswirtschaftliche Evaluierung am Beispiel der Biomasse. Studie des WIFO im Auftrag der Wirtschaftskammer Österreich, WIFO, Wien.
- Präsoll R (2012): Biodiesel oder Dinodiesel. Books on Demand. <http://praesoll.com/biodiesel/>
- Price Waterhouse Coopers (2011): Moving towards 100 % renewable electricity in Europe & Africa by 2050. <http://www.pwc.com/gx/en/sustainability/research-insights/renewable-electricity-2050.jhtml>
- Pröll J (2008): PRÖLL: Landwirtschaft braucht von der Politik faire Rahmenbedingungen, Wintertagung Ökosoziales Forum http://www.oesfo.at/static/mediendatenbank/root01/Veranstaltungen%20Downloads/WT%202008/Presseinformation_BM_Josef_Proell.pdf
- PV Austria (2011): http://www.pvaustria.at/upload/3032_Marktstatistik-2010.pdf
- Raab K, Eltrop L, Deimling S, Kaltschmitt M (2005): Möglichkeiten der energetischen Umwandlung, S. 17-23, In: FNR (2005): Leitfaden Bioenergie. Planung, Betrieb und Wirtschaftlichkeit von Bioenergieanlagen, http://fnr-server.de/cms35/fileadmin/biz/pdf/leitfaden/leitfaden_bioenergie.pdf

- Raggam A (2006): Die Zukunft in unserer Hand, http://www.arge-ja.at/herunterladen/106_raggam_zukunft_in_unserer_hand_200.pdf
- Ragossnig A (2007): The role of biomass. Präsentation. http://www.ceja.org/downloads/S/Seminars/2007/Campania,%20Italy/Presentation_28_september/6-H.Ragossnig_The%20role%20of%20biomass.ppt#7
- Ragwitz M, Schleich J, Huber C (2005): FORRES 2020: Analysis of the renewable energy sources' evolution up to 2020, Karlsruhe, http://www.eeg.tuwien.ac.at/research/downloads/PR_30_FORRES_summary.pdf
- Ragwitz M, Held A, Resch G et al. (2007): Assessment and optimisation of renewable support schemes in the European electricity market, http://www.optres.fhg.de/OPTRES_FINAL_REPORT.pdf
- Ramesohl S, Arnold K, Kaltschmitt M, Scholwin F, Hofmann F, Plättner A, Kalies M, Lulies S, Schröder G, Althaus W, Urban W, Burmeister F (2006): Analyse und Bewertung der Nutzungsmöglichkeiten von Biomasse, Untersuchung im Auftrag von BGW und DVGW. Bd. 1: Gesamtergebnisse und Schlussfolgerungen, Wuppertal: Wuppertal-Institut für Klima, Umwelt, Energie.
- Raschka A, Carus M (2012): Stoffliche Nutzung von Biomasse - Basisdaten für Deutschland, Europa und die Welt. nova-Institut. Hürth. http://www.nova-institut.de/download/Stoffliche_Nutzung_von_Biomasse_nova
- Rathbauer J (2010): 10078 - Möglichkeiten zum Erreichen des Zieles von 45 Mt Öläquivalent aus Energiepflanzen in der EU im Jahr 2010. www.dafne.at
- Regina K, Lehtonen H, Nousiainen J, Esala M (2009): Modelled impacts of mitigation measures on greenhouse gas emissions from Finnish agriculture up to 2020. *Agriculture and Food Science* 18, 477-493.
- Reinhardt GA, Zemanek G (2000): Ökobilanz Bioenergieträger: Basisdaten, Ergebnisse, Bewertungen. Schmidt E: Initiativen zum Umweltschutz, Berlin, 163-.
- Reinhold G (2012): Ökonomische Perspektiven von Biogasanlagen. Thüringer Landesanstalt für Landwirtschaft. http://www.tbv-erfurt.de/cms_images/1_REINHOLD_%C3%96konomie.pdf
- Reinhold G (2011): Probleme und Herausforderungen der bedarfsgerechten Biogasverstromung - Kosten und Anreizsysteme. Thüringer Landesanstalt für Landwirtschaft. <http://www.tll.de/ainfo/pdf/tbi30711.pdf>
- Renewable Fuels Association (RFA) (o.J): Estimating the impact of increased ethanol production on U.S. household spending. http://www.ethanolrfa.org/documents/EthanolandHouseholdSpending_000.pdf
- Renner JL (2008): Geothermal energy. In: Letcher TM, *Future energy: improved, sustainable and clean options for our planet*. Elsevier, 211-223.
- Rettenmaier N, Reinhardt G, Gärtner S, Münch J (2008): Energie aus Getreide und Zuckerrübe: Energie- und Treibhausgasbilanzen. Ifeu Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg. www.ifeu.de

- Rimpler G (2011): Stationäre Anwendung von Natrium-Schwefel Batterien und Vanadium-Redox-Flow Batterien. IIR Konferenz Elektrochemische Speichersysteme, Wien. http://www.my-pv.com/fileadmin/bilder/Downloads/Vortrag_IIR_111201.pdf
- Rosegrant MWR, Msangi S, Sulser T, Valmonte-Santos R (2006): Bioenergy and agriculture. Promises and challenges. <http://www.ifpri.org/2020/focus/focus14/focus14.pdf#page=7>
- Rosenau T (2012): Multifunktionalisierte Cellulose als Basis einer nachhaltigen Solarzelltechnologie. Universität für Bodenkultur, Wien. Projekt Nr. 100415 des BMLFUW. <http://www.dafne.at/>
- RÖ (2012): Bundesgesetz über die Förderung der Elektrizitätserzeugung aus erneuerbaren Energieträgern (Ökostromgesetz 2012 – ÖSG 2012). BGBl. I Nr. 75/2011. <http://www.ris.bka.gv.at/GeltendeFassung.wxe?Abfrage=Bundesnormen&Gesetzesnummer=20007386>
- RÖ (2012a): Kraftstoffverordnung (BGBl. II Nr. 398/2012): Verordnung des BMLFUW über die Festlegung der Qualität von Kraftstoffen und die nachhaltige Verwendung von Biokraftstoffen. <http://www.ris.bka.gv.at/GeltendeFassung.wxe?Abfrage=Bundesnormen&Gesetzesnummer=20008075>
- RÖ (2012b): Einspeisetarifverordnung 2012 – ÖSET-VO 2012. Verordnung des BMWFJ. BGBl. II Nr. 307/2012. <http://www.ris.bka.gv.at/GeltendeFassung.wxe?Abfrage=Bundesnormen&Gesetzesnummer=20007993>
- RÖ (2010): Verordnung des BMLFUW über landwirtschaftliche Ausgangsstoffe für Biokraftstoffe und flüssige Biobrennstoffe. BGBl. II Nr. 250/2010. <http://www.ris.bka.gv.at/GeltendeFassung.wxe?Abfrage=Bundesnormen&Gesetzesnummer=20006876&FassungVom=2013-02-28>
- RÖ (2008): Ökostromgesetz 2008: Bundesgesetz, mit dem das Ökostromgesetz geändert wird (2. Ökostromgesetz-Novelle 2008), http://www.e-control.at/portal/page/portal/ECONTROL_HOME/OKO/RECHTLICHE_GRUNDLAGEN/BUNDESRECHT/GESETZE/2.OekostromG_Novelle_Nationalratsbeschluss_2008-07-08.pdf
- RÖ (2008a): Ökostrom-Rohstoffzuschlags-VO. BGBl II Nr 212/2008. BWA. http://www.e-control.at/portal/page/portal/ECONTROL_HOME/OKO/RECHTLICHE_GRUNDLAGEN/BUNDESRECHT/VERORDNUNGEN/Rohstoffzuschlags_VO
- RÖ (2007): Mineralölsteuergesetz (BGBl. 24/2007). <http://www.ris.bka.gv.at/GeltendeFassung.wxe?Abfrage=Bundesnormen&Gesetzesnummer=10004908>
- RÖ (2006): Energie-Versorgungssicherheitsgesetz. BGBl. I Nr. 106/2006. http://ris1.bka.gv.at/ Appl/findbgbl.aspx?name=entwurf&format=pdf&docid=COO_2026_100_2_263327
- RÖ (2005): Bioethanolgemischverordnung. BGBl. II Nr. 378/2005. BMF. <https://www.ris.bka.gv.at/GeltendeFassung.wxe?Abfrage=Bundesnormen&Gesetzesnummer=20004426&FassungVom=2013-01-14>
- RÖ (2004): Emissionszertifikatengesetz (EZG). http://www.e-control.at/portal/page/portal/ECONTROL_HOME/INTERN/ADMINISTRATION/DATEIEN/GESETZE/EMISSIONSZERTIFIKATEGESETZ20040430.PDF

- RÖ (2004): Kraftstoffverordnung. VO Nr. 417/2004 des BMUJF. <http://www.ris.bka.gv.at/GeltendeFassung.wxe?Abfrage=Bundesnormen&Gesetzesnummer=20007060>
- RÖ (2002): Ökostromgesetz. BGBl. I Nr. 149/2002. <http://www.e-control.at/portal/pls/portal/docs/122816.PDF>
- RÖ (2000): Energieliberalisierungsgesetz. BGBl. I Nr. 121/2000.
- Ruhbaum C, Handwerk C, Büning G, Treichel K (2011): Biomethanimporte in die EU zur Erreichung des 20-Prozent-Zieles der Erneuerbare-Energien-Richtlinie 2009/28/EG. Wuppertal Paper Nr. 185. Wuppertal Institut. <http://wupperinst.org/publikationen/details/wi/a/s/ad/1395/>
- Schaper C, Theuvsen L (2008): Der Markt für Bioenergie. *Agrarwirtschaft* 57/1, 87-109.
- Scheer H (2005): Energieautonomie. Eine neue Politik für erneuerbare Energien. Verlag Antje Kunstmann, München, ISBN 3-88897-390-2.
- Schenk CJ (2012): An estimate of undiscovered conventional oil and gas resources of the world. U.S. Geological Survey Fact Sheet 2012-3042. <http://pubs.usgs.gov/fs/2012/3042/>
- Schindler J (2007): Peak Oil – der Wendepunkt liegt bereits hinter uns, Präsentation Wien, 6. Dezember 2007, http://www.biomasseverband.at/static/mediendatenbank/root01/3.%20Veranstaltungen/3.1%20Vortrag/Peak%20Oil/Schindler_Wien_06DEZ2007.pdf
- Schmidhuber J (2012): Globale Trends und Herausforderungen für die Entwicklung der Landwirtschaft. Wintertagung des Ökosozialen Forums, Wien, Februar 2012. http://www.oekosozial.at/uploads/tx_osfopage/AP_PPT_Schmidhuber.pdf
- Schmidhuber J (2007): An Emerging Threat to Europe's Food Security? Notre Europe, Policy Paper 27, May 2007, <http://www.notre-europe.eu/en/axes/competition-cooperation-solidarity/works/publication/biofuels-an-emerging-threat-to-europes-food-security/>
- Schmidt PR (2011): Sustainability Issues of 2nd Generation Biofuels. Ludwig Bököw Systemtechnik. http://www.lbst.de/ressources/docs2011/LBST-Schmidt_Sustainability-2G-Biofuels_CarbonExpo_Roundtable_02JUN2011_final_sent.pdf
- Schneider J (2011): THG-Bilanz von Biokraftstoffen. Aktuelle Herausforderungen einer kohärenten Politik im Bereich pflanzlicher Treibstoffe. UBA. http://www.oekosozial.at/uploads/tx_osfopage/Praes_Schneider_01.pdf
- Cost effectiveness of policies and options for decarbonising transport. Task 8 paper produced as part of a contract between European Commission Directorate-General Climate Action and AEA Technology plc; www.eutransportghg2050.eu
- Schultes H (2008): Pflanzentreibstoffe: Chancen und Risiken, Enquete am 18. April 2008. http://www.gruene.at/uploads/media/Schultes_praes.pdf
- Schultes H (2007): Ethanol – Potenziale und Chancen für die Landwirtschaft, Beitrag bei der „Ethanol-Tagung“ am 19. Juni 2007 in St. Pölten. Landwirtschaftskammer Niederösterreich.
- Schöpe M (2006): Volkswirtschaftliche Effekte der Erzeugung von Biodiesel zum Einsatz als Kraftstoff. Ifo-Schnelldienst 59,17/2006, 21-30.

- Schönleber N, Henze A, Zeddies J (2007): Angebotspotenziale der Landwirtschaft in Europa zur Sicherung der Nahrungsmittelproduktion und ihr potenzieller Beitrag zu erneuerbaren Energien, http://oega.boku.ac.at/fileadmin/user_upload/Tagung/2007/07_schoenleber_henze.pdf
- Searchinger T, Heimlich R, Houghton RA, Dong F, Elobeid A, Fabiosa J, Tokgoz S, Hayes D, Yu T-H (2008): Use of U.S. Croplands for Biofuels Increases Greenhouse Gases Through Emissions from Land-Use Change. *Science* Vol. 319 no. 5867, 1238-1240. <http://www.sciencemag.org/content/319/5867/1238.abstract>
- Shvidenko A (2011): Forests play dominant role in removing atmospheric carbon. IIASA, Laxenburg. <http://webarchive.iiasa.ac.at/Admin/INF/PR/2011/2011-07-14.html>
- Siegl S (2010): Öko-Strom aus Biomasse. Vergleich der Umweltwirkungen verschiedener Technologien zur Stromerzeugung mittels Lebenszyklusanalysen. Dissertation, Universität für Bodenkultur, Wien. https://zidapps.boku.ac.at/abstracts/download.php?dataset_id=8224&property_id=107
- Siegl S, Holubar P (2011): Optimierungspotentiale für Ökostrom, *Nachwachsende Rohstoffe* Nr. 60 - Juni 2011, 8.
- Silbey M (2012): New alliance could make cable a catalyst for cleaner power. *Smartplanet*. <http://www.smartplanet.com/blog/report/new-alliance-could-make-cable-a-catalyst-for-cleaner-power/364>
- Simon SM (2007): Szenarien nachhaltiger Bioenergiepotentiale bis 2030 - Modellierung für Deutschland, Polen, Tschechien und Ungarn. Dissertation Weihenstephan.
- Smeets E, Faaij A, Lewandowski I (2005): A quickscan of global bio-energy potentials to 2050. http://www.eubia.org/fileadmin/template/main/res/pics/about_biomass/Deployment_and_resources/smeetsglobalquickscan2050.pdf
- SRU (2007): Klimaschutz durch Biomasse. Sondergutachten Kurzfassung. http://www.umweltrat.de/SharedDocs/Downloads/DE/02_Sondergutachten/2007_SG_Biomasse_KF.html
- Staudt L (2008): Wind energy. In: Letcher TM, *Future energy: Improved, sustainable and clean options for our planet*. Elsevier, 95-110.
- Steininger K et al. (2008): Volkswirtschaftliche Effekte einer erweiterten Biomasse-Energie-Nutzung in der Energieregion Oststeiermark, *Wissenschaftlicher Bericht Nr. 21-2008*, http://www.uni-graz.at/igam7www_wcv-wissber-nr21-ksteiningeretal-jun2008.pdf
- Stocker A et al. (2007): Erneuerbare Energie in Österreich. Modellierung möglicher Entwicklungsszenarien bis 2020. http://eeg.tuwien.ac.at/events/iewt/iewt2007/papers/abstracts/1C/Stocker_RES2020AT.pdf
- Straubinger Technologie- und Förderzentrum (aktuell): Rohstoffpflanzen. <http://www.tfz.Bayern.de/rohstoffpflanzen/>

- Streicher W, Schnitzer H, Titz M, Zatzber F, Heimrath R, Wetz I, Hausberger S, Haas R, Kalt G, Damm A, Steininger K, Oblasser S (2010): Energieautarkie für Österreich 2050. Feasibility study. Klima-und Energiefonds. Universität Innsbruck. <http://www.bmlfuw.gv.at/lmat/suchergebnisse.html?queryString=Energieautarkie&Suche=Suche>. Präsentation: http://www.clusterplattform.at/fileadmin/user_upload/veranstaltungen/4_Clusterkonferenz/HP_streicher_Energieautarkie.pdf
- Strnadl S (2013): Damit der Kohlenstoff im Speicher bleibt. Der Standard 13.3.2013, 20.
- Strobl G (2013): Ermittlungen wegen unerlaubter Beihilfe für AKW. Der Standard 12.3.2013, 17.
- Sturm A (2008): Potenziale und Kosten für biogene Treibstoffe der 1. Generation, Diplomarbeit, Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft der Technischen Universität Wien, Wien, https://zidapps.boku.ac.at/abstracts/oe_list.php?paID=3&paSID=6837&paSF=-1&paCF=0&paLIST=0&language_id=DE
- Stürmer B (2011): Ökonomische Potentialanalysen zur landwirtschaftlichen Biomasse- und Bioenergieproduktion in Österreich. Dissertation Universität für Bodenkultur, Wien. <http://permalink.obvsg.at/bok/AC07811063>
- Stürmer B, Schmid E, Sinabell F (2011): Das landwirtschaftliche Biomassepotential 2020 - ein ökonomischer und räumlich expliziter Ansatz für Österreich. Mitteleuropäische Biomassekonferenz 2011, Graz, 1-7.
- Stürmer B, Schmid E (2010): Abschätzung des österreichischen Biogasproduktionspotentials zur Stromerzeugung in 2020. Jahrbuch der Österreichischen Gesellschaft für Agrarökonomie 20/2, 149-158. Wien. http://oega.boku.ac.at/fileadmin/user_upload/Tagung/2010/Band_20_2/15_Stuermer_et_al_2010.pdf
- Thrän D, Weber M, Scheuermann A, Fröhlich N, Zeddies J, Henze A, Thoroe C, Schweinle J, Fritsche U, Jenseit W, Rausch L, Schmidt K (2005): Nachhaltige Biomassenutzungsstrategien im europäischen Kontext, Leipzig. <http://www.erneuerbare-energien.de/inhalt/36715/40870/>
- Thumm U (2011): Biomasse zur energetischen Verwertung von Grünland. Landinfo 5/2011, 38-40.
- Toews T, Sheridan P (2008): Wie Biotreibstoffe die Agrarmärkte entreiben. top agrar 1/2008, 30-34.
- Tondeur T (2008): Carbon capture and storage for greenhouse effect mitigation. In: Letcher (2008), 305-331.
- Traxler T (2013): Vom Klimasünder zur Öko-Chance. Der Standard 6.3.2013, 16.
- Tuck G, Glendining MJ, Smith P, House JI, Wattenbach M (2006): The potential distribution of bioenergy crops in Europe under present and future climate, http://www.sciencedirect.com/science?_ob=ArticleURL&_udi=B6V22-4J4HK84-1&_user=10&_rdoc=1&_fmt=&_orig=search&_sort=d&view=c&_acct=C000050221&_version=1&_urlVersion=0&_userid=10&md5=9ee33d9fb73db43b2196ae39202daae9

- Tzavela N (2013): Report on the energy roadmap 2050, a future with energy. EP Committee on Industry, Research and Energy. <http://www.europarl.europa.eu/sides/getDoc.do?pubRef=-%2f%2fEP%2f%2fTEXT%2bREPORT%2bA7-2013-0035%2b0%2bDOC%2bXML%2bV0%2f%2fEN&language=EN>
- UBA (2013): Treibhausgasbilanz 2011: Rückgang der Treibhausgasemissionen. http://www.umweltbundesamt.at/aktuell/presse/lastnews/news2013/news_130117/
- UBA (2012): eIna: Elektronischer Nachweis für nachhaltige Biokraftstoffe. Wien. <http://www.umweltbundesamt.at/eIna>
- UBA (2012): CO₂-Monitoring 2012. Zusammenfassung der Daten der Neuzulassungen von Pkw der Republik Österreich gemäß Entscheidung Nr. 1753/2000/EG für das Berichtsjahr 2011. BMLFUW, Wien. http://www.bmlfuw.gv.at/lmat/publikationen/umwelt/laerm_verkehr_mobilitaet/co2monitoring.html
- UBA (2011): Biokraftstoffe im Verkehrssektor 2011. Zusammenfassung der Daten der Republik Österreich gemäß Art. 4, Abs. 1 der Richtlinie 2003/30/EG für das Berichtsjahr 2010. Im Auftrag des BMLFUW, Wien. http://www.biokraft-austria.at/uploads/austria_2011_de_132494_DE.pdf
- UBA (2011): Einschätzung der Schiefergasförderung in Deutschland. http://www.umweltbundesamt.de/chemikalien/publikationen/stellungnahme_fracking.pdf
- UBA (2006): Evaluierungsbericht zur Klimastrategie. Wien. http://www.umweltbundesamt.at/aktuell/presse/lastnews/newsarchiv_2006/news060411/
- UNDP (2003): Human development report 2003. Millennium Development Goals: A compact among nations to end human poverty. http://www.unmillenniumproject.org/documents/hdr03_complete.pdf
- UN-Energy (2012): REN21 Renewables status report 2012. <http://www.ren21.net/Portals/0/documents/activities/gsr/GSR2012.pdf>
- UN-Energy (2011): REN21 Renewables 2011 Global Status Report. <http://www.un-energy.org/publications/965-ren21-renewables-2011-global-status-report>
- UN-Energy (2008): Renewables global 2007 status report. http://www.ren21.net/pdf/RE2007_Global_Status_Report.pdf
- UN-Energy (2006): Sustainable Bioenergy – a framework for decision makers. <http://www.un-energy.org/publications/47-sustainable-bioenergy-a-framework-for-decision-makers>
- UNFCC (aktuell): GHG data from UNFCCC. http://unfccc.int/ghg_data/ghg_data_unfccc/items/4146.php
- UNFCCC (2006): GHG Data 2006. Highlights from the Greenhouse Gas (GHG) Emissions Data for 1990-2004 for Annex I Parties. http://unfccc.int/files/essential_background/background_publications_htmlpdf/application/pdf/ghg_booklet_06.pdf
- UNFCC (2005): Sixth compilation and synthesis of initial national communications from Parties not included in Annex I to the Convention. <http://unfccc.int/resource/docs/2005/sbi/eng/18a02.pdf>

- UNFCCC (1994): Rahmenübereinkommen der Vereinten Nationen über Klimaänderungen (BGBl. Nr. 414/1994): United Nations Framework Convention on Climate Change – UNFCCC. Rahmenübereinkommen der Vereinten Nationen über Klimaänderungen, <http://unfccc.int/resource/docs/convkp/convger.pdf>
- Urban B, Krahl J, Munack A, Kanning H, von Haaren C (2007): Analyse der Ökobilanz als Methode zur Beurteilung von Auswirkungen des landwirtschaftlichen Anbaus für Biokraftstoffe auf die Biodiversität. *Landbauforschung Völkenrode* 57 (4), 419-428.
- U.S. Department of Energy (o.J.): Biofuels & greenhouse gas emissions: myths versus facts, <http://www.energy.gov/media/BiofuelsMythVFact.pdf>
- van Dam J, Faaij APC, Lewandowski I, Fischer G (2007): Biomass production potentials in Central and Eastern Europe under different scenarios Original Research Article. *Biomass and Bioenergy* 31/6, 345-366. http://0-pdn.sciencedirect.com.precise.petronas.com.my/science?_ob=MiamImageURL&_cid=271477&_user=2809665&_pii=S0961953407000141&_check=y&_origin=search&_zone=rslt_list_item&_coverDate=2007-06-30&wchp=dGLbVlB-zSkzV&md5=efba4f08cf57c4c6e0f83315ded11d7c&pid=1-s2.0-S0961953407000141-main.pdf
- Walla C (2006): Energiepflanzenproduktion in viehlosen Biobetrieben. *Berichte über Landwirtschaft* 84, (3), 2006, 425-437.
- Walla C, Schneeberger W (2006): Ökostromerzeugung aus Energiepflanzen von konventionell wirtschaftenden Betrieben. *Die Bodenkultur* 57 (3), 143-154. <http://www.boku.ac.at/diebodenkultur/volltexte/band-57/heft-3/walla.pdf>
- Wäfler H-P, Reichlin M (2008): Jetzt braucht es einen Halt bei Agro-Treibstoff. <http://www.evb.ch/p14178.html>
- Westhoff P, Thompson W, Kruse J, Meyer S (2007): Ethanol transforms agricultural markets in the USA. *EuroChoices*, volume 6, number 1, 2007, 14-20.
- Widmann, Bernhard und Edgar Remmele (2008): Biokraftstoffe, Fragen und Antworten. http://ethanol.agrarplus.at/ethanol_download.php
- Wiesenthal T, Mourelatou A, Petersen J-E, Taylor P (2006): How much bioenergy can Europe produce without harming the environment? EEA Report No 7/2006. http://www.eea.europa.eu/publications/eea_report_2006_7
- Wietzke D (2008): Sind Bio-Brennstoffe wirklich günstiger, *top agrar* 12/2008, S. S12-S15.
- WIFO (aktuell): WIFO-Wirtschaftsdaten: Energie. <http://www.wifo.ac.at/www/jsp/index.jsp?&fid=29526>
- Wikipedia: http://en.wikipedia.org/wiki/Main_Page
- Winter R (2012): Biokraftstoffe im Verkehrssektor 2012. UBA. Wien. http://ec.europa.eu/energy/renewables/biofuels/ms_reports_dir_2003_30_en.htm
- Wissenschaftlicher Beirat der Bundesregierung Globale Umweltveränderungen (WBGU) (2008): Welt im Wandel – Zukunftsfähige Bioenergie und nachhaltige Landnutzung, <http://www.wbgu.de/hauptgutachten/hg-2008-bioenergie/>
- Wissenschaftlicher Beirat für Agrarpolitik beim BMELV (2011): Förderung der Biogaserzeugung durch das EEG. *Berichte über Landwirtschaft* 89 (2), 204-217.

- Wissenschaftlicher Beirat für Agrarpolitik beim BMELV (2007): Nutzung von Biomasse zur Energiegewinnung - Empfehlungen an die Politik. Gutachten. Berichte über Landwirtschaft Sonderheft 216/2008. Bundesministerium für Ernährung, Landwirtschaft und Verbraucherschutz. <http://www.umwelt-nek.de/wp-content/uploads/2012/07/GutachtenWBA.pdf>
- Wolbert-Haverkamp M (2012): Miscanthus und Pappelplantagen im Kurzumtrieb als Alternative zum klassischen Ackerbau – eine Risikoanalyse mittels Monte-Carlo Simulation. Berichte über Landwirtschaft 90/2, 302-316.
- Woods J (2006): Science and technology options for harnessing bioenergy's potential. Focus 14, Brief 6 of 12, in: Hazell P, Pachauri RK (eds.): 2020 Vision Focus 14 (2006): Bioenergy and Agriculture: Promises and Challenges. IFPRI. <http://www.ifpri.org/2020/focus/focus14/focus14.pdf>
- Wörgetter M (2008): Energie und Rohstoffe aus der Landwirtschaft – Chancen und Grenzen, Beitrag zur 63. ALVA Jahrestagung am 26. Mai in Gumpenstein, http://www.blt.bmlfuw.gv.at/vero/veroeff/1073_EnergieundRohstoffeausderLandwirtschaft.pdf
- Wörgetter M (2001): Energiekorn. Projekt Nr. 10099. BLT Wieselburg. www.dafne.at
- Wörgetter M (2000): Bioenergie für Europa - welche ist am besten geeignet? Projekt Nr. 10585. BLT Wieselburg. <http://www.josephinum.at/blt/forschung/publikationen.html>
- Wörgetter M, Lechner M, Rathbauer J (1999): Ökobilanz Biodiesel. Eine Studie der Bundesanstalt für Landtechnik, Wieselburg, im Auftrag des Bundesministeriums für Land- und Forstwirtschaft, http://co2star.eu/publications/ifeu_berichte/0435_Oekobilanz_Biodiesel_woergetter.pdf
- Strasser C, Griesmayr S, Wörgetter M (2008): Studie zur Treibhausgasrelevanz der stofflichen Nutzung von nachwachsenden Rohstoffen. Projekt Nr. 100189. BLT Wieselburg. W
- Zah R, Böni H, Gauch M, Hischer R, Lehmann M, Wäger P (2007): Ökobilanz von Energieprodukten: Ökologische Bewertung von Biotreibstoffen. Eidgenössische Materialprüfungs- und Forschungsanstalt.
- Zeddies J, Bahrs E, Schönleber N, Gamer W (2012): Globale Analyse und Abschätzung des Biomasse-Flächennutzungspotentials. Institut für Landwirtschaftliche Betriebslehre, Universität Hohenheim. <https://www.uni-hohenheim.de/i410b/download/publikationen/Globale%20Biomassepotenziale%20-%20FNR%2022003911%20Zwischenbericht%202012.pdf>
- Zittel W (2012): Shale Gas – kein Game Changer! Ludwig-Bölkow-Systemtechnik. Vortrag im Technischen Museum, Wien. http://www.eeg.tuwien.ac.at/eeg.tuwien.ac.at_pages/events/egs/pdf/egs121113_zittel.pdf
- Zittel W, Schindler J (2007): Crude Oil – The Supply Outlook, Report to the Energy Watch Group, EWG-Series No 3/2007, http://www.energywatchgroup.org/fileadmin/global/pdf/EWG_Oilreport_10-2007.pdf

9.2 Netzwerke und Kontaktadressen

Agriforeenergy, www.agriforeenergy.com

Agrinergy: EU Bioenergy Policies and their effects on rural areas and agriculture policies.

Specific Support Action FP6, <http://agrinergy.ecologic.eu/>

Arge Biokraft, <http://www.biokraft-austria.at/DE/www.biokraft-austria.at/biokraft-austria.aspx>

Austrian Energy Agency, Österreichische Energieagentur, www.energyagency.at

Biofuels GHG calculator in Excel. Imperial College London and Home Grown Cereals Authority, http://www.co2star.eu/carbon_life_cycle/carbon_life_cycle.html. The CO₂ bioenergy tool allows you to calculate greenhouse gas emissions from the production of electricity, heat and transport fuels made from biomass. This webpage of Senter Novem, <http://gave.novem.nl/gave/index.asp?id=47>

Biokraftstoffportal, <http://www.biokraftstoff-portal.de/>

Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe, Hannover, <http://www.bgr.bund.de>

Bundesministerium für Ernährung, Landwirtschaft und Verbraucherschutz (BMELV), http://www.bmelv.de/DE/Landwirtschaft/landwirtschaft_node.html

Bundesministerium für Land- und Forstwirtschaft, Umwelt und Wasserwirtschaft (BMLFUW), www.bmlfuw.gv.at/

Bundesverband BioEnergie, <http://www.bioenergie.de/>

Bundesverband Pflanzenöl Austria

Canadian Renewable Energy Network, http://www.canren.gc.ca/default_en.asp

C.A.R.M.E.N - Centrales Agrar-Rohstoff-Marketing- und Entwicklungs-Netzwerk e.V., <http://www.carmen-ev.de/>

Center of excellence for renewable energy, energy efficiency and environment, <http://www.cere.net/>

Chelveston Renewable Energy Park, <http://www.chelveston-renewable-energy.co.uk/>

Chinese Renewable Energy Industries Association, <http://www.creia.net/>

Compete homepage, www.compete-bioafrica.net

Dachverband für erneuerbare Energie (Wind-, Sonnen-, Wasserkraft und Biomasse)

Department of Energy des US-Energieministeriums, <http://energy.gov/>

Deutsche Rohstoffagentur (DERA)

European Biodiesel Board (EBB), <http://www.ebb-eu.org>

European Bioethanol Fuel Association (EBIO), <http://www.ebio.org>

ECO WORLD STYRIA, <http://umwelttechnik.or.at/>

EnergyNet, http://www.ucsus.org/clean_energy/energynet/

Environmental Protection Agency, www.epa.gov/

EUROCARE, Projekt „Nachwachsende Rohstoffe und Landnutzung (NaRoLa)“, <http://www.narola.ifw-kiel.de/das-narola-projekt>

European Wind Energy Association, www.ewea.org

- Europäische Bank für Zusammenarbeit und Entwicklung, <http://www.ebrd.com/pages/homepage.shtml>
- Europäische Umweltagentur, European Environment Agency (EEA), <http://www.eea.europa.eu/de>
- Europäisches Zentrum für erneuerbare Energie Güssing, <http://www.eee-info.net/>
- Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe (FNR), <http://www.fnr.de>
- Food and Agriculture Organization of the United Nations, http://www.fao.org/index_en.htm
- Forschungsanstalt Agroscope Reckenholz-Tänikon, www.agroscope.admin.ch/org/00275/
- ForschungsNetzwerk Biogene Kraftstoffe, <http://www.fornebik.bayern.de>
- Forum Nachhaltig Wirtschaften, <http://www.nachhaltigwirtschaften.net>
- Forum Ökologisch-Soziale Marktwirtschaft, <http://www.foes.de>
- GHG-Europe-Project, Greenhouse Gas Management in European Land Use Systems, <http://www.ghg-europe.eu>
- Global Wind Energy Council, <http://www.gwec.net>
- IEA Bioenergy, <http://www.ieabioenergy.com/Index.aspx>
- International Food Policy Research Institute, Washington DC, www.ifpri.org
- International Grains Council, <http://www.igc.int/en/Default.aspx>
- International Institute for Applied Systems Analysis, Laxenburg, <http://www.iiasa.ac.at>
- International Institute for Sustainable Development, <http://www.iisd.ca>
- International Renewable Energy Agency (IRENA), <http://www.irena.org>
- Internationale Energie-Agentur, <http://www.iea.org>
- Internationaler Währungsfonds, <http://www.imf.org>
- Internationale Agentur für Erneuerbare Energien (IRENA), <http://www.irena.org>
- Klima- und Energiefonds, <http://www.klimafonds.gv.at>
- Kompetenzzentrum für Nachwachsende Rohstoffe in Straubing, <http://www.konaro.bayern.de>
- KTBL Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft, <http://www.ktbl.de>
- Landwirtschaftskammer Österreich, <http://www.agrarnet.info/>
- Massachusetts Institute of Technology, www.mit.edu
- Organisation for Economic Co-operation and Development, www.oecd.org
- Organization of Petroleum Exporting Countries, www.opec.org
- Regionales Netzwerk für Erneuerbare Energien (RENREN), http://www.leven.lu/index.php?option=com_content&task=view&id=660&Itemid=280
- Renewable Energy - Nordic Folkecenter, <http://www.folkecenter.net/gb/>
- Renewable Energy Policy Network for the 21st Century, <http://www.ren21.net/>
- Renewable Fuels Association (RFA), www.ethanolrfa.org/
- Österreichische Energieagentur (AEA), www.energyagency.at/
- Seamless, <http://enews.nieuwskiosk.nl/jump.aspx?i=361&e=2133&u=172463&li=27065&url=http://www.seamless-ip.org>
- SENSOR: Sustainability Impact Assessment: Tools for Environmental, Social and Economic Effects of Multifunctional Land Use in European Regions, <http://enews.nieuwskiosk.nl/jump.aspx?i=361&e=2133&u=172463&li=27066&url=http://www.sensor-ip.org>

SuperEthanol, [http://www.superethanol.at/frontend/view,
php?MENUID=1&USERNAME=&TEMPID=](http://www.superethanol.at/frontend/view.php?MENUID=1&USERNAME=&TEMPID=)
 The European Biomass Association, <http://www.aebiom.org/>
 Trans-Mediterranean Renewable Energy Cooperation (TREC), <http://www.desertec.org/de/>
 US Energy Information Administration, <http://www.eia.gov/>
 World Energy, <http://www.worldenergy.net/>

9.3 Abkürzungen

Ø	Durchschnitt, durchschnittlich
~	ungefähr
ABE	Azeton-Butanol-Ethanol, Gemisch aus biotechnischer Erzeugung
AEA	Österreichische Energieagentur, www.energyagency.at/
AfA	Abschreibung für Abnutzung
AGLINK	Agricultural Linkage Model der FAO und der OECD
AGMEMOD	Agricultural Member State Modelling for the EU and Eastern European Countries
AMA	Agrarmarkt Austria, www.ama.gv.at
AMIS	Agricultural Market Information System
ART	Forschungsanstalt Agroscope Reckenholz-Tänikon, www.agroscope.admin.ch/ org/00275/
atro	absolut trocken
Barrel	Fass, 1 b = 159 Liter
BFW	Bundesforschungs- und Ausbildungszentrum für Wald, Naturgefahren und Landschaft, www.bfw.ac.at
BGR	Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe, http://www.bgr.bund.de
BHK	Blockheizkraftwerk, Kraftwerk mit KWK (erzeugt Strom und Wärme)
Bio.	Billion (10 ¹²), trillion
BMASK	Bundesministerium für Arbeit, Soziales und Konsumentenschutz
BMELV	Bundesministerium für Ernährung, Landwirtschaft und Verbraucherschutz, http://www.bmelv.de/DE/Landwirtschaft/landwirtschaft_node.html
BMLFUW	Bundesministerium für Land- und Forstwirtschaft, Umwelt und Wasserwirtschaft, Österreich, www.bmlfuw.gv.at/
BMUJF	Bundesministerium für Umwelt, Jugend und Familie
BMVIT	Bundesministerium für Verkehr, Infrastruktur und Technologie, Wien. www.bmvit.gv.at
BMUNR	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Nachwachsende Rohstoffe, www.bmu.de
BMWA	Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit, www.bmwa.gv.at
BMWFJ	Bundesministerium für Wirtschaft, Familie und Jugend, www.bmwfj.gv.at

Brd.	Billiarde (10 ¹⁵)
BTL	Biomass-to-Liquid, Biokraftstoff der 2. Generation
Btu	British thermal unit, 1 btu = 1055 J
CAP	Common Agricultural Policy, Gemeinsame Agrarpolitik der EU
CAPRI	Common Agricultural Policy Regional Impact Analysis
CAPSIM	Agricultural Policy Simulation Model
CCS	Carbon capture and storage, Kohlenstoffabspaltung und -lagerung
CCU	Carbon capture and utilisation, Kohlenstoffabspaltung und -verwertung
CDM	Clean Development Mechanism, Mechanismus für umweltverträgliche Entwicklung
CH ₄	Methan
CGH ₂	Compressed hydrogen, (mit 350 oder 700 bar) komprimierter Wasserstoff (Treibstoff)
CHP	Combined Heat and Power, Kraft-Wärme-Kopplung
CO	Kohlenmonoxyd
CO ₂	Kohlendioxyd
COP9	9. Vertragsstaatenkonferenz zur Konvention über biologische Vielfalt
CSP	Concentrated solar power, Solarkraftwerk
Ct	Eurocent, 0,01 €
DDGS	Dried Distillers Grains with Solubles, Eiweißfuttermittel
DERA	Deutsche Rohstoffagentur
DFID	UK Department for International Development
DIN	Deutsches Institut für Normung
DLR	Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V.
DOE	Department of energy des US-Energieministeriums
dt	Dezitonne, 100 kg
etc.	et cetera (lat.), „und die übrigen“
EAA	Economic Accounts of Agriculture, Landwirtschaftliche Gesamtrechnung
EBRD	Europäische Bank für Zusammenarbeit und Entwicklung, European Bank for Reconstruction and Development, http://www.ebrd.com/pages/homepage.shtml
EEG	Erneuerbare Energien-Gesetz, Energy Economics Group der Technischen Universität Wien, www.eeg.tuwien.ac.at
EEA	European Environment Agency, Europäische Umweltagentur, http://www.eea.europa.eu/de
EEX	European Energy Exchange, Leipzig, http://www.eex.com/de/EEEX
efm	Erntefestmeter; 1 efm = 1 m ³ Holz ohne Zwischenräume und ohne Rinde
EFSA	European Food Safety Authority, Europäische Behörde für Lebensmittelsicherheit, http://www.efsa.europa.eu/
EIA	U. S. Energy Information Administration, http://www.eia.gov/
EJ	Exajoule, 10 ¹⁸ J

EL	Entwicklungsländer
EP	Europäisches Parlament, http://www.europarl.europa.eu/news/de
EPIA	European Photovoltaic Industry Association;
EPA	Environmental Protection Agency der USA, www.epa.gov/
ESIM	European Simulation Model
ETBE	Ethyl-Tertiär-Butyl-Ether, Bioethanol
ETS	Emissions Trading Scheme, Emissionsrechtehandelssystem
EUFASOM/ENFA	European Non-food Agriculture model
EUFASOM	The European Forest and Agricultural Sector Optimization Model
EWEA	European Wind Energy Association, http://www.ewea.org/
EUA	European Union Allowance Unit, Emissionszertifikat der EU (für 1 t CO ₂)
EZG	Emissionszertifikategesetz
F&E	Forschung und Entwicklung
FAL	Bundesforschungsanstalt für Landwirtschaft, jetzt Johann Heinrich von Thünen-Institut, www.vti.bund.de
FAME	Fatty acid methy ester, Fettsäuremethylester
FARMIS	Farm Group Model for German Agriculture
FAO	Food and Agriculture Organization of the United Nations, http://www.fao.org/index_en.htm
FAOSTAT	FAO Statistics Division
FAPRI/CARD	Food and Agricultural Policy Research Institute / Center for Agricultural and Rural Development
FC	Fuel cell, Brennstoffzelle
FFG	Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft mbH
Fm	Festmeter = 1 Kubikmeter (m ³) fester Holzmasse (ohne Zwischenräume)
Fme	Festmeteräquivalent
FNR	Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V., www.fnr.de/
FÖS	Forum Ökologisch-Soziale Marktwirtschaft, www.foes.de/
FSME	Fettsäuremethylester (Biodiesel)
GAINS	Greenhouse Gas and Air Pollution Interactions and Synergies Network, http://www.climateplanning.org/tools/ghg-air-pollution-interactions-and-synergies-gains
GAP	Gemeinsame Agrarpolitik der EU, http://ec.europa.eu/agriculture/index_de.htm
GDP	Gross Domestic Production, Bruttoinlandsprodukt
Gha	GigaHektar, Mrd. ha
GHG	Greenhouse gases, Treibhausgase
GIS	Geographisches Informationssystem
GJ	Gigajoule, 1 GJ = 10 ⁹ J = 23,9 t RÖE = 277,78 kWh
GTL	Gas to liquid, Umwandlung von Gas zu flüssigen Energieträgern
H ₂	Wasserstoff

ha	Hektar, (100 m) * (100 m) = 10.000 m ²
hl	Hektoliter, 100 l
HGÜ	Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung, High Voltage Direct Current (HVDC)
IEA	International Energy Agency, http://www.iea.org/
IFPRI	International Food Policy Research Institute, Washington DC, www.ifpri.org
IGC	International Grains Council, Sekretariat der International Grains Convention; http://www.igc.int/en/Default.aspx
IIASA	International Institute for Applied Systems Analysis, www.iiasa.ac.at
IISD	International Institute for Sustainable Development, http://www.iisd.ca
iMAP	Integrated Modelling Platform for Agro-economic Commodity and Policy Analysis
IMF	International Monetary Fund, Internationaler Währungsfonds, www.imf.org/
IRENA	Internationale Agentur für Erneuerbare Energien, http://www.irena.org/
J	Joule
JBZ	Robert Jungk Bibliothek für Zukunftsfragen, http://www.jungk-bibliothek.at/
JI	Joint Implementation, Gemeinsame Umsetzung
JODI	Joint Organisations Data Initiative von IEA, OPEC und Eurostat, http://www.jodidata.org/
KTBL	Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft e. V., www.ktbl.de/
KWh	Kilowattstunde (103 Wh); 1 KWh = 3,6 MJ
KWK	Kraft-Wärme Kopplung (Anlagen dieser Art erzeugen Elektrizität und Wärme)
KWp	Kilowatt Peak (maximale Leistung)
LE 07-13	Österreichisches Programm für die Entwicklung des ländlichen Raumes 2007-2013
LIFDC	Low income food deficient countries, arme, nahrungsknappe Länder
LNG	Liquefied natural gas, Flüssiggas, verflüssigtes Erdgas
LPG	Liquefied petroleum gas, Low pressure gas, verflüssigtes Petroleum Gas (Propan, Butan)
m ³	Kubikmeter
M85	Mischung aus 85 % Methanol und 15 % Benzin
mb/d	Mio. Fass (barrel) pro Tag
Mio.	Million (10 ⁶)
MIT	Massachusetts Institute of Technology
Mha	Millionen Hektar
Mio.	Million (10 ⁶)
MJ	Megajoule (10 ⁶ J), 1 MJ=0,27778 KWh
MPa	MegaPascal, 1 MPa = 10,2 at (atmosphärischer Druck)
Mrd.	Milliarde (10 ⁹), billion
MSW	Municipal solid waste, fester Abfall, Hausmüll
Mt	Millionen Tonnen
MTBE	Methyl Tertiary Butyl Ester

MtOE	Million tons of oil equivalent, 1 MtOE = 41,869 PJ
NAWAROS	Nachwachsende Rohstoffe
NEMESIS	New Econometric Model for Environmental and Sustainable development and Implementation Strategies
NG	Natural gas, Erdgas
NGL	Natural gas liquid, Erdgaskondensat, verflüssigtes Erdgas
NGO	Non-Governmental Organisations, Nicht-Regierungs-Organisationen
NOx	Stickoxyde, NO ₂ = Lachgas
NUTS	Nomenclature of Units for Territorial Statistics (Gebietseinheit)
O ₂	Sauerstoff
OE	Oil Equivalent, Rohöläquivalent, 1 kg OE=41,868 MJ
OECD	Organisation for Economic Co-operation and Development
OPEC	Organization of Petroleum Exporting Countries
ÖBMV	Österreichischer Biomasseverband, www.Biomasseverband.at
ÖMAG	Abwicklungsstelle für Ökostrom, www.oem-ag.at
ÖSG	Ökostromgesetz
ÖSTRAT	Österreichische Strategie Nachhaltige Entwicklung
p.a.	per annum, pro Jahr
PJ	Petajoule (10 ¹⁵ J), 23.900 t RÖE
Pkw	Personenkraftwagen
POLES	Prospective Outlook on Long-term Energy Systems
PV	Photovoltaik
RME	Rapsmethylester, Biodiesel
RÖ	Republik Österreich
RÖE	Rohöläquivalent, 1 kg RÖE=41,868 MJ
PRIMES	Partial Equilibrium Model for the European Energy System
RAINS	Regional Air Pollution Information and Simulation
RAUMIS	Regionalised agricultural sector model of Germany
RFA	Renewable Fuels Association
SEAMLESS	System for Environmental and Agricultural Modelling; Linking European Science and Society
SENSOR	Sustainability Impact Assessment: Tools for Environmental, Social and Economic Effects of Multifunctional Land Use in European Regions
SOFI	The State of Food Insecurity in the World in (year), Berichte der FAO über die Ernährungsunsicherheit in der Welt
Srm	Schüttraummeter: 1 m ³ geschichteter Holzscheite einschließlich Zwischenräume = 0,1639344 t atro (absolut trocken)
SRU	Sachverständigenrat für Umweltfragen, Deutschland, http://www.umweltrat.de/DE/DerSachverstaendigenratFuerUmweltfragen/dersachverstaendigenratfuerumweltfragen_node.html
TM	Trockenmasse

TFZ	Straubinger Technologie- und Förderzentrum, http://www.tfz. B.ayern.de/
TIMER	Targets Image Energy Regional Model
TJ	Terajoule (10 ¹² J)
TPES	Total primary energy supply, Angebot an Primärenergie
Trio.	Trillion (10 ¹⁸)
TREMOVE	Transport and Emissions Simulation Model
TS	Trockensubstanz, Trockenmasse
TU	Technische Universität
TWh	Terawattstunden, 10 ¹² Wh
UN	United Nations, Vereinte Nationen
UNEP	United Nations Environment Programme
UNFCCC	United Nations Framework Convention on Climate Change, http://unfccc.int/essential_background/items/6031.php
UNIDO	UN Industrial Development Organization
Vfm	Vorratsfestmeter (siehe Glossar)
WBGU	Wissenschaftlicher Beirat der Bundesregierung Globale Umweltveränderungen, Deutschland, www.wbgu.de
Wh	Wattstunde, 3.600 J
WIFO	Österreichisches Institut für Wirtschaftsforschung, Wien, www.wifo.ac.at

9.4 Glossar

In der Kraftstoffverordnung RÖ (2012a) sind die mit „“ gekennzeichnete Begriffe wie folgt definiert:

„Biomasse“ ist der biologisch abbaubare Teil von Erzeugnissen, Abfällen und Reststoffen der Landwirtschaft mit biologischem Ursprung (einschließlich pflanzlicher und tierischer Stoffe), der Forstwirtschaft und damit verbundener Wirtschaftszweige einschließlich der Fischerei und der Aquakultur sowie der biologisch abbaubare Teil von Abfällen aus Industrie und Haushalten.

Biodiesel: Methylester von der Qualität von Dieselmotoren, der aus pflanzlichen Ölen oder tierischen Fetten gewonnen und als Biokraftstoff verwendet wird.

„Andere erneuerbare Kraftstoffe“ sind Kraftstoffe, die – ohne Biokraftstoffe zu sein – aus erneuerbaren, nicht fossilen Energiequellen (z. B. Wind, Sonne, Biomasse, Erdwärme, Wellen- und Gezeitenenergie oder Wasserkraft) stammen und zum Betrieb von Fahrzeugmotoren bestimmt sind.

„Biokraftstoffe“ sind flüssige oder gasförmige Kraftstoffe für den Verkehr, die aus Biomasse hergestellt werden. Unter den Begriff „Biokraftstoffe“ fallen insbesondere nachfolgende Erzeugnisse, sofern diese als Kraftstoff oder Kraftstoffbestandteil zum Betrieb von Fahrzeugverbrennungsmotoren verwendet werden:

- „Bioethanol“ ist ein aus Biomasse hergestellter unvergällter Ethanol mit einem Alkoholanteil von mindestens 99 % v/v.
- „Fettsäuremethylester“ (FAME, Biodiesel) ist ein aus pflanzlichen oder tierischen Ölen oder Fetten hergestellter Methylester.
- „Biomethan“ ist ein aus Biomasse mittels Pyrolyse oder Gärung hergestelltes und auf Erdgasqualität aufgereinigtes Biogas.
- „Biomethanol“ ist ein aus Biomasse hergestellter Methanol.
- „Biodimethylether“ ist ein aus Biomasse hergestellter Dimethylether.
- „Bio-ETBE“ (Ethyl-Tertiär-Butylether) ist ein auf der Grundlage von Bioethanol hergestellter ETBE mit einem auf den Energiegehalt bezogenen anrechenbaren Anteil aus erneuerbarer Energie von 37 %.
- „Bio-MTBE“ (Methyl-Tertiär-Butylether) ist ein auf der Grundlage von Biomethanol hergestellter MTBE mit einem auf den Energiegehalt bezogenen anrechenbaren Anteil aus erneuerbarer Energie von 22 %.
- „Synthetische Biokraftstoffe“ sind aus Biomasse in industriellen Verfahren gewonnene Kohlenwasserstoffe oder Kohlenwasserstoffgemische.
- „Biowasserstoff“ ist ein aus Biomasse hergestellter Wasserstoff.
- „Reines Pflanzenöl“ ist ein durch Auspressen, Extraktion oder vergleichbare Verfahren aus Ölsaaten gewonnenes, chemisch unverändertes Öl in roher oder raffinierter Form.
- „Superethanol E 85“ sind in einem Steuerlager gemäß § 25 Abs. 2 des Mineralölsteuergesetzes 1995, BGBl. Nr. 630/1994, in der Fassung des Bundesgesetzes BGBl. I Nr. 111/2010, hergestellte Gemische, die im Zeitraum vom 1. Oktober bis zum 31. März (Winterhalbjahr) einen Gehalt an Bioethanol von mindestens 65 % und höchstens 75 % v/v und im Zeitraum vom 1. April bis zum 30. September (Sommerhalbjahr) von mindestens 75 % und höchstens 85 % v/v aufweisen.
- „Hydrierte pflanzliche oder tierische Öle“ (Hydrotreated Vegetable Oil – HVO) sind in Hydrieranlagen bzw. in Co-Hydrieranlagen aus pflanzlichen oder tierischen Ölen oder Fetten hergestellte Kohlenwasserstoffe.
- „Lebenszyklustreibhausgasemissionen“ sind sämtliche CO₂-, CH₄- und N₂O-Nettoemissionen, die dem Kraftstoff (einschließlich aller beigemischten Bestandteile) oder dem Energieträger zugeordnet werden können. Dies umfasst alle relevanten Phasen von der Gewinnung, dem Anbau, einschließlich Landnutzungsänderungen, dem Transport und dem Vertrieb bis zur Verarbeitung und Verbrennung, unabhängig vom Ort, an dem die Emissionen auftreten.
- „Treibhausgasemissionen pro Energieeinheit“ sind die Gesamtmasse der kraftstoff- oder energieträgerbedingten Treibhausgasemissionen in CO₂-Äquivalent, geteilt durch den Gesamtenergiegehalt des Kraftstoffs oder des Energieträgers (für Kraftstoffe ausgedrückt als „unterer Heizwert“).
- „Energiegehalt“ bezeichnet den unteren Heizwert eines Kraftstoffs, der für den Wirkungsbereich dieser Verordnung in Anhang IX angegeben ist.

„Biogas“ ist ein aus Biomasse und/oder aus biologisch abbaubaren Teilen von Abfällen mittels Pyrolyse oder Gärung hergestelltes Gas.

„Biomethan“ ist ein aus Biomasse mittels Pyrolyse oder Gärung hergestelltes und auf Erdgasqualität aufgereinigtes Biogas.

„Biodimethylether“ ist ein aus Biomasse hergestellter Dimethylether.

„Bio-ETBE (Ethyl-Tertiär-Butylether)“ ist ein auf der Grundlage von Bioethanol hergestellter ETBE mit einem anrechenbaren Biokraftstoffvolumenanteil von 37 %.

„Bio-MTBE (Methyl-Tertiär-Butylether)“ ist ein auf der Grundlage von Biomethanol hergestellter MTBE mit einem anrechenbaren Biokraftstoffvolumenanteil von 22 %.

„Synthetische Biokraftstoffe“ sind aus Biomasse gewonnene synthetische Kohlenwasserstoffe oder synthetische Kohlenwasserstoffgemische.

„Biowasserstoff“ ist ein aus Biomasse und/oder biologisch abbaubaren Teilen von Abfällen hergestellter Wasserstoff.

„Reines Pflanzenöl“ ist ein durch Auspressen, Extraktion oder vergleichbare Verfahren aus Ölsaaten gewonnenes, chemisch unverändertes Öl in roher oder raffinierter Form.

Endenergie: Die vom Verbraucher nach Umwandlungs- und Transportverlusten bezogene Energie wird als Endenergie bezeichnet, z. B. das Heizöl im Tank oder der Strom, der aus der Steckdose entnommen werden kann. Laut EK (2008, S. 24) wird Endenergie definiert durch „Energieprodukte, die der verarbeitenden Industrie, dem Verkehrssektor, Haushalten, dem Dienstleistungssektor sowie der Land-, Forst- und Fischereiwirtschaft zu energetischen Zwecken geliefert werden, einschließlich des durch die Energiewirtschaft für die Strom- und Wärmeerzeugung entstehenden Strom- und Wärmeverbrauchs und einschließlich der bei der Verteilung auftretenden Strom- und Wärmeverluste“.

Energiebedarf bezeichnet eine theoretisch berechnete Energiemenge, die pro Jahr z. B. zum Heizen eines Hauses benötigt wird.

Energieeffizienz: das Verhältnis von Ertrag an Leistung, Dienstleistungen, Waren oder Energie zu Energieeinsatz

Energiepflanze: Pflanze, die sich besonders gut für die energetische Nutzung eignet und die mit dem Hauptziel der technischen Energienutzung angebaut wird. Die Energie wird üblicherweise thermisch, also durch Verbrennung, aus dem festen oder flüssigen Pflanzenprodukt gewonnen (<http://de.wikipedia.org/wiki/Energiepflanze>).

Erneuerbare Energieträger, auch regenerierbare Energieträger genannt, sind Energieträger oder -quellen, die sich ständig erneuern oder nachwachsen und damit - nach menschlichem Ermessen - unerschöpflich sind z. B. Biomasse, Windenergie, Wasserkraft, Sonnenenergie, Erdwärme (Geothermie) und Gezeitenenergie (Gigler und Knoflacher 2005).

Fossile Energieträger umfassen im Laufe der Erdgeschichte in geologischen Zeitperioden kumulierte und konservierte Kohlenstoffe und Kohlenwasserstoffe (biogene fossile Energieträger) sowie Uranlagerstätten und Vorräte an Kernfusionsausgangsstoffen.

Nachwachsende Rohstoffe: Sammelbegriff für land- und forstwirtschaftlich erzeugte Rohstoffe wie z. B. Holz, Flachs, Raps, Zuckerstoffe und Stärke aus Rüben, Kartoffeln oder Mais, die nach der Aufbereitung einer weiteren technischen oder energetischen Anwendung zugeführt werden können. Auch tierische Rohstoffe wie z. B. Wolle und Leder lassen sich im weitesten Sinne zu dieser Kategorie zählen (Gigler und Knoflacher 2005).

Vorratsfestmeter (VFM) ist die Bezeichnung für das Volumen (m^3) der auf dem Stock (d. h. im Wald) stehenden festen Holzmasse über 7 cm Durchmesser (Derbholz ohne Astholz, Feinäste, Zweige, Nadeln, Blätter, etc.).

Impressum:

Schriftenreihe Nr. 106

Eigentümer, Herausgeber, Verlag:

AWI - Bundesanstalt für Agrarwirtschaft

1030 Wien, Marxergasse 2

E-mail: office@awi.bmlfuw.gv.at

Web: www.awi.bmlfuw.gv.at

Gestaltung: [frey:grafik](http://www.freygrafik.at), Wien. www.freygrafik.at

Für den Inhalt verantwortlich: Karl Ortner

Titelbild: picture alliance

Lektorat: Erika Quendler

Layout: Martina Wimmer

Druck: Bundesanstalt für Agrarwirtschaft

Copyright © 2013 by AWI - Bundesanstalt für Agrarwirtschaft, Wien

Alle Rechte vorbehalten.

Nachdruck, Vervielfältigung - auch auszugsweise -

nur nach Zustimmung und mit Quellenangabe

ISBN: 978-3-901338-33-5







Zu Beginn des 21. Jahrhunderts steht die Welt vor riesigen Herausforderungen bei der Energieversorgung. Das Energiesystem muss umgebaut werden, um die Ansprüche einer wachsenden Bevölkerung bei knapper werdenden Ressourcen zu erfüllen und den Klimawandel positiv zu beeinflussen. Der Um- und Ausbau soll daher auf Basis von erneuerbaren Energieträgern erfolgen, die in Konkurrenz zu fossilen Energieträgern stehen und auf dem freien Markt nur teilweise wettbewerbsfähig sind.

Die vorliegende Studie zeigt auf, wie umfangreich und wettbewerbsfähig verschiedene Energiequellen und ihre Verwendung sind und welche Erwartungen an sie geknüpft werden. Dabei geht es einerseits um technische Neuerungen und Fortschritte, Forschung und Entwicklung, die erneuerbare Energien rentabler machen sollen, andererseits um politische Maßnahmen, die ihnen zum Durchbruch verhelfen sollen.

