

Ökologisch optimierter Ausbau der Nutzung erneuerbarer Energien

Forschungsvorhaben im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt,
Naturschutz und Reaktorsicherheit
FKZ 901 41 803

1. Zwischenbericht

DLR-Institut für Technische Thermodynamik,
Abteilung Systemanalyse und Technikbewertung, Stuttgart
Wolfram Krewitt, Joachim Nitsch

Institut für Energie- und Umweltforschung, Heidelberg
Martin Pehnt, Guido Reinhardt

Wuppertal Institut für Klima, Umwelt und Energie, Wuppertal
Manfred Fishedick, Dirk Wolters, Matthias Abele, Niko Supersberger

1	EINLEITUNG UND ZIELSETZUNG	1
2	NACHHALTIGKEITSDEFIZITE UND –ZIELE IN DER ENERGIEVERSORGUNG.....	3
2.1	Anforderungen an eine nachhaltige Energieversorgung	4
2.2	Nachhaltigkeitsdefizite der heutigen Energieversorgung.....	5
2.3	Ableitung von Nachhaltigkeitsindikatoren unter besonderer Berücksichtigung eines verstärkten Ausbaus erneuerbarer Energien	7
2.3.1	Anforderungen an Nachhaltigkeitsindikatoren	7
2.3.2	Vorgehensweise zur Ermittlung geeigneter Indikatoren	8
2.3.3	Zusammenstellung von Schlüsselindikatoren und Zielwerten für die „etablierten“ Problemfelder.....	9
2.3.4	Ableitung von Indikatoren, die spezifische Problembereiche erneuerbarer Energien abdecken	16
2.3.4.1	Beispiel Windenergienutzung	17
2.3.4.1.1	Beeinträchtigung des Landschaftsbildes	17
2.3.4.1.2	Auswirkungen auf die Vogelwelt (Avifauna).....	19
2.3.4.1.3	Auswirkungen auf die Pflanzenwelt.....	20
2.3.4.1.4	Großflächige Ziele des Arten- und Biotopschutzes	20
2.3.4.1.5	Geräuschemissionen, Schattenwurf und Lichtreflexe.....	20
2.3.4.1.6	Ansätze zur Berücksichtigung in einer systemanalytischen Bewertung	21
3	EINZELTECHNOLOGISCHE BESCHREIBUNG – METHODIK UND DATENVERFÜGBARKEIT	23
3.1	Einzeltechnologische Bewertung: Vorgehensweise der Studie.....	23
3.1.1	Vorgehensweise bei der einzeltechnologischen Bewertung	23
3.1.2	Dynamisierte ökologische Bilanzierung der Technologien (Beispiel Photovoltaik)	26
3.2	Datenverfügbarkeit für Ökobilanzen von Einzeltechnologien	27
3.3	Datenverfügbarkeit für die technologiebezogenen/lokalen Problemfelder	30
4	HEMNMISSE UND RAHMENBEDINGUNGEN	31
4.1	Stand der Hemmnisanalyse	31
4.1.1	Allgemeine Hemmniskategorien	31
4.1.2	Einzeltechnologische Hemmnisse	33
4.1.2.1	Windenergie.....	33
4.1.2.2	Photovoltaik	35

4.1.2.3	Solarthermie.....	36
4.1.2.4	Biogas	36
4.1.2.5	Biomasse.....	37
4.2	Wirksamkeit bisheriger Maßnahmen zum Hemmnisabbau	39
4.3	Detalldiskussion ausgewählter Barrieren gegenüber einer Ausweitung der Nutzung erneuerbarer Energien.....	41
4.3.1	Nutzung auf See schafft neue Probleme: offshore-Windnutzung	41
4.3.2	(Langfristig) Sichere Rahmenbedingungen sind erforderlich: stop und go des 100.000 Dächerprogramms im Jahr 2000 darf nicht Schule machen.....	42
4.3.3	Weiter Widerstände der Netzbetreiber beim Anschluss von Anlagen....	45
4.3.4	Fehlende Normen/Definitionen	46
4.3.5	Europa nimmt zunehmend Einfluss - unterschiedliche Botschaften verwirren	46
4.3.6	Suboptimale Biomassenutzung in Kondensationskraftwerken schränkt effiziente Nutzung der Biomassepotentiale ein.....	48
4.3.7	Ertüchtigung von großen Wasserkraftwerken fehlt Unterstützung.....	51
4.3.8	Regionale Nutzung der Potentiale scheitert an Logistik: Das Problem liegt in der Umsetzung vor Ort.....	52
4.3.9	Ökostromabsatz kommt nicht richtig in Fahrt.....	55
4.3.10	Informationsdefizite für Akteure auf den Exportmärkten	56
4.3.11	Zunehmender Engpass qualifizierte Arbeitskräfte	57
4.3.12	Stiefkind: Wärmebereitstellung aus erneuerbaren Energien – Quote nicht umsetzbar?	58
4.4	Resultierende Anforderungen an die Förderung erneuerbarer Energien.....	58
5	AUSBLICK AUF DEN NÄCHSTEN BERICHTSZEITRAUM	60

1 Einleitung und Zielsetzung

In Gesellschaft und Politik besteht ein weitgehender Konsens über die Notwendigkeit einer verstärkten Nutzung erneuerbarer Energien (EE) um das Leitbild einer nachhaltigen Entwicklung im Energiebereich umsetzen zu können. Die Etablierung des Erneuerbare Energie-Gesetzes (EEG) und die Zielsetzung einer Verdopplung des Beitrags von erneuerbaren Energien bis zum Jahr 2010 sowohl auf nationaler als auch auf europäischer Ebene unterstreichen die Bedeutung, die den erneuerbaren Energien bei der Lösung anstehender umwelt- und energiepolitischer Probleme beigemessen wird. Die heute angestrebte Verdopplung der EE wird jedoch nur als Einstieg in die notwendige Nutzung von EE angesehen. Die angestrebten Klimaschutzziele erfordern, dass EE längerfristig zur Hauptenergiequelle der Energieversorgung werden. Das BMU hält es dementsprechend für erforderlich, dass ab dem Jahr 2010 der Anteil erneuerbarer Energien in Deutschland pro Dekade um ca. 10 % steigt, und dass die erneuerbaren Energien ab 2050 zur dominierenden Energiequelle werden..

Den ökologischen Entlastungswirkungen eines Ausbaus EE hinsichtlich der Schonung fossiler Energieressourcen oder der Verringerung von Treibhausgasen stehen jedoch auch umweltbelastende Auswirkungen gegenüber. Während heute vor allem regionale und globale Umweltprobleme (Treibhauseffekt, Versauerung) im Mittelpunkt energie- und umweltpolitischer Überlegungen stehen, sind durch den dezentralen Charakter von EE-Technologien auch deren Einwirkungen auf lokale Ökosysteme von Bedeutung. Problematisch ist, dass solche lokalen Einwirkungen in den gängigen Ansätzen zur Systemanalyse und Technikbewertung (z.B. Ökobilanzen, „integrated assessment“ Modelle) nicht oder nur unzureichend berücksichtigt werden. Dies liegt zum Teil daran, dass die Art und Qualität der Einwirkungen nicht nur von den technischen Kenngrößen einzelner Technologien, sondern vor allem von den lokalen Bedingungen an einem bestimmten Standort abhängen. Die jeweiligen Auswirkungen sind standortspezifisch und damit nur schwer zu verallgemeinern. Dies macht die Berücksichtigung von Eingriffen in lokale Ökosysteme bei der Bewertung von Energieszenarien besonders schwierig.

Gerade vor dem Hintergrund der ehrgeizigen Ausbauziele für EE ist aber eine umfassende Bewertung von Handlungsalternativen unbedingt notwendig. Ein verstärkter Ausbau von EE ist nur dann sinnvoll, wenn er allen relevanten Kriterien einer ökologischen Energieversorgung möglichst weitgehend gerecht wird. Ziel des Vorhabens ist es daher, Methodik und Datengrundlage für eine umfassende Bewertung sowohl von Einzeltechnologien als auch von Szenarien für den Ausbau von EE zur Verfügung zu stellen. Mit den aus der Szenarioanalyse gewonnenen Erkenntnissen werden die Rahmenbedingungen diskutiert, die in Deutschland und der Europäischen Union erforderlich sind, um einen ökologisch optimierten Ausbau von EE abzusichern.

Um dieses Ziel zu erreichen, sind Arbeiten in den folgenden vier Teilbereichen erforderlich:

- **Teil A: Nachhaltigkeitsdefizite und –ziele in der Energieversorgung**
Anforderungen an eine nachhaltige Energieversorgung; Identifizierung von Nachhaltigkeitsdefiziten und Zielkonflikten; Zusammenstellung geeigneter Nachhaltigkeitsindikatoren, mit denen sich EE-Technologien, ihre jeweiligen Potenziale und ihre Nutzung bewerten lassen.
- **Teil B: Einzeltechnologische Beschreibung**
Beschreibung relevanter EE-Technologien zur Strom- und Wärmeerzeugung: bisherige Entwicklung und heutiger Status; technische und ökonomische Entwicklungspotenziale; technisch-strukturelle Nutzungspotenziale; Erstellen von Ökobilanzen.
- **Teil C: Gesamtbewertung der Einzeltechnologien und Charakterisierung von EE-Ausbauszenarien bis 2030 und 2050**

Zusammenfassung der ökologischen und ökonomischen Kenndaten sowie der Potenzialangaben der betrachteten Technologien und Bewertung; Anforderungen an den Ausbau erneuerbarer Energien aus gesamtsystemarer Sicht; vergleichende Darstellung und ökologische Einstufung verschiedener EE-Ausbauszenarien; Ableitung eines „optimierten Ausbaus“

- **Teil D: Einordnung des EE-Ausbaus in die gesamte Energieversorgung und Umsetzungsstrategien**

Bedeutung von EE im gesamten Energiesystem Deutschland und im europäischen Umfeld; Diskussion der Rahmenbedingungen und möglicher Instrumente; Ableitung wirkungsvoller Maßnahmenbündel.

Die Schwerpunkte der Arbeiten im ersten Berichtszeitraum (1. Juni bis 15. November 2001) lagen in den Bereichen A (Identifizierung von Nachhaltigkeitsdefiziten und Zielkonflikten; Vorauswahl von geeigneten Nachhaltigkeitsindikatoren), B (methodische Vorgehensweise zur Harmonisierung und Fortschreibung von Ökobilanzdaten) und D (erste Hemmnisanalyse). Die Ergebnisse sind in den folgenden Kapiteln zusammengefasst.

2 Nachhaltigkeitsdefizite und –ziele in der Energieversorgung

(Wolfram Krewitt, Joachim Nitsch)

Es ist ausdrücklich nicht das Ziel dieses Vorhabens, den vielen bereits vorliegenden Arbeiten ein weiteres theoretisches Konzept für eine nachhaltige Entwicklung im Energiebereich hinzuzufügen. Vielmehr wird versucht, auf den vorliegenden Arbeiten aufbauend Ansätze zur Bewertung der Nachhaltigkeit im Energiebereich weiter zu konkretisieren und unter Umständen im Sinne der Anwendbarkeit pragmatisch zu vereinfachen. Neue weiterführende Arbeiten sind allerdings notwendig, um für spezifische Problemfelder, die für die Nutzung von EE-Technologien im Hinblick auf Naturschutzbelange relevant sind, den Bedarf an zusätzlichen Indikatoren zu identifizieren, geeignete Indikatoren zu entwickeln, und – so weit wie möglich – entsprechende Zielwerte abzuleiten.

Der Idee der in diesem Projekt angestrebten „ökologischen Optimierung“ eines Ausbaus erneuerbarer Energien liegen die Vorstellungen von Daly [Daly 1992] zu Grunde. Wichtige Aspekte einer nachhaltigen Entwicklung sind nach Daly (Abbildung 2.1)

- die *Skalierung*, also die absolute Beschränktheit zur Verfügung stehender Ressourcen für ökonomische Aktivitäten,
- die *Distribution*, also die Verteilung von Ressourcen zwischen und innerhalb der Generationen, und
- die *Allokation*, also die effiziente Allokation von Angebot und Nachfrage auf Märkten

Notwendige Voraussetzung für eine ökologische Optimierung ist dementsprechend zunächst die Festlegung der ökologischen Grenzen, innerhalb derer sich eine zukünftige Entwicklung abspielen darf. Durch die Festlegung von Zielen für verschiedene Umweltbereiche ist eine Verrechnung zwischen Stoffen und Umweltmedien nur noch innerhalb fester Grenzen möglich.

Grundlage für die Nachhaltigkeitsanalyse ist zunächst das in dem HGF-Projekt „Global zukunftsfähige Entwicklung – Perspektiven für Deutschland“ erarbeitete „integrative Konzept einer nachhaltigen Entwicklung“ [Jörissen et al. 1999; Kopfmüller et al. 2001]. Dieses Konzept basiert auf einer umfassenden Auseinandersetzung mit der Nachhaltigkeitsdiskussion auf nationaler und internationaler Ebene. Im Rahmen des HGF-Projekts wurde dieses Konzept bereits für den Energiebereich weiter konkretisiert [Nitsch et al. 2001].

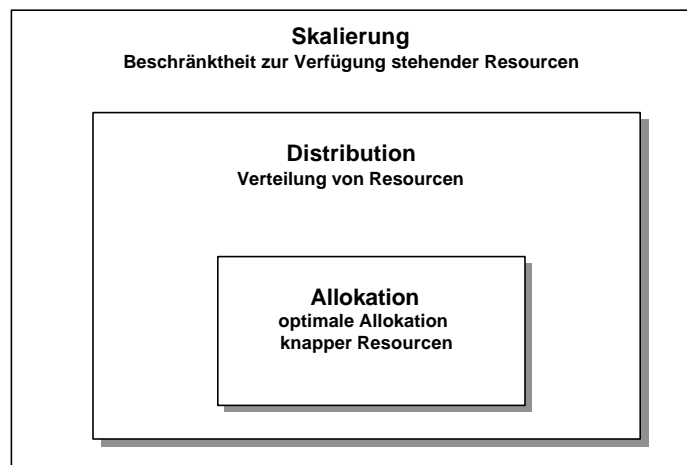


Abbildung 2.1: Aspekte einer nachhaltigen Entwicklung nach [Daly 1992]

2.1 Anforderungen an eine nachhaltige Energieversorgung

Die Anforderungen an eine nachhaltige Energieversorgung lassen sich aus übergeordneten Nachhaltigkeitszielen ableiten. In Tabelle 2.1 sind allgemeine Nachhaltigkeitsziele dargestellt, die im Rahmen des oben genannten HGF-Projekts aus dem normativen Postulat der intra- und intergenerativen Gerechtigkeit abgeleitet wurden [Jörissen et al. 1999]. Nachhaltigkeitsziele mit direkter Relevanz für den Energiebereich sind kursiv hervorgehoben.

Tabelle 2.1: Globale Nachhaltigkeitsziele [Jörissen et al. 1999]

Ziele	Sicherung der menschlichen Existenz	Erhaltung des gesellschaftlichen Produktivpotenzials	Bewahrung der Entwicklungs- und Handlungsmöglichkeiten
Regeln	<ul style="list-style-type: none"> - <i>Gewährleistung der Grundversorgung</i> - <i>Schutz der menschlichen Gesundheit</i> - Selbständige Existenzsicherung - <i>Gerechte Verteilung der Umweltnutzungsmöglichkeiten</i> - Ausgleich extremer Einkommens- und Vermögensunterschiede 	<ul style="list-style-type: none"> - <i>Nachhaltige Nutzung erneuerbarer Ressourcen</i> - <i>Nachhaltige Nutzung nicht-erneuerbarer Ressourcen</i> - <i>Nachhaltige Nutzung der Umwelt als Senke</i> - <i>Vermeidung unvertretbarer technischer Risiken</i> - Nachhaltige Entwicklung des Sach-, Human- und Wissenskapitals 	<ul style="list-style-type: none"> - Chancengleichheit im Hinblick auf Bildung, Beruf, Information - <i>Partizipation an gesellschaftlichen Entscheidungsprozessen</i> - Erhaltung des kulturellen Erbes und der kulturellen Vielfalt - <i>Erhaltung der kulturellen Funktion der Natur</i> - Erhaltung der sozialen Ressource

Aus diesen allgemeinen Nachhaltigkeitszielen lassen sich folgende Leitlinien für eine nachhaltige Energieversorgung ableiten [Kopfmüller 2001; Nitsch et al. 2001]:

- *Gewährleistung der Grundversorgung*
Die zur Befriedigung von nachhaltigkeitskompatiblen Bedürfnissen erforderliche Energie muss dauerhaft, in ausreichender Menge und zeitlich und räumlich bedarfsgerecht zur Verfügung stehen. Energiedienstleistungen sollen dabei zu vertretbaren gesamtwirtschaftlichen Kosten bereitgestellt werden, wobei auch soziale und ökologische Folgekosten (externe Kosten) berücksichtigt werden müssen.
- *Schutz der menschlichen Gesundheit*
Gefahren für die menschliche Gesundheit, etwa durch die Akkumulation problematischer Schadstoffe, sind zu vermeiden.
- *Gerechte Verteilung der Umweltnutzungsmöglichkeiten*
Für alle Menschen sind vergleichbare Chancen des Zugangs zu Energieressourcen bzw. –dienstleistungen zu gewährleisten. Die Gestaltung der Energiesysteme auf der internationalen Ebene soll Destabilisierungstendenzen und etwa durch den Mangel an Ressourcen bedingte Konfliktpotentiale vermeiden und die friedliche Kooperation der Staaten fördern.
- *Nachhaltige Nutzung erneuerbarer und nicht-erneuerbarer Ressourcen*
Kommenden Generationen sind die Nutzungsoptionen für die verschiedenen Energieressourcen offen zu halten oder es müssen vergleichbare Optionen der Bereitstellung von Energiedienstleistungen geschaffen werden. Neben den Energieressourcen selbst muss dies auch für nichtenergetische Ressourcen gelten, die im Zusammenhang mit der Förderung, Umwandlung und Nutzung von Energie verbraucht werden.

- *Nachhaltige Nutzung der Umwelt als Senke*
Die Regenerations- und Anpassungsfähigkeiten natürlichen Systeme dürfen durch energiebedingte Emissionen nicht überschritten werden.
- *Vermeidung unvermeidbarer technischer Risiken*
Unvermeidbare Risiken bei der Energieerzeugung sind zu minimieren sowie in ihrer räumlichen und zeitlichen Ausdehnung zu begrenzen. Hierbei sind auch fehlerhaftes Verhalten, unsachgemäße Handhabung oder mutwillige Zerstörung zu berücksichtigen.
- *Partizipation an gesellschaftlichen Entscheidungsprozessen*
Bei der Gestaltung von Energieversorgungssystemen ist zu gewährleisten, dass allen Betroffenen die Teilhabe an den jeweiligen Entscheidungsprozessen möglich ist. Die Handlungs- und Gestaltungsspielräume von wirtschaftlichen Akteuren bzw. von Gemeinwesen dürfen durch diese Systeme nicht eingengt werden, sondern sind möglichst zu erweitern.
- *Erhaltung der kulturellen Funktion der Natur*
Die Funktion sowie besonders charakteristische Eigenarten und die Schönheit von Kultur- und Naturlandschaften bzw. –landschaftsteilen sind zu erhalten.

Diese Anforderungen an eine nachhaltige Energieversorgung werden als solche weitgehend akzeptiert. Für eine Bewertung einzelner Technologien oder von Szenarien für eine zukünftige Energieversorgung bedarf es jedoch einer weiteren Konkretisierung durch entsprechende Zielvorgaben und Messgrößen (siehe dazu Kapitel 2.3).

2.2 Nachhaltigkeitsdefizite der heutigen Energieversorgung

Aus den genannten Nachhaltigkeitsanforderungen lassen sich zunächst auch ohne detaillierte Analyse die aus heutiger Sicht dringendsten Nachhaltigkeitsdefizite der Energieversorgung ableiten:

- Der anthropogene Treibhauseffekt wird vor allem durch die Nutzung fossiler Energieträger verursacht. Auch wenn die Festlegung international abgestimmter Reduktionsziele für CO₂-Emissionen nur schleppend vorankommt, so wird die Notwendigkeit einer Verminderung von Treibhausgasemissionen doch weitgehend als vordringlich anerkannt. Die Vermeidung von CO₂-Emissionen ist ein vorrangiges Ziel sowohl der deutschen als auch der europäischen Energiepolitik, es ist jedoch nach wie vor nicht absehbar, dass vereinbarte Minderungsziele tatsächlich erreicht werden.
- Als zweiter Problembereich rückt seit einiger Zeit wieder die Verknappung und Verteuerung der Reserven von Erdöl und Erdgas und damit auch die Versorgungssicherheit in den Blickwinkel von Politik und Öffentlichkeit. Die Reichweiten dieser beiden Energieträger werden zunehmend kritischer gesehen. Während für die absoluten (statischen) Reichweiten noch deutlich unterschiedliche Zeitpunkte genannt werden, wird der sog. „depletion mid-point“ beim Erdöl – also der Zeitpunkt bei dem das weltweite Fördermaximum erreicht wird - weitgehend übereinstimmend bereits in 15-20 Jahren erwartet. Im energiepolitischen Handeln stehen die Perspektiven einer baldigen Verknappung von Erdöl und Erdgas derzeit (noch) nicht im Mittelpunkt des Interesses; die unterschiedliche Gewichtung der Zielsetzungen „Klimaschutz“ und „Ressourcenschonung“ dürfte allerdings in Zukunft geringer werden. Neben der absoluten Menge der verfügbaren Ressourcen kann auch deren zunehmende Konzentration auf wenige Regionen mit eingeschränkter politischer Stabilität zu geopolitischen Risiken mit einem wachsenden Krisenpotenzial führen.
- Die Nutzung der Kernenergie wird nach wie vor sehr unterschiedlich bewertet. Unbestritten sind die möglichen katastrophalen Auswirkungen eines auslegungsüber-

schreitenden Unfalls, die jedoch wegen der kleinen Eintrittswahrscheinlichkeit unterschiedlich bewertet werden. Die Möglichkeit großer Unfälle, die mit der Entsorgung langlebiger radioaktiver Abfälle sowie mit der Proliferation verbundenen Probleme haben letztendlich dazu geführt, dass verschiedene europäische Länder ein Moratorium oder den Ausstieg aus der Kernenergie beschlossen haben. Einige, vor allem außereuropäische Industrie- und Schwellenländer setzen dagegen auf die weitere Nutzung der Kernenergie.

Die Anschläge in den USA vom 11. September haben deutlich gemacht, wie verletzlich eine offene Gesellschaft durch die Nutzung von Technologien mit einem großen Risikopotenzial gegenüber Einwirkungen von außen wird. Diese Überlegungen werden in der Zukunft neben der technischen Beherrschbarkeit eine sehr viel größere Rolle bei der Akzeptanz einer Technologie spielen.

- Ein weiteres Nachhaltigkeitsdefizit besteht in dem sehr starken Gefälle des Energieverbrauchs zwischen Industrie- und Entwicklungsländern, das sich in den letzten Jahren praktisch nicht verringert hat. Derzeit verbrauchen 21 % der Weltbevölkerung in den Industrieländern 70 % der konventionellen Energie. Am untersten Ende der Skala stehen die ‚low developed countries‘ mit 33 % der Weltbevölkerung und 4 % des kommerziellen Energieverbrauchs [UN 1998]; rund 2 Mrd. Menschen haben keinen Zugang zu Elektrizität. Ein auch nur tendenzieller Ausgleich dieser Unterschiede im Energieeinsatz führt auch bei deutlich verstärkten Anstrengungen zu einer rationelleren Energienutzung zusammen mit dem weiteren Wachstum der Weltbevölkerung zu einem Wachstum der globalen Energienachfrage.

Darüber hinaus ist die Verteilungsfrage auch hinsichtlich finanzieller oder ökologischer Folgekosten von großer Bedeutung. Im Fall der Klimaproblematik besteht eine potentielle Konfliktverschärfung darin, dass die voraussichtlich am stärksten von den Folgen möglicher Klimaänderungen betroffenen Regionen nach heutigen Erkenntnissen vorwiegend solche sein werden, die am wenigsten zu ihrer Verursachung beigetragen haben oder die diesen Folgen am wenigsten mit technischen und finanziellen Mitteln entgegenwirken können.

Auch wenn das Ausmaß der Nachhaltigkeitsdefizite und die Dringlichkeit ihrer Beseitigung unterschiedlich bewertet wird, so sind diese Probleme doch Ursache für den sowohl auf nationaler wie auch auf europäischer Ebene angestoßenen Umbau des Energieversorgungssystems. Es ist jedoch zu bedenken, dass sich die Diskussion um Nachhaltigkeitsindikatoren oder Nachhaltigkeitsziele naturgemäß fast ausschließlich auf die heute als problematisch erkannten Bereiche wie Treibhauseffekt, Luftverschmutzung, Ressourcenverzehr etc. beschränkt. Um eine vorsorgende Politik zu unterstützen ist es wichtig, mögliche weitere Effekte frühzeitig zu erkennen, die durch alternative Handlungsmöglichkeiten zur Lösung der inzwischen augenfälligen Probleme verursacht werden können. In diesem Sinne ist es ein wesentliches Ziel dieses Projekts, die durch einen verstärkten Einsatz erneuerbarer Energien möglicherweise verursachten Nachhaltigkeitsdefizite, die mit den gängigen Nachhaltigkeitsindikatoren bis jetzt nicht oder nur unzureichend erfasst werden, aufzuzeigen, messbar zu machen und geeignete Zielvorgaben zu entwickeln.

2.3 Ableitung von Nachhaltigkeitsindikatoren unter besonderer Berücksichtigung eines verstärkten Ausbaus erneuerbarer Energien

2.3.1 Anforderungen an Nachhaltigkeitsindikatoren

Um von der abstrakten Ebene des Leitbilds einer nachhaltigen Entwicklung zu einer überprüfbareren Beschreibung von Umwelt, Gesellschaft, Wirtschaft und der verschiedenen Wechselwirkungen zu kommen, sind Indikatoren ein Hilfsmittel mit unterschiedlichen Teilaufgaben. Zu unterscheiden sind deskriptive Aufgaben, wie z.B. der Beschreibung des Umweltzustandes, und normative Aufgaben, wie z.B. der Bewertung des Umweltzustandes sowie der Erfolgskontrolle bei der Umsetzung von (umwelt-) politischen Maßnahmen.

Indikatoren müssen wissenschaftlichen Kriterien wie Transparenz des Mess- und Berechnungsverfahrens, Reproduzierbarkeit der Ergebnisse, Sensitivität gegenüber dem darzustellenden Zustand, aber auch praktische Kriterien wie etwa der Datenverfügbarkeit mit einem dem Ziel angemessenen Aufwand oder der internationalen Kompatibilität genügen. Ein weiteres wesentliches Anforderungsmerkmal ist der Zielbezug von Indikatoren. Der Rat von Sachverständigen für Umweltfragen hat empfohlen, Nachhaltigkeitsindikatoren von vornherein so zu konzipieren, dass sie unmittelbar als Instrument zur Überprüfung des Entwicklungspfades einer Gesellschaft eingesetzt werden können (SRU, 1998).

International hat sich der Pressure-State-Response (Belastung–Zustand–Reaktion) Ansatz der OECD weitgehend als Modellrahmen für Indikatorsysteme durchgesetzt. Belastungsindikatoren zeigen den Druck auf ein Subsystem auf (z.B. CO₂-Emissionen auf das Klimasystem, Arbeitslose auf das soziale System). Zustandsindikatoren messen den Status des Subsystems zu einem gegebenen Zeitpunkt (z.B. mittlere Temperatur der Atmosphäre, Bruttonationalprodukt). Die Response-Indikatoren zeigen auf, in welchen Maße die Gesellschaft auf den Druck und den Zustand reagiert hat.

Der einfache, pragmatische Pressure-State-Response Modellrahmen reduziert allerdings die komplexen Wechselwirkungen im sozio-ökonomischen und ökologischen System erheblich, so dass inzwischen verschiedene Vorschläge zur Erweiterung und Differenzierung gemacht wurden. Den Ergebnissen einer Testphase zur Erhebung von Nachhaltigkeitsindikatoren entsprechend favorisiert die UN Commission on Sustainable Development inzwischen einen thematisch orientierten Ansatz an Stelle des Pressure-State-Response Ansatzes [DESA 2001].

Eine wichtige Aufgabe von Nachhaltigkeitsindikatoren ist die Evaluation politischer Maßnahmen anhand der dafür festgelegten (umwelt-) politischen Zielsetzungen. Es ist daher wichtig, ein System von Indikatoren zu entwickeln, das dazu geeignet ist, den Entwicklungspfad einer Gesellschaft auf seine Nachhaltigkeit hin zu überprüfen. Dies erfordert einen engen Bezug der zunächst deskriptiven Indikatoren zu politischen Zielsetzungen. Die Entwicklung von Nachhaltigkeitszielen und –indikatoren ist dementsprechend als simultaner Prozess anzusehen, in dem zunächst qualitative Zielvorstellungen für eine nachhaltig zukunftsfähige Entwicklung entwickelt werden, diesen geeignete Indikatoren zugeordnet werden und in einem nächsten Schritt, soweit möglich, quantitative Nachhaltigkeitsziele abgeleitet werden [Coenen 2000].

Für Nachhaltigkeitsindikatoren lassen sich dementsprechend folgende Anforderungen ableiten:

- die Anzahl an Indikatoren müssen möglichst überschaubar sein;
- die Indikatoren müssen zielgenau sein, d.h. aus einer Änderung des Indikatorwertes muss eindeutig erkennbar sein, ob eine Entwicklung in Richtung Nachhaltigkeit geht oder nicht;
- der Aufwand zur Erhebung und Aktualisierung der Indikatoren muss vertretbar sein;

- die festgelegten Nachhaltigkeitsindikatoren müssen mit einer einheitlichen, möglichst normierten Mess- bzw. Bestimmungsmethode ermittelbar sein;
- die Indikatoren müssen für Politik und Öffentlichkeit verständlich sein und Adressaten-adäquate Verdichtung von Informationen liefern.

2.3.2 Vorgehensweise zur Ermittlung geeigneter Indikatoren

In der Literatur liegen verschiedene Kataloge mit Nachhaltigkeitsindikatoren vor. Zum Teil wurden auch bereits für bestimmte Problemfelder wie Verkehr oder Energie spezifische Indikatoren vorgeschlagen. Im Rahmen dieses Projekts werden daher einerseits aus den vorliegenden umfangreichen Indikatorensets einige wenige Schlüsselindikatoren herausgearbeitet, die eine schnelle und zielsichere Bewertung eines Energiesystems zulassen, andererseits sind aber auch neue Indikatoren zu entwickeln und in geeigneter Weise in den methodischen Rahmen zu integrieren, die spezifische Problemfelder erneuerbarer Energien abdecken und in den bestehenden Indikatorkatalogen bisher nur unzureichend thematisiert wurden. Zur Ableitung von Indikatoren, die in einer späteren Projektphase die Bewertung von Szenarien für einen Ausbau erneuerbarer Energien erlauben, wird daher die folgende Vorgehensweise vorgeschlagen (Abbildung 2.2):

- Sichtung der vorliegenden Nachhaltigkeitsindikatoren auf internationaler (z.B. CSD, OECD), nationaler (z.B. HGF, Prognos) und regionaler (z.B. Akademie für Technikfolgenabschätzung Baden-Württemberg) Ebene.
- Ableitung relevanter Schlüsselindikatoren für die „etablierten“ Problembereiche. Beschränkung auf eine möglichst kleine Zahl von Indikatoren, die eine schnelle Bewertung von Szenarien mit möglichst kleinem Datenaufwand zulassen.
- Zusammenstellung von Zielwerten für die Schlüsselindikatoren. Diese Zielwerte können weitgehend aus nationalen und internationalen Umweltqualitätszielen und Vereinbarungen abgeleitet werden.
- Entwicklung von Indikatoren, die spezifische Problembereiche erneuerbarer Energien abdecken. Besonderer Bedarf wird hier bei der qualitativen und möglichst auch quantitativen Berücksichtigung lokaler Naturschutzbelange gesehen. Es wird erwartet, dass die für Februar 2002 geplante Anhörung zur Identifizierung von Problembereichen und zur Definition geeigneter Indikatoren beiträgt. Es ist geplant, zunächst beispielhaft die Windenergie und die Nutzung von Biomasse zu untersuchen.
- In enger Zusammenarbeit mit Vertretern relevanter Umweltverbände und Fachleuten des Umweltschutzes sollen für die neuen Indikatoren Zielwerte erarbeitet werden, damit bei der späteren Bewertung von EE-Ausbauszenarien Naturschutzbelange auch quantitativ berücksichtigt werden können.

Zwar liegt der Schwerpunkt der Arbeiten auf der ökologischen Bewertung zukünftiger Energieszenarien, allerdings sollen bei der abschließenden Bewertung so weit wie möglich auch ökonomische und soziale Aspekte berücksichtigt werden, so dass auch für diese Bereiche entsprechende Schlüsselindikatoren identifiziert werden.

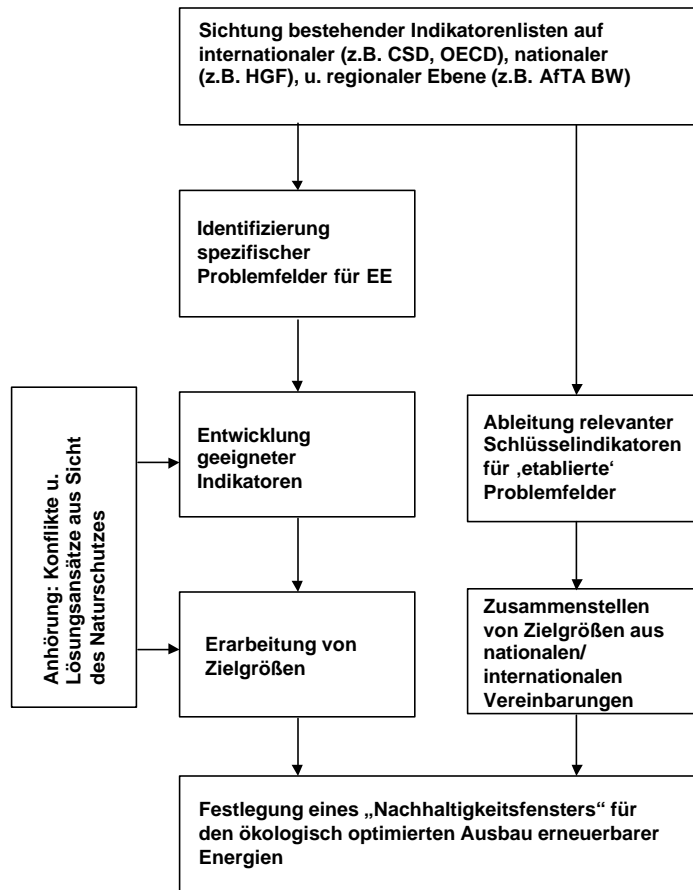


Abbildung 2.2: Vorgehensweise zur Ableitung geeigneter Nachhaltigkeitsindikatoren und -ziele

2.3.3 Zusammenstellung von Schlüsselindikatoren und Zielwerten für die „etablierten“ Problemfelder

Wie bereits erwähnt, sind inzwischen verschiedene Indikatorensysteme von unterschiedlichen Institutionen vorgeschlagen worden. Die laufenden Entwicklungen zielen in der Regel darauf ab, die ursprünglich umfangreichen Indikatorenkataloge auf möglichst wenige Schlüsselindikatoren zu reduzieren, die dann durch Indikatoren für bestimmte Themenbereiche ergänzt werden.

Aufbauend auf den Erfahrungen einer mehrjährigen Testphase hat die CSD ihren Indikatorkatalog inzwischen nach Themen und Unter-Themen strukturiert. Die CSD-Struktur sieht für Energie keinen eigenen Themenbereich vor, lediglich das Problemfeld „Energy Use“ wird als Unter-Thema zum Thema „Consumption and Production Patterns“ im Bereich der ökonomischen Indikatoren spezifiziert [DESA 2001]. Andere energierelevante Indikatoren sind anderen Themenbereichen zugeordnet (z.B. Treibhausgasemissionen → Themenbereich Atmosphäre). Als Beitrag zum CSD-Prozess hat die International Energy Agency zusammen mit der International Atomic Energy Agency einen Satz von „Indicators for Sustainable Energy Development“ erarbeitet, der zwischen Schlüsselindikatoren (23 Indikatoren aus den Bereichen Umwelt, Ökonomie, Soziales) und einem erweiterten Indikatorenset unterscheidet [IEA/IAEA 2001].

Im Gegensatz zur CSD hat die OECD für den Energiebereich einen eigenen Satz sogenannter „Sectoral Indicators“ definiert [OECD 2000]. Neun Schlüsselindikatoren, die durch detaillierte Indikatoren ergänzt werden, decken den Bereich Energie und Umwelt ab.

Das oben erwähnt HGF-Projekt hat aus einer Auswertung bestehender Indikatorensysteme einen Satz von 130 Schlüsselindikatoren und weiteren „zusätzlichen“ Indikatoren erarbeitet

[HGF 2001], der alle Nachhaltigkeitsdimensionen abdeckt. Für den Bereich Energie wurde daraus ein Satz von 37 Leitindikatoren abgeleitet.

Es ist bezeichnend, dass die bekannten Indikatorsysteme vor allem regionale und globale Umweltprobleme wie Treibhauseffekt, Versauerung oder Ressourcenverzehr beschreiben („etablierte“ Problemfelder). Der hohe Aggregationsgrad der verwendeten Indikatoren lässt eine kleinräumige Beschreibung der Umweltsituation, wie sie gerade zur Bewertung von Eingriffen durch erneuerbare Energien auf lokale Ökosysteme notwendig ist, in der Regel nicht zu.

Ein Vergleich der verschiedenen Indikatorsysteme zeigt, dass zumindest die jeweiligen Schlüsselindikatoren weitgehend übereinstimmen, auch wenn unterschiedliche Formulierungen zum Teil abweichende Interpretationen zulassen. Da in diesem Bereich ein weitgehender Konsens bei der Auswahl von Schlüsselindikatoren besteht, wird hier auf eine umfassende Begründung der Indikatoreauswahl verzichtet. Tabelle 2.2 fasst den reduzierten Satz von Schlüsselindikatoren, der in diesem Projekt zur Bewertung von Energieszenarien im Bereich der „etablierten Problemfelder“ herangezogen werden soll, zusammen. Die Indikatoren werden dabei entsprechend den in Tabelle 2.1 gezeigten übergeordneten Nachhaltigkeitszielen des HGF-Projekts strukturiert. Falls sich im Laufe der Szenarioanalyse herausstellen sollte, dass dieser reduzierte Indikatorensatz für eine eindeutige Bewertung nicht ausreicht, können aus den bestehenden Indikatorsystemen problemlos weitere Indikatoren hinzugezogen werden.

Einige der in Tabelle 2.2 genannten Indikatoren können zur vergleichenden Bewertung von Einzeltechnologien verwendet werden (z.B. Menge der Treibhausgasemissionen), während andere Indikatoren nur zur Bewertung von Gesamtsystemen sinnvoll einzusetzen sind (z.B. Pro-Kopf-Verbrauch Energie). In Tabelle 2.2 sind die Indikatoren, die für eine vergleichende Bewertung einzelner Technologien herangezogen werden können, besonders gekennzeichnet.

Im folgenden werden für die in Tabelle 2.2 genannten Indikatoren aus nationalen Zielvorgaben und internationalen Vereinbarungen so weit wie möglich quantitative Zielwerte abgeleitet.

Gewährleistung der Grundversorgung

Für die Gewährleistung der Grundversorgung im Energiebereich gibt es keine explizite Zielvorgabe. Der Rat von Sachverständigen für Umweltfragen drückt im Umweltgutachten 2000 sogar die Meinung aus, dass „das Ziel der Sicherung der Versorgung mit Primärenergieträgern zur Zeit keine weiteren Maßnahmen zur Vermeidung von Versorgungsengpässen rechtfertigt. ... Ein freier Zugang zu den Primärenergiemärkten ebenso wie ein möglichst breites Spektrum an den in den Kraftwerksparken eingesetzten Energieträgern leisten einen entscheidenden Beitrag, um Versorgungssicherheit mit Primärenergieträgern sicherzustellen“ [SUR 2000]. Das Grünbuch „Towards a European strategy for the security of energy supply“ der Europäischen Kommission schätzt die Situation allerdings kritischer ein und unterstreicht die Notwendigkeit zur Energieeinsparung, zur Verringerung des Importanteils (u.a. durch die Nutzung erneuerbarer Energien), zur Diversifizierung und zur Verringerung des Krisen- und Konfliktpotenzials [European Commission 2000].

Da keine qualitativen Zielvorgaben vorliegen, werden die in Tabelle 2.2 genannten Indikatoren daher für eine eher qualitative Bewertung der Szenarien verwendet, wobei zur Sicherung der nachhaltigen Entwicklung sowohl der Pro-Kopf-Verbrauch der Energie als auch der Importanteil am Primärenergieeinsatz sinken soll.

Tabelle 2.2: Zusammenfassung der Nachhaltigkeitsindikatoren für die „etablierten“ Problemfelder (E = ✓ : Indikator kann zur Bewertung von Einzeltechnologien verwendet werden)

Indikator	Erwähnung in anderen Indikatorsystemen	E
Ziel: Sicherung der menschliche Existenz		
Gewährleistung der Grundversorgung		
pro Kopf Verbrauch Energie	CSD, OECD, IEA/IAEA, HGF	
Importanteil am Primärenergieeinsatz	IEA/IAEA, HGF	
Anteil der Energiekosten an den Lebenshaltungskosten der privaten Haushalte	IEA/IAEA, HGF	
Schutz der menschlichen Gesundheit		
SO ₂ -Emissionen	CSD ¹ , OECD, IEA/IAEA, HGF ¹	✓
NO _x -Emissionen	CSD ¹ , OECD, IEA/IAEA, HGF ¹	✓
Partikel-Emissionen	CSD ¹ , OECD, IEA/IAEA, HGF ¹	✓
VOC-Emissionen	CSD ¹ , OECD, IEA/IAEA, HGF ¹	✓
(bei Bedarf Ergänzung durch weitere toxische Substanzen)		
Aufkommen an toxischen Abfällen	CSD, OECD, IEA/IAEA, HGF	✓
Gerechte Verteilung der Umweltnutzungsmöglichkeiten		
CO ₂ -Emissionen pro Kopf (im internationalen Vergleich)	HGF	
pro Kopf Verbrauch energetischer Rohstoffe	HGF	
pro Kopf Verbrauch nicht-energetischer Rohstoffe	HGF	
Ziel: Erhalt des gesellschaftlichen Produktivpotenzials		
Nachhaltige Nutzung erneuerbarer Ressourcen		
Anteil regenerativer Energieträger	HGF,	
Nachhaltige Nutzung nicht-erneuerbarer Ressourcen		
Verbrauch nicht erneuerbarer Energierohstoffe (Kohle, Erdöl, Erdgas, Uran)	CSD, OECD ² , IEA/IAEA ² , HGF	✓
Materialintensität der Energieversorgung (Spezifikation der wichtigsten Ressourcen bei der Erstellung der Ökobilanzen)	CSD, HGF	✓
Nachhaltige Nutzung der Umwelt als Senke		
CO ₂ -Emissionen	CSD, OECD, IEA/IAEA, HGF	✓
SO ₂ -, NO _x -, Partikel-, VOC-Emissionen (siehe oben); NH ₃ -Emissionen; ggf. andere Emissionen in Abstimmung mit Ökobilanz-Arbeiten spezifizieren	(siehe oben)	✓
Aufkommen an nicht toxischen Abfällen	CSD, OECD, IEA/IAEA, HGF	✓
Vermeidung unvertretbarer technischer Risiken		
Mögliche Schäden durch auslegungsüberschreitende Unfälle		✓
Ziel: Bewahrung der Entwicklungs- und Handlungsmöglichkeiten		
<i>(Reversibilität (Dauer möglicher Umwelteinwirkungen) ???)</i>		
Partizipation an gesellschaftlichen Entscheidungsprozessen		
Institutionalisierte Bürgerbeteiligung an Entscheidungsverfahren	HGF	
Erhaltung der kulturellen Funktion der Natur		
<i>(besonders für diesen Bereich sind neue Indikatoren notwendig)</i>		

1) Schadstoffkonzentration statt Emission

2) Reserven und Effizienz statt Verbrauch

Der Indikator „Anteil der Energiekosten an den Lebenshaltungskosten“ ist nicht zielgenau, da eine nachhaltige Entwicklung sowohl mit steigendem als auch mit sinkendem Anteil der Energiekosten an den Lebenshaltungskosten möglich ist. Obwohl der Indikator damit den oben gestellten Anforderungen eigentlich nicht entspricht, wird er doch als wichtiger Indikator zur Beschreibung möglicher wirtschaftlicher und sozialer Auswirkungen angesehen und daher trotzdem verwendet.

Schutz der menschlichen Gesundheit

SO₂-, NO_x-, Partikel-, VOC-Emissionen

Für den Schutz der menschlichen Gesundheit wurden vom Rat der Europäischen Kommission in der Richtlinie 1999/30/EG Grenzwerte für die Schadstoffe SO₂, NO_x und Feinstaub (PM₁₀) festgelegt, die ab 1.1.2005 eingehalten werden müssen. Die 22. Bundesimmissionsschutzverordnung (22. BImSchV) nennt einen entsprechenden Grenzwert für Ozon. Unter Berücksichtigung von Immissionsgrenzwerten zum Schutz der menschlichen Gesundheit und zum Schutz der Vegetation (s.u.) wurden im Rahmen der UN-ECE Luftreinhalteprotokolle Umwelthandlungsziele abgeleitet, in denen Emissionsreduktionsziele auf nationaler Ebene festgelegt wurden. Die jeweiligen Grenzwerte und Reduktionsziele sind in Tabelle 2.3 zusammengestellt. Wegen der leichteren Handhabbarkeit werden zur Bewertung der zu entwickelnden Szenarien die Umwelthandlungsziele, also die verschiedenen Emissionsziele herangezogen. Die Umweltqualitätsziele haben zwar einen engeren Bezug zum Schutzgut menschliche Gesundheit, allerdings wäre die Modellierung der Luftqualität Voraussetzung für die Verwendung der Immissionsgrenzwerte als Bewertungsgröße.

Bei der Verwendung der nationalen Emissions-Reduktionsziele besteht allerdings das Problem der Zuordnung zu den verschiedenen Quellsektoren. Falls an den Energiesektor nicht explizit bestimmte Anforderungen gestellt werden, kann entweder davon ausgegangen werden, dass alle Quellsektoren anteilig den gleichen Beitrag zur Minderung liefern müssen, oder es können mit Hilfe von Annahmen über die Entwicklung der Emissionen in anderen Sektoren Vorgaben für den Energiebereich abgeleitet werden.

Für Partikel wurden bisher noch keine Emissionsreduktionsziele festgelegt. Im Rahmen des Projekts ist es evtl. möglich, mit einem einfachen Ausbreitungsmodell und unter Berücksichtigung der Emissionsentwicklung in anderen Sektoren die Einhaltung der Immissionsgrenzwerte für PM₁₀ für verschiedene Energieszenarien zu prüfen.

Wegen des Kernenergie-Ausstiegsbeschlusses der Bundesregierung wird die Belastung mit radioaktiven Stoffen in diesem Projekt nicht berücksichtigt. Durch den Verzicht auf die Kernenergie wird langfristig die Exposition mit radioaktiven Stoffen reduziert bzw. vollständig vermieden.

Aufkommen an toxischen Abfällen

In einem Entwurf eines umweltpolitischen Schwerpunktprogramms des BMU von 1998 [BMU 1998] wird das Ziel der Verminderung der aus Sonderabfällen stammenden Deponierungsmenge auf 80% (1996 bis 2000) genannt. Quantitative Zielvorgaben für einen längeren Zeithorizont liegen leider nicht vor. Anhand der Ökobilanzergebnisse ist später zu diskutieren, in wie weit dieser Indikator für die Bewertung von Energieszenarien wirklich relevant ist, bzw. welche Abfälle eine Rolle spielen (siehe auch unten zu „Aufkommen nicht toxischer Abfälle“).

Tabelle 2.3: Umweltqualitäts- und Umwelthandlungsziele zum Schutz der menschlichen Gesundheit mit Relevanz für die Energieversorgung

	Umweltqualitätsziel Grenzwert	Umwelthandlungsziel Emissions-Reduktionsziel bis 2010, Basis 1990
SO ₂	1-h Grenzwert: 350 µg/m ³ 24-h Grenzwert: 125 µg/m ³	90 %
NO ₂	1-h Grenzwert: 200 µg/m ³ Jahresgrenzwert: 40 µg/m ³	60 %
Partikel (PM ₁₀)	24-h Grenzwert: 50 µg/m ³ Jahresgrenzwert: 1. Stufe (ab 1.1.2005): 40 µg/m ³ 2. Stufe (ab 1.1.2010): 20 µg/m ³	
Ozon	8-h Grenzwert: 110 µg/m ³	
VOC (als Vorläufer- substanz für Ozon)		69 %

Gerechte Verteilung der globalen Umweltnutzungsmöglichkeiten

Auch für die in diesem Bereich genannten Indikatoren gibt es keine expliziten Zielvorgaben. Als Orientierung können die heutigen weltweiten Durchschnittswerte herangezogen werden. Auch wenn der Vergleich der Pro-Kopf CO₂-Emissionen und des Verbrauch energetischer Rohstoffe in Deutschland mit dem weltweiten Durchschnitt einer vorsichtigen Interpretation bedarf, so zeigt Tabelle 2.4 deutlich, dass die Werte für Deutschland weit über dem weltweiten Durchschnitt liegen. Eine global gerechte Verteilung der Umweltnutzungsmöglichkeiten verlangt eine Reduktion dieser Kenngrößen für Deutschland.

Tabelle 2.4: Pro-Kopf Umweltnutzung in Deutschland im Vergleich zum weltweiten Durchschnitt und (beispielhaft) zu einer Entwicklungs-Region

	Weltweiter Durchschnitt [World Bank 2001]	Süd-Asien [World Bank 2001]	Deutschland [BMWi 2000]
CO ₂ -Emissionen pro Kopf	4,1 t/a	0,9	10,2 t/a
Pro-Kopf Verbrauch energetischer Rohstoffe	1,66 toe/a	0,445	4,14 toe/a

Nachhaltige Nutzung erneuerbarer Ressourcen

Sowohl auf nationaler als auch auf europäischer Ebene gibt es das klare Ziel, den Beitrag erneuerbarer Energiequellen zur Energieversorgung bis zum Jahr 2010 mindestens zu verdoppeln. In Deutschland sollen danach die erneuerbaren Energien pro Dekade etwa 10% hinzugewinnen, so dass Anteile von 30% bis zum Jahr 2030 und 50% im Jahr 2050 erreicht werden.

Unter Umständen kann es auch zu einer nicht nachhaltigen Form der Nutzung erneuerbarer Energien kommen. Der „Anteil der erneuerbaren Energien“ ist daher strenggenommen kein zielgenauer Indikator. Der resultierende Wert hängt auch von der Höhe der gesamten Energienachfrage ab. Ist diese sehr hoch, kann auch der korrespondierende Beitrag der

erneuerbaren Energien unter Umständen „zu hoch“ sein. Da dieser Indikator aber nicht alleine, sondern immer zusammen mit anderen Indikatoren, die auf eine mögliche nicht nachhaltige Nutzung der Umwelt hinweisen, verwendet wird, wird er im Sinne einer Adressaten-adäquaten Verdichtung und der Bedeutung und Verständlichkeit für Politik und Öffentlichkeit als wichtiger Schlüsselindikator zur Bewertung zukünftiger Szenarien angesehen.

Nachhaltige Nutzung nicht-erneuerbarer Ressourcen

Für den Verbrauch nicht erneuerbarer Energierohstoffe gibt es keine expliziten Zielvorgaben. Tendenziell ist eine Verringerung des Ressourcenverbrauchs erforderlich. Für die gesamte deutsche Volkswirtschaft wird allgemein eine Erhöhung der Ressourceneffizienz um den Faktor 2,5 (Basisjahr 1995, Zieljahr 2020) angestrebt.

Nachhaltige Nutzung der Umwelt als Senke

CO₂-Emissionen

Als Umweltqualitätsziel wird von der UN-Klimarahmenkonvention die Stabilisierung der Treibhausgaskonzentration in der Atmosphäre auf einem Niveau, das Störungen des Klimasystems verhindert, verlangt. Die Änderung des globalen Mittels der Lufttemperatur soll 2°C gegenüber der vorindustriellen Zeit nicht übersteigen. Die CO₂-Konzentration soll unterhalb von 550 ppmv stabilisiert werden.

Das Klimaschutzprogramm der Bundesregierung hat aus diesen Umweltqualitätszielen das Handlungsziel einer Verminderung der CO₂-Emissionen in Deutschland um 25% bis zum Jahr 2005 (gegenüber 1990) abgeleitet. Aus dem Kyoto –Protokoll ergibt sich die Forderung, die Treibhausgasemissionen (sechs Gase) in Deutschland bis zum Zeitraum 2008-2012 um 21% gegenüber dem Jahr 1990 zu senken.

SO₂-, NO_x-, VOC-Emissionen

Zum Erhalt von Struktur und Funktion empfindlicher Ökosysteme wird im Rahmen der UN-ECE Luftreinhalteübereinkommen als Umweltqualitätsziel die Verringerung des Eintrags versauernd wirkender Luftverunreinigungen und eutrophierend wirkender Stickstoffeinträge zur Einhaltung bzw. Unterschreitung von Critical Loads gefordert. In der 22. BImSchV wird außerdem ein Grenzwert zum Schutz der Vegetation vor Sommersmog festgelegt (Tabelle 2.5). Zur Einhaltung dieser Grenzwerte wird als Umwelthandlungsziel eine Reduktion der Entsprechenden Schadstoffemissionen verlangt. Das Problem der Zuordnung von Emissionsreduktionsvorgaben zu verschiedenen Quellsektoren wurde bereits oben angesprochen.

Aufkommen an nicht toxischen Abfällen

Grundlegende abfallwirtschaftliche Zielsetzungen sind im 1994 verabschiedeten Kreislaufwirtschafts- und Abfallgesetz formuliert. Der Entwurf eines umweltpolitischen Schwerpunktprogramms von 1998 leitet daraus die folgenden Handlungsziele ab [BMU 1998]:

- die Erhöhung der Verwertungsquote (Anteil verwertbarer Abfälle am gesamten Abfallaufkommen) auf 40% bis 2010,
- die Verminderung der aus Siedlungsabfällen stammenden Deponierungsmengen auf 10% (1993 bis 2005), und
- die Verminderung der abgelagerten, verwertbaren Bauabfälle (ohne Bodenaushub) um 50% (1995 bis 2005).

Anhand der Ergebnisse der Ökobilanzen ist zu prüfen, in wie weit diese Indikatoren für die Bewertung von Energiesystemen relevant sind. Gegebenenfalls ist eine sinnvolle Zuordnung der Minderungsziele zu den energiespezifischen Aktivitäten notwendig. Außerdem ist eine Fortschreibung der Ziele über das Jahr 2005 bzw. 2010 hinaus wünschenswert.

Tabelle 2.5: Umweltqualitäts- und Umwelthandlungsziele zum Erhalt von Struktur und Funktion empfindlicher Ökosysteme mit Relevanz für die Energieversorgung

	Umweltqualitätsziel	Umwelthandlungsziel
	Grenzwert	Emmissions-Reduktionsziel bis 2010, Basis 1990
SO ₂	Einhaltung der Critical Loads für Versauerung	90 %
NO ₂	Einhaltung der Critical Loads für Versauerung und Eutrophierung	60 %
NH ₃	Einhaltung der Critical Loads für Versauerung und Eutrophierung	38 %
Ozon	1-h Grenzwert: 200 µg/m ³ 24-h Grenzwert: 65 µg/m ³	
VOC (als Vorläufersubstanz für Ozon)		69 %

Vermeidung unvertretbarer technischer Risiken

In Deutschland gibt es keine Festlegung eines maximal tolerierbaren Risikos. Bei der Genehmigung von Anlagen, durch die ein Risiko für Mensch und Umwelt entstehen kann, wird von der Forderung nach der besten verfügbaren oder anwendbaren Technik ausgegangen. Sowohl in den Niederlanden [Beroggi et al. 1993] als auch in der Schweiz [BUWAL 2001] wurden dagegen von der Regierung explizite Schutzziele für den Menschen festgelegt. So wurde in den Niederlanden die maximal tolerierbare Todesfallwahrscheinlichkeit für ein Individuum durch ein zusätzliche Risiko auf 10⁻⁶ pro Jahr festgelegt, das als vernachlässig anzusehende Risiko beträgt ein Prozent des tolerierbaren Risikos (10⁻⁸ pro Jahr). Liegt das Risiko im Bereich zwischen vernachlässigbarem und maximalem Risiko, so ist die Sicherheit einer Anlage mit „vernünftigem Aufwand“ zu verbessern. Die Schutzziele für Gruppen sind in Abbildung 2.3 dargestellt. Bemerkenswert ist die hohe Risikoaversion (quadratische Wichtung des Schadens), die der Festlegung des tolerierbaren Risikos zu Grunde liegt. Es ist darauf hinzuweisen, dass die genannten Schutzziele nur für deterministische Risiken gelten. Bei den durch einen auslegungsüberschreitenden Unfall in einem Kernkraftwerk verursachten Risiken (vor allem Todesfälle durch Krebserkrankungen), die nach Abbildung 2.3 als nicht akzeptabel eingestuft werden müssten, handelt es sich jedoch im wesentlichen um stochastische Risiken, für die auch in den Niederlanden keine Schutzziele festgelegt wurden.

Neben der rein technischen Beherrschbarkeit von Risiken dürfte – vor allem nach den Ereignissen in den USA – die Fehlertoleranz gegenüber menschlichem Versagen und absichtlichem Missbrauch bei der Bewertung von Technologien eine wichtige Rolle spielen. Quantitative Zielvorgaben für diesen Bereich gibt es jedoch nicht.

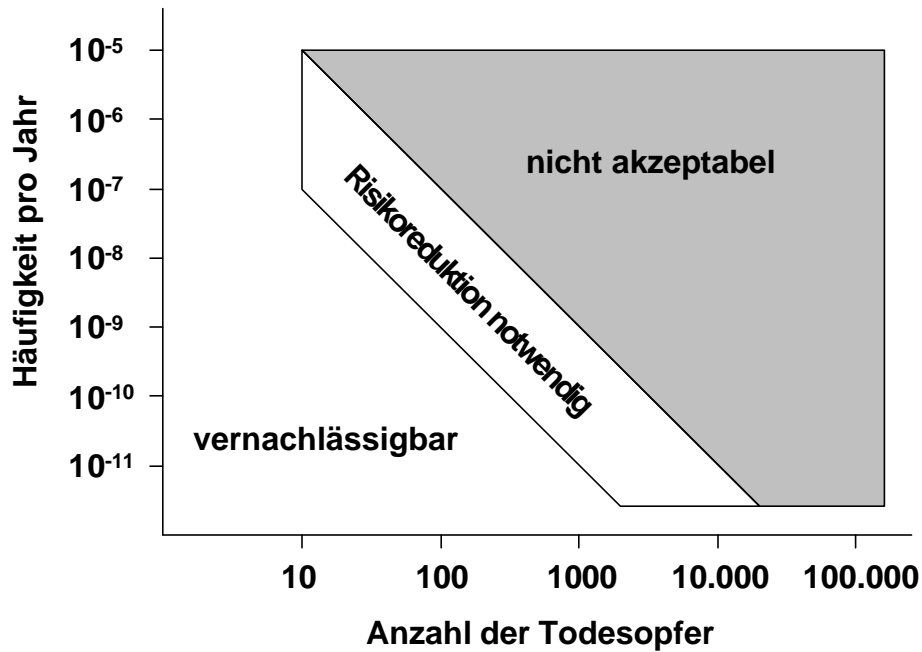


Abbildung 2.3: Schutzziele für Gruppen bei neuen Gefahren in den Niederlanden (nur für deterministische Risiken) [Berrogi et al. 1993]

Bewahrung der Entwicklungs- und Handlungsmöglichkeiten

Für die Indikatoren aus dem Bereich „Bewahrung der Entwicklungs- und Handlungsmöglichkeiten“ gibt es bisher keine quantitativen Zielvorgaben. Die in Tabelle 2.2 genannten Indikatoren werden für eine qualitative Bewertung der zu entwickelnden Szenarien herangezogen. Der Bereich „Erhaltung der kulturellen Funktion der Natur“ wird zum Teil durch die in Kapitel 2.3.4 neu zu entwickelnden Indikatoren mit abgedeckt.

2.3.4 Ableitung von Indikatoren, die spezifische Problembereiche erneuerbarer Energien abdecken

Die Umweltziele des Boden-, Gewässer-, Natur- und Landschaftsschutzes stehen zum Teil in einem Konfliktverhältnis zu den unterschiedlichen Formen der Energiegewinnung. Zu den betroffenen Umweltzielen gehören [SRU 2000; BMU 1998]:

- *Die Sicherung und Förderung der Funktion von Flächen beziehungsweise Landschaften als Lebensgrundlage und Lebensraum von Pflanzen, Tieren und Menschen und damit der Erhalt der biologischen Vielfalt.*
Der Bau von Wasserkraftwerken kann die Landschaft grundlegend verändern und Lebensräume zerstören. Auch der Bau von Windenergieanlagen und der Anbau von Biomasse können den Lebensraum von Pflanzen und Tieren sowie das Landschaftsbild negativ beeinflussen.
- *Die Sicherung von 10 bis 15 % der nicht besiedelten Fläche (bezogen auf 1990) als ökologische Vorrangflächen zum Aufbau eines Biotopverbundsystems.*
Der Bau von Wind- und Wasserkraftanlagen sowie der Anbau von Biomasse beanspruchen unter Umständen erhebliche Flächen.

- *Die umweltschonende Flächennutzung durch Land- und Forstwirtschaft, der Schutz der Böden sowie der Schutz des Grundwassers und der Oberflächengewässer.*
Insbesondere der Anbau von Biomasse kann je nach Intensität der Bewirtschaftung zu Einträgen von Dünge- und Pflanzenschutzmitteln in Wasser und Boden führen.
- *Der sparsame und schonende Umgang mit Bodenmaterial und der Schutz des Bodens vor nachteiligen Veränderungen der Bodenstruktur.*
Bei der Inanspruchnahme von Flächen wird immer auch der Boden verändert. Bei nicht nachhaltiger Landnutzung kann durch den Anbau von Biomasse Bodendegradation verursacht werden.
- *Der Schutz des Grundwasserhaushaltes*
Die durch die Nutzung der Wasserkraft verursachte Veränderung der Abflussmenge und der Abflussführung können die Gewässerstruktur im Flusslauf schwerwiegend beeinflussen.

Die genannten Problemfelder werden mit den in der Systemanalyse üblicherweise verwendeten Instrumenten nicht oder nur unzureichend abgedeckt. In den folgenden Abschnitten werden die spezifischen Auswirkungen verschiedener Technologien zur Nutzung erneuerbarer Energien zusammengestellt und es wird versucht, erste Ansätze für die qualitative Berücksichtigung der genannten Problemfelder in einer systemanalytischen Bewertung von Energieszenarien aufzuzeigen. Wichtiges Ziel ist dabei immer, quantifizierbare und aggregierbare Größen zu finden, die mit angemessenem Aufwand für die Datenbeschaffung bei der Bewertung von Energieszenarien verwendet werden können.

Wegen ihrer großen Bedeutung sowohl für die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien als auch in der öffentlichen Diskussion wird im vorliegenden Zwischenbericht exemplarisch vor allem auf die Windenergie eingegangen. Die dargestellten Überlegungen sind zunächst als Diskussionsgrundlage zu verstehen, die mit Hilfe der Ergebnisse aus der im Februar 2001 geplanten Anhörung weiter konkretisiert werden sollen.

2.3.4.1 Beispiel Windenergienutzung

Von Windenergieanlagen (WEA) können Einwirkungen auf Landschaft und Naturhaushalt ausgehen, die unter Umständen als nicht nachhaltig einzustufen sind. Im folgenden werden die wichtigsten der durch die Nutzung der Windenergie verursachten Probleme skizziert und Ansätze zur Berücksichtigung dieser Probleme bei der Entwicklung zukünftiger Energieszenarien aufgezeigt.

2.3.4.1.1 Beeinträchtigung des Landschaftsbildes

Allein wegen ihrer Größe und der Notwendigkeit, windgünstige Randbedingungen zu nutzen, können Windkraftanlagen leicht zu einer Veränderung des Landschaftsbildes führen und dabei landschaftliche Merkmale „hoher Eigenart und Schönheit“ stören. Damit wird ein nach dem Bundesnaturschutzgesetz zu schützendes Gut beeinträchtigt [Schwahn 2000]. Durch eine sorgfältige landschaftspflegerische Begleitplanung können die Auswirkungen einzelner Anlagen auf das Landschaftsbild reduziert werden. Bei der Entwicklung von Szenarien für ein gesamtes Energiesystem können Landschaftsbildanalysen auf der Ebene einzelner Anlagen allerdings nicht durchgeführt werden, so dass andere Wege gefunden werden müssen, diesen Effekt zu berücksichtigen.

Die Sichtbarkeit einer Anlage lässt sich quantitativ durch die Messgrößen Distanz oder Fläche, von der aus die Anlage sichtbar ist, beschreiben. Dabei hängt die Sichtbarkeit in erster Linie von der Bauhöhe, von der Höhe des Standortes bzw. der Erhebung über die Umgebung, und der „Transparenz“ der Landschaft, die durch die Art der Vegetation, Siedlungen und die Art des Geländereiefs bestimmt wird, ab [Wirtschaftsministerium B-W 2001]. Einfluss auf die Sichtbarkeit haben auch die Sichtverhältnisse (Dunsthäufigkeit) am Standort, die vom Deutschen Wetterdienst an verschiedenen Messstellen als

„meteorologische Sichtweite“ erfasst wird. Aus der Bauhöhe, der Höhe des Standorts und der durchschnittlichen Sichtbarkeit lässt sich die als visuelle Wirkzone bezeichnete Kreisfläche berechnen, in der man die Anlage ohne Berücksichtigung von Hindernissen theoretisch sehen könnte.

Mit zunehmender Entfernung wird der wahrgenommene Gegenstand exponentiell kleiner und die optische Wirkung und Eindrucksstärke eines Objekts nimmt ab. Für die Erfassung und Bewertung der möglichen Beeinträchtigung des Landschaftsbildes im Umkreis von Windenergieanlagen können vereinfachend die in Tabelle 2.6 beschriebenen ästhetischen Wirkzonen festgelegt werden [Nohl 1993, Wirtschaftsministerium B-W 2001]. In Tabelle 2.7 ist die typische Größe der visuellen Wirkzonen für verschiedene Anlagentypen dargestellt.

Tabelle 2.6: Charakterisierung der Landschaftsbildbeeinträchtigung durch Wirkzonen [Nohl 1993, Wirtschaftsministerium B-W 2001]

Zone	Wirkung	
Nahzone (Wirkzone I)	Mikroebene	Abstand ist zur Wahrnehmung der vollen Objekthöhe zu klein, Objekt ist nur durch Umherblicken erfahrbar.
	Vordergrund	Blickbindungszone, Objekt ist unübersehbar, Anlage nimmt ganzes bis halbes Blickfeld ein.
Mittelzone (Wirkzone II)	Mittelgrund	Vollansicht, dominant, voller Umriss der Objektgestalt ist mit einem Blick erfassbar. Anlage nimmt die Hälfte bis ein Viertel des Blickfeldes ein.
Fernzone (Wirkzone III)	Hintergrund	Ansicht, subdominant, Anlage nimmt ½ bis 1/10 des Blickfeldes ein.
	Fernsicht	Maximale Sichtbarkeitszone, nur bei sehr guten Sichtverhältnissen, optimaler Beleuchtung und weißer Farbe noch wahrnehmbar

Tabelle 2.7: Visuelle Wirkzonen in Abhängigkeit vom Anlagentyp [Wirtschaftsministerium B-W 2001]

Typ	Gruppengröße und Höhe	Wirkzone I	Wirkzone II (Radius in m)	Wirkzone III
Kleinere Anlagen	1 bis 3 WEA, 40 bis 50 m	0 bis 300 m	300 bis 1500 m	-
Anlagen mittlerer Größe	1 WEA , ca. 80 m	0 bis 500 m	500 bis 1500 m	1500 bis 3500 m
Großanlagen u. Windparks	1 WEA > 100m oder ≥ 3 WEA	0 bis 800 m	800 bis 2500 m	2500 bis 5000 m

An verschiedenen Standorten durchgeführte Landschaftsbildanalysen haben gezeigt, dass der tatsächliche Sichtbarkeitsbereich durch Vegetation, Bebauung und Geländere relief oft stark eingeschränkt wird und nur einen kleinen Bruchteil der theoretischen Wirkzonenfläche ausmacht.

Mit der Wirkzonenfläche steht ein zwar grober, aber qualitativ erfassbarer Indikator zur Verfügung, der zur Bewertung des Einflusses von WEA auf das Landschaftsbild herangezogen werden kann. Da die Wirkzonenfläche im wesentlichen von den technischen Daten der Windenergieanlage bestimmt wird, kann dieser Indikator im Prinzip wie andere Ökobilanzgrößen behandelt werden. Wünschenswert wäre es allerdings, neben den technischen Anlagenparametern auch standortabhängige Charakteristika wie den ästhetischen Eigenwert oder die Schutzwürdigkeit der Landschaft zu berücksichtigen. Dies

ist allerdings nur möglich, wenn zumindest ansatzweise ein räumlicher Bezug zwischen den genutzten Windenergiepotenzialen und der visuellen Sensitivität der jeweiligen Landschaften hergestellt werden kann.

2.3.4.1.2 Auswirkungen auf die Vogelwelt (Avifauna)

Verschiedene Auswirkungen von WEA auf rastende, ziehende und brütende Vögel sind in der Vergangenheit beobachtet und zum Teil ausführlich untersucht worden. Von Bedeutung sind dabei vor allem der Vogelschlag (Kollision fliegender Vögel mit den sich drehenden Rotoren oder dem Bauwerk selbst) sowie die Beeinträchtigung des Vogelzugs und von Brut- und Rastgebieten [Rehfeldt et al. 2001]. In den folgenden Absätzen wird diskutiert, wie diese Aspekte bei einer systemanalytischen Bewertung von Energieszenarien berücksichtigt werden können.

Vogelschlag

Verschiedene Untersuchungen haben die häufig genannte Vermutung hoher Vogelschlagverluste in der Regel nicht bestätigt [Rehfeldt et al. 2001]. Trotzdem kann Vogelschlag unter ungünstigen Randbedingungen eine Rolle spielen. Schlechte Sichtverhältnisse, der Betrieb von WEA in Zugkorridoren oder in Brutgebieten von größeren Vögeln (z.B. Möwen, Gänse, Kraniche, Störche) erhöhen das Vogelschlagrisiko. Wird bei der Planung von WEA die Beeinträchtigung von Zugkorridoren, Brut- und Rastgebieten vermieden, so kann davon ausgegangen werden, dass gleichzeitig auch das inzwischen eher als klein eingeschätzte Vogelschlagrisiko weiter reduziert wird. Unter der Voraussetzung, dass die Beeinträchtigung von Zugkorridoren sowie von Brut- und Rastgebieten bei der systemanalytischen Bewertung entsprechend berücksichtigt werden kann (siehe unten), erscheint es uns daher als zulässig, den Vogelschlag bei der Bildung von Schlüsselindikatoren zunächst nicht zu berücksichtigen. Dieser Ansatz ist im weiteren Projektverlauf kritisch zu hinterfragen.

Beeinträchtigung des Vogelzugs

Die Bewertung des Einflusses von WEA auf den Vogelzug wird dadurch erschwert, dass Vogelflug nicht als ein homogener Prozess anzusehen ist [Rehfeldt et al. 2001]. Vielmehr unterscheidet er sich zwischen verschiedenen Regionen, zwischen verschiedenen Arten, und auch zwischen verschiedenen Jahren. Außerdem ist zwischen großräumigen Wanderbewegungen zwischen Brut- und Überwinterungsgebieten und kleinräumigen Bewegungen wie z.B. zwischen Nahrungsgebieten und Schlafplätzen zu unterscheiden.

Nach Beobachtungen und vor allem in den norddeutschen Küstenregionen gemachten Erfahrungen reagieren Zugvögel auf WEA zum Teil durch eine Änderung der Zugrichtung und/oder die Erhöhung der Flughöhe. Betroffen sind vor allem größere Vögel, während Kleinvögel geringe Verhaltensänderungen zeigen. Zugvögel reagieren vor allem auf Anlagengruppen oder -reihen, wobei bei Abständen von 100 bis 200 m zwischen den Windanlagen die Reihen offensichtlich als geschlossene Wand wirken und um- oder überflogen werden. Bei größeren Abständen (> 200 m) durchfliegen viele Arten die Windanlagen [Wirtschaftsministerium B-W 2001].

Auf rastende Zugvögel und Überwinterungsgäste wie Graugänse, großer Brachvogel, Kiebitz oder Regenpfeifer wurde bei Windparks ein gewisser Abschreckungseffekt beobachtet., während Möwen, Stare und Rabenvögel seltener reagieren. Den Reaktionsabstand, den rastende Zugvögel nicht nutzen, beträgt bei mittelgroßen Anlagen von 50 m Nabenhöhe ca. 500 m, bei großen Windanlagen (1-1,5 MW) über 800 m. Der Abstand entspricht in etwa der 8,5 bis 10-fachen Höhe der Windanlage

Als wichtiger Parameter zur Beschreibung der durch eine WEA verursachten Beeinträchtigung von Zugkorridoren und Rastgebieten wird immer wieder der Abstand zur Anlage genannt, den ziehende oder rastende Vögel einhalten. Als Wirkungsindikator kann also im Prinzip die von einer WEA beanspruchte Fläche quantifiziert werden, die zu einer Beeinträchtigung der Vogelwelt führt. Vieles weist allerdings darauf hin, dass verschiedene

Vogelarten unterschiedlich auf Windenergieanlagen reagieren. Da aber bisher über die artspezifische Störwirkung wenig bekannt ist, werden im Sinne des Vorsorgeprinzips die oben genannten pauschalen Abstandswerte verwendet und damit der tatsächliche Effekt eher überschätzt [Schreiber 1999]. Andererseits können WEA auch in größeren Entfernungen von einem Schutzgebiet noch die Wechselbeziehungen der Vögel mit diesem Schutzgebiet stören [Reichenbach 1999], so dass mit dem pauschalen Abstandswert die resultierende Störung auch unterschätzt werden kann.

Es liegt auf der Hand, dass Art und Ausmaß der Wirkung nicht primär von den technischen Daten der Anlage, sondern von den lokalen Gegebenheiten am Standort abhängen. Daher ist anzuzweifeln, ob z.B. der aus dem notwendigen Abstand zu Zugkorridoren berechnete „Flächenverbrauch“ im Sinne einer Ökobilanz jeder einzelne WEA unabhängig von ihrem Standort angerechnet werden sollte. Im Rahmen einer Systembetrachtung erscheint es als sinnvoller, schützenswerte Flächen bei der Potenzialbestimmung von vornherein auszuschließen. Dadurch können einerseits klare Grenzen für die Nutzungsmöglichkeiten aufgezeigt werden, andererseits wird aber auch eine mögliche Überschätzung des Effekts durch eine undifferenzierte Anrechnung einer Flächeninanspruchnahme vermieden. Für diese Vorgehensweise ist es jedoch notwendig, einen räumlichen Bezug zwischen dem ortsabhängigen Potenzial für die Nutzung der Windenergie und den Zugkorridoren und Rastgebieten herzustellen.

2.3.4.1.3 Auswirkungen auf die Pflanzenwelt

Die möglichen Auswirkungen auf die Pflanzenwelt betreffen den Verlust der Vegetationsdecke (Vernichtung und Überbauung) auf dem Bauplatz selbst, und die Veränderung der Vegetation in einem Randbereich von ca. 5 bis maximal 20 m. Auswirkungen in einer größeren Entfernung liegen in der Regel nicht vor. Im Prinzip kann auch hier wieder die Fläche, auf der eine Störung der Pflanzenwelt zu erwarten ist, als Bewertungsgröße herangezogen werden. Aber auch hier hängen die Auswirkungen nur indirekt vom Bauwerk selbst ab und werden vor allem von den kleinräumigen Gegebenheiten, aber auch von der Art der Erschließung und der Bauabwicklung bestimmt.

2.3.4.1.4 Großflächige Ziele des Arten- und Biotopschutzes

Großflächige Naturschutzgebiete und deren Umgebung, die Teil eines künftigen europaweiten Schutzgebietskonzeptes (Natura 2000) sind, und unzerschnittene Räume über 100 km², die gleichzeitig ein hoher Waldanteil und eine überdurchschnittliche Dichte schutzwürdiger Biotope oder überdurchschnittliche Vorkommen landesweit gefährdeter Arten auszeichnen, haben Vorrangfunktion für die Verwirklichung großflächiger Ziele des Arten und Biotopschutzes [Wirtschaftsministerium B-W 2001]. Solche überregional bedeutsamen naturnahen unzerschnittenen Landschaftseile sind für die Erhaltung von gefährdeten Arten mit großen Lebensraumansprüchen von besonderer Bedeutung. In diesen Gebieten sollten daher die Ziele des Arten- und Biotopschutzes im Vordergrund stehen und eine bauliche Entwicklung völlig unterlassen werden.

2.3.4.1.5 Geräuschemissionen, Schattenwurf und Lichtreflexe

Die Drehbewegung des Rotors verursacht durch die Verwirbelung der Luftströmung bei mittleren und stärkeren Windgeschwindigkeiten Geräusche in der unmittelbaren Nähe der Windkraftanlage. Allerdings sind dann die durch den Wind hervorgerufenen Umgebungsgeräusche wie das Rauschen von Laub in Bäumen in der Regel bereits lauter als das Geräusch der WEA selbst. Wichtig sind daher vor allem die Geräuschemissionen der Anlage bei niedrigen und mittleren Windgeschwindigkeiten. Für eine mögliche Belästigung von Anwohnern ist dabei weniger der Dauerschallpegel, sondern das periodisch wiederkehrende Geräusch des Vorbeigangs der Rotorblätter vor dem Mast verantwortlich.

Generell dürfen durch den Betrieb von WEA die in der TA Lärm festgelegten Immissionsrichtwerte nicht überschritten werden. Inzwischen sind Windenergieanlagen in Bezug auf Geräuschemissionen allerdings so konstruiert, dass auch unmittelbar an der Windkraftanlage in der Regel nur der Blick auf den sich drehenden Rotor die Bestätigung für den laufenden Betrieb der Anlage gibt [Wirtschaftsministerium B-W 2001].

Der Schattenwurf von Windenergieanlagen kann in deren unmittelbarem Einwirkungsbereich von Anwohnern als Störung empfunden werden. Ebenfalls störend wirken können die bei starkem Sonnenschein durch Reflexion des Sonnenlichts an den Rotorblättern hervorgerufenen Lichtblitze. Beide Effekte hängen sehr stark vom Wetter und dem Sonnenstand ab und treten an einem bestimmten Ort nur kurzfristig auf. Durch den Einsatz reflexionsarmer Materialien konnten inzwischen Intensität und Häufigkeit von Lichtreflexen reduziert werden.

Es ist davon auszugehen, dass der Abstand zukünftiger Windparks oder auch einzelner Windkraftanlagen zur Wohnbebauung so groß seien dürfte, dass die genannten Effekte bei der Bewertung der Umwelteinflüsse eine eher untergeordnete Rolle spielen. Bei der Entwicklung von Schlüsselindikatoren werden diese Effekte daher zunächst nicht berücksichtigt. Dieser Ansatz ist im Projektverlauf weiterhin kritisch zu hinterfragen.

2.3.4.1.6 Ansätze zur Berücksichtigung in einer systemanalytischen Bewertung

Fast alle der in den vorhergehenden Abschnitten dargestellten Einflüsse der Windenergienutzung auf Naturhaushalt und Landschaft lassen sich zumindest ansatzweise mit der Messgröße „Fläche“, die grob aus anlagenspezifischen Größen berechnet werden kann, charakterisieren. Die Flächeninanspruchnahme ist in der Ökobilanzierung ein gängiger Wirkungsindikator. Problematisch ist allerdings, dass es sich bei den hier relevanten Einwirkungen um sehr unterschiedliche Qualitäten der Flächennutzung handelt, die trotz gleicher Maßeinheit (m^2) nicht ohne weiteres zu einer Größe aggregiert werden können. Um die unterschiedlichen Qualitäten verschiedener Flächen berücksichtigen zu können, sind in der Ökobilanz-Literatur von einigen Autoren unterschiedliche Flächennutzungsklassen vorgeschlagen worden. Das Umweltbundesamt (UBA) definiert zur Quantifizierung der Naturraumbeanspruchung z.B. sieben Natürlichkeitsklassen mit unterschiedlicher Naturnähe, in die alle Landflächen eingeordnet werden können. Genauso wie verschiedene andere Vorschläge ist jedoch die UBA-Klassifizierung kaum geeignet, die visuelle Sensitivität von Landschaften oder das Vorhandensein von Vogelzugkorridoren zu berücksichtigen.

Ein wesentliches Merkmal der durch Windenergieanlagen ausgehenden Wirkung ist der ausgeprägte Raumbezug. Eine quantitative Erfassung dieser Wirkungen in einer systemanalytischen Bewertung ist ohne Berücksichtigung des Raumbezugs nicht sinnvoll möglich. Durch Abschätzungen kann näherungsweise ein Raumbezug verschiedener Einflussgrößen hergestellt und damit erste Aussagen über die Wirkung von WEA innerhalb eines Gesamtsystems gemacht werden. Längerfristig ist eine detaillierte Analyse wohl nur mit Hilfe eines Geografischen Informationssystems (GIS) möglich. Im weiteren Projektverlauf ist zu prüfen, in wie weit der Einsatz eines GIS im Rahmen der in diesem Projekt zur Verfügung stehenden Mittel möglich bzw. sinnvoll ist (Verfügbarkeit entsprechender Daten, Aufwand der Datenbearbeitung, etc.). Mit Hilfe eines GIS ist die folgende Vorgehensweise denkbar:

- Darstellung des raumbezogenen technischen Potenzials der Windenergienutzung in Deutschland.
- Darstellung eines „ökologischen“ Potenzials durch die raumbezogene Ausweisung von Ausschlussflächen. Das ökologische Potenzial der Windenergienutzung lässt sich durch die Verschneidung des technischen Potenzials mit den Ausschlussflächen berechnen.
- Darstellung von Trade-offs zwischen verschiedenen Naturschutzbelangen und anderen Nachhaltigkeitsindikatoren (z.B. wie wirkt sich der Ausschluss der Windenergienutzung in

Randzonen von Wasservogelschutzgebieten regionaler Bedeutung auf die CO₂-Bilanz oder die Stromerzeugungskosten des Gesamtsystems aus?).

Als Ausschlussgebiete für den Bau von Windenergieanlagen gelten neben den gesetzlich festgelegten Schutzflächen die Randzonen von besonders empfindlichen Biotopen. Nach [Wirtschaftsministerium B-W 2001] könnte die folgende Klassifizierung verwendet werden:

- Ausschlussgebiete (Räume mit sehr hohem bis hohem Konfliktpotenzial)
Nationalpark, Naturschutzgebiet, flächenhaftes Naturdenkmal, Bann- und Schonwald, besonders geschützte Biotop (§24a NatSchG, §30a WaldG), Wasserschutzzone I, Überschwemmungsgebiet, Gewässerrandstreifen, europäisches Vogelschutzgebiet und FFH-Gebiet (sofern die Erhaltungs- und Entwicklungsziele erheblich beeinträchtigt werden)
- Ausschlussgebiete – Abstände zu Vogelzugkorridoren und Rast- und Brutplätzen
 - Vorsorgeabstand von Anlagenhöhe x 10 von international bis überregional bedeutsamen Zugkorridoren, Rastplätzen und Überwinterungsgebieten
 - Vorsorgeabstand von 200 m zu Brutplätzen und zum Lebensraum besonders geschützter und störungsempfindlicher Vogelarten
 - Vorsorgeabstand von 200 m von Horststandorten gefährdeter Greifvögel
- Restriktionsflächen (Gebiete mit mittlerem Konfliktpotenzial)
Naturpark; Wasserschutzzone II; überregional bedeutsame naturnahe, ökologisch wertvolle Lebensräume (außerhalb gesetzlich geschützter Flächen), die durch große, unzerschnittene, verkehrsarme Räume und überdurchschnittlicher Dichte schutzwürdiger Biotop oder überdurchschnittliche Vorkommen landesweit gefährdeter Arten gekennzeichnet sind; ältere, naturnahe Waldbestände; biologisch-ökologisch wertvolle Waldstandorte; Randzonen von Naturschutzgebieten und Flächennaturdenkmälern; Randzonen von Wasservogelschutzgebieten von regionaler Bedeutung (200 m).

3 Einzeltechnologischer Beschreibung – Methodik und Datenverfügbarkeit

(Martin Pehnt, Guido Reinhardt)

3.1 Einzeltechnologischer Bewertung: Vorgehensweise der Studie

Der großflächige Einsatz erneuerbarer Energien ist unzweifelhaft mit ökologischen Entlastungswirkungen hinsichtlich der Schonung fossiler Energieressourcen und der Verringerung von Treibhausgasemissionen verbunden. Dem stehen kontextabhängige umweltbelastende Auswirkungen gegenüber. Gerade auch der Konflikt zwischen Klima- und Ressourcenschutz auf der einen und Schutz von Flora, Fauna und Landschaftsbild auf der anderen Seite tritt bei manchen Technologien vermehrt auf, beispielsweise aufgrund des dezentralen Charakters und der flächigen Verteilung des Energieangebots (Eingriffe in Fauna und Landschaftsbild (Windkraft), Transportprozesse (Biomasse)), aufgrund des Eingriffs in den Gewässerhaushalt (Wasserkraft) oder aufgrund umfangreicher Umstrukturierungen der Landwirtschaft im Spannungsfeld mit zunehmenden Ansprüchen nach einer Ökologisierung der Landwirtschaft.

Ziel dieser Studie ist eine umfassende ökologische Bewertung erneuerbarer Energien sowohl hinsichtlich des Verbrauchs von Ressourcen und der Freigabe von Stoffen in die Umwelt als auch beispielsweise die Auswirkungen eines Ausbaus erneuerbarer Energien auf Flora und Fauna sowie Beeinträchtigungen des Landschaftsbildes. Dabei sind erstere Umweltwirkungen mit dem Instrument der Ökobilanz erfassbar (siehe Anhang). Diesen einfacher zu quantifizierenden Aspekten stehen technologiespezifische oder lokale Umweltwirkungen entgegen, die nicht mit den etablierten Wirkungskategorien der Ökobilanzen zu analysieren sind. Für diese stehen weitere Instrumente zur Verfügung (Bsp. UVU/UVV, LBP), deren Anwendung in diesem Projekt fallspezifisch zu prüfen ist.

Ein wesentliches Teilziel der Untersuchung ist, diese ökologischen Wirkungen für die relevanten Einzeltechnologien nach dem neuesten Erkenntnisstand zusammenzustellen und umfassend zu bewerten. Dabei wird insbesondere auf die teilweise noch rasante Entwicklungsdynamik der Technologien zu achten sein.

3.1.1 Vorgehensweise bei der einzeltechnologischer Bewertung

Die verschiedenen Technologien und Energieträger unterscheiden sich hinsichtlich ihrer zu analysierenden Umweltwirkungen zum Teil beträchtlich. Um eine Fokussierung auf die eigentlichen ökologischen Brennpunkte zu gewährleisten und den in der Literatur zusammengetragenen Kenntnisstand angemessen zu berücksichtigen, wird ein stufenweises Vorgehen vorgeschlagen, das sich wie folgt gliedert:

- Eine *Synopse und Literaturlauswertung* vorliegender Ökobilanzen und anderer für diesen Themenbereich relevanter Analysen. Liegen keine Ökobilanzen vor, so wird eine Übersichtsökobilanz erstellt.

Für den Teil der **ökobilanziell zu untersuchenden Umwelteffekte** wird wie folgt verfahren:

- Eine *Kriterienüberprüfung*. Hierzu müssen die Nachhaltigkeitsindikatoren bzw. Wirkungskategorien ausgewählt und definiert sein (vgl. Kapitel 2.3). Liegen die Resultate der Ökobilanzen für als relevant erachtete Wirkungskategorien unterhalb einer kritischen Schwelle, so wird für diese Technologie/diesen Energieträger keine weitere Ökobilanzierung vorgenommen. Die kritische Schwelle sowie die Abgrenzung relevanter von irrelevanten Indikatoren wird in Abstimmung mit dem Auftraggeber definiert. Für die Bestimmung der Relevanz wird ein Verfahren in Anlehnung an das UBA-

Bewertungsverfahren vorgeschlagen [UBA 1995]. Dort wird die ökologische Relevanz anhand einer Analyse des spezifischen Beitrags dieser Umweltwirkung (z. B. Beitrag der Stromerzeugung zu den gesamtdeutschen versauernden Emissionen) und anhand der ökologischen Bedeutung dieser überschrittenen Umweltwirkungen bestimmt. Für jede betrachtete und als relevant erachtete Wirkungskategorie sollte die Wirkung unterhalb eines gewissen Prozentsatzes verglichen mit einem modernen konventionellen Vergleichssystem liegen (vorläufiger Vorschlag ifeu: $1/3 \cdot \text{Umweltwirkung des Vergleichssystems}$).

Eine solche Trennung in relevante und nicht relevante Wirkungskategorien erweist sich als wichtig, da bestimmte Wirkungskategorien (z. B. Verbrauch abiotischer nicht-energetischer Materialien) für regenerative Energiesysteme fast immer die des konventionellen Vergleichssystems überschreiten, ohne dass dies zwangsläufig von ökologischer Relevanz ist.

- Falls eine Überschreitung der kritischen Schwelle auftritt, wird eine *Übersichtsökobilanz* erstellt unter besonderer Berücksichtigung zukünftiger Entwicklungen des Produktsystems (z. B. Dünnschichtsolarzellen) oder des Hintergrundsystems (z. B. zukünftiger Strommix, mit dem Solarzellen hergestellt werden). Dabei wird die potenzielle Bedeutung der Technologie für die Entwicklung des Energiemarktes durch unterschiedliche Detaillierungstiefe berücksichtigt.
- Wird die kritische Schwelle dann immer noch überschritten, so erfolgt eine *Einordnung der Bedeutung* für die Erstellung der Gesamtszenarien, beispielsweise eine Analyse der technologiespezifischen Substitutions- und Optimierungsmöglichkeiten (z. B. andere Materialien für die Herstellung der Solarzellen). Unter Umständen kann hier auch die Empfehlung ausgesprochen werden, eine bestimmte Technologie nicht weiter zu verfolgen.
- Schließlich erfolgt eine *Prüfung anderer*, nicht als relevant erachteter *Wirkungskategorien*. Wird bei diesen eine kritische Schwelle überschritten, so wird nicht, wie im Fall der als relevant erachteten Kategorien, eine neue Übersichtsökobilanz erstellt. Lediglich die überschrittene Wirkungskategorie wird detailliert diskutiert.

Zwei Beispiele sollen die Vorgehensweise illustrieren:

Beispiel 1: Die Treibhausgasemissionen werden nach dem beschriebenen UBA-Verfahren als ökologisch relevant erachtet. Die Treibhausgasemissionen eines modernen GuD-Kraftwerkes liegen bei $430 \text{ g CO}_2\text{-Äq./kWh}_{el}$. Die Treibhausgasemissionen von PV-Systemen liegen für kristallines Silizium in der Literatur bei bis zu $350 \text{ g CO}_2\text{-Äq./kWh}_{el}$. Die kritische Schwelle von $1/3 \cdot \text{Vergleichssystem}$ wird also überschritten. Das PV-System wird neu bilanziert.

Beispiel 2: Die Eisenerzbedarf eines modernen Erdgas-GuD-Kraftwerkes liegt bei $1,2 \text{ g/kWh}_{el}$. Der Eisenerzbedarf eines $1,5 \text{ MW}$ -Windrades liegt bei $5,2 \text{ g/kWh}_{el}$. Wird diese Wirkungskategorie als nicht relevant eingestuft, so wird Windkraft nicht neu sachbilanziert, sondern lediglich diese Wirkungskategorie diskutiert.

Für die Übersichts-Ökobilanzen, die von Ifeu und DLR erstellt werden, ist der Rückgriff auf eine in großen Teilen gemeinsame Datenbasis wichtig für eine Vergleichbarkeit der Ergebnisse. Daher ist ein gemeinsames Analyseraster für die wesentlichen Prozesse und Basismaterialien vorgesehen, das z. B. den heutigen und zukünftigen Strommix, Prozesswärmebereitstellung, Transportprozesse oder wichtige Grundstoffe umfasst.

Alle Übersichtsbilanzen werden in leicht zugänglicher Form modular programmiert. Dies bedeutet insbesondere, dass wesentliche Parameter schnell variiert und deren Einfluss auf die Bilanz sichtbar gemacht werden kann.

Das Ifeu wird einen Vorschlag für eine einheitliche Berichterstattung für die einzelnen untersuchten Lebenszyklen und Energieträger vorschlagen.

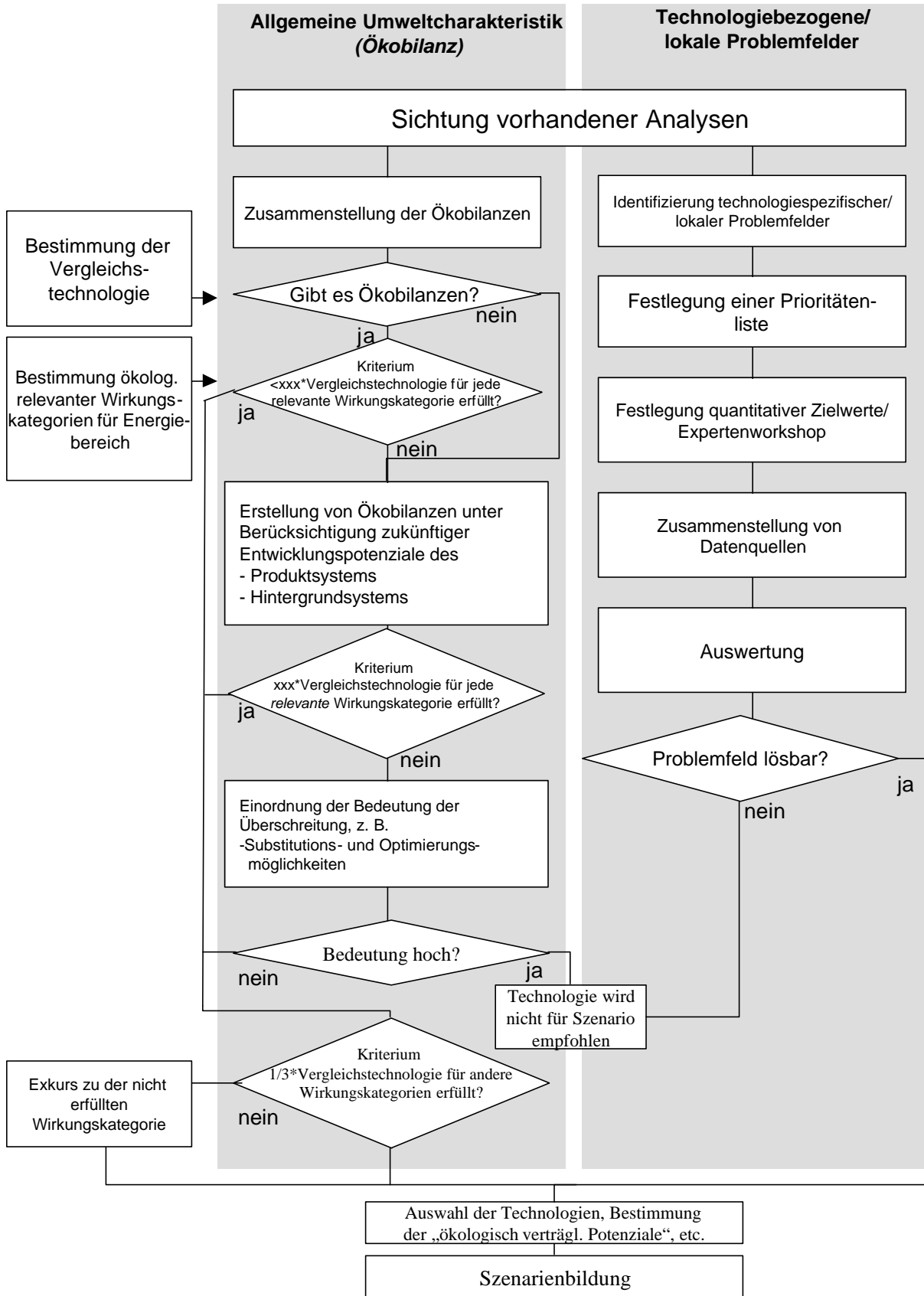


Abbildung 3.1: Vorgehensweise der Untersuchung der Einzeltechnologien

Die **technologiespezifischen und lokalen Effekte** werden eng auf den Untersuchungsgegenstand angepasst untersucht. Dabei werden zunächst relevante Problembereiche identifiziert, ggf. eine Prioritätenliste erstellt und, wenn möglich, quantitative Zielwerte festgelegt. Dies erfolgt in enger Abstimmung mit anderen laufenden Forschungsvorhaben und durch Durchführung eines Expertenworkshops, zu dem technologiespezifisch Experten geladen werden. Für die einzelnen Problembereiche werden anschließend Daten hinsichtlich der Zielerfüllung der Kriterien analysiert. Hierbei können sich ggf. Einschränkungen hinsichtlich der einsetzbaren Potenziale der Energieträger für die Szenarien ergeben. Die einzelnen Instrumente, die für diese Analyse zum Einsatz gelangen, werden im Rahmen der Problemfeldbestimmung ausgewählt.

Eine unmittelbare Integration dieser technologiespezifischen und lokalen Effekte in die Ökobilanz durch Definition zusätzlicher Wirkungskategorien wird als nicht sinnvoll erachtet.

3.1.2 Dynamisierte ökologische Bilanzierung der Technologien (Beispiel Photovoltaik)

Von besonderer Bedeutung bei der Analyse erneuerbarer Energietechnologien ist die Berücksichtigung *zukünftiger Entwicklungstrends*. Dies soll am Beispiel der Photovoltaik dargestellt werden.

Hinsichtlich zukünftiger Trends sind zwei Aspekte zu beachten:

Technologische Optimierungspotenziale

Zum einen sind erneuerbare Energiequellen vielfach technologisch noch optimierungsfähig. Beispielsweise gibt es eine Vielzahl von Entwicklungsmöglichkeiten im Bereich des photovoltaischen Produktionsprozesses:

Kristallines Si

- solar grade Silizium sowohl für mono- wie auch polykristallines Silizium (siehe oben)
- die EFG-Methode zum Ziehen großer Wafer aus der Schmelze verringert Materialverluste durch den Wafersägen
- dünnere Wafer (100 bis 150 μm), die durch höhere Automatisierungsgrade und andere technische Entwicklungen möglich werden
- Höhere Modulwirkungsgrade bis zu 18 bis 20 %
- Recycling von Wafer, Modulkomponenten bis hin zu ganzen Zellen, das u. a. zu einer Verringerung des Verbrauchs an hochreinem Silizium führt und den Energieverbrauch um bis zu einen Faktor 5 senken kann

Dünnschichtzellen

- Serienfertigung, die den Hilfs- und Betriebsmittelenergieverbrauch deutlich absenken wird
- Technische Fortentwicklung mit höheren Modulwirkungsgraden
- Neue Dünnschichtmaterialien und Zellkonzepte (z. B. Grätzel-Zelle)
- Recycling

„Import“ negativer Umweltwirkungen

Vielfach sind die ökologischen Gesamteinwirkungen einer Technologie aber auch durch das „Hintergrundsystem“ (s. o.) gegeben. Für diese wird in den meisten Ökobilanzen von durchschnittlichen Material- und Energiebereitstellungspfaden ausgegangen, beispielsweise von einem durchschnittlichen deutschen Mix aus Primär- und Sekundäraluminium oder dem deutschen Kraftwerksparks der Gegenwart.

Damit werden die Umweltwirkungen des heutigen Versorgungssystems, das im wesentlichen auf erschöpflichen Primärenergieträger beruht, in die Analyse „importiert“. Die Zuordnung der

Umwelteinwirkungen der konventionellen Strombereitstellung zu der Bilanz von photovoltaischen Zellen beispielsweise ist nicht selbstverständlich und belastet die regenerative Stromversorgung mit Einwirkungen des fossilen Systems. Über 50 % der Treibhausgase für die Produktion einer Kilowattstunde stammen aus dem direkten Strombezug für die Produktion der kristallinen Solarzellen.

Ein anderer Ausgangspunkt der Betrachtung wäre die Stromerzeugung über die Lebenszeit, z. B. 100 kWh/m²*Jahr in Deutschland multipliziert mit einer Lebensdauer von z. B. 25 Jahren, d. h. 2,5 MWh in der gesamten Lebenszeit. Von dieser Stromproduktion könnte die zur Herstellung des Systems notwendige Strommenge subtrahiert werden. Resultat wäre eine „Netto-Stromerzeugung“. Entsprechend wären die Umweltwirkungen der Herstellung, z. B. die CO₂-Emissionen, gering. Diese Betrachtungsweise ist in Ökobilanzen nicht üblich. Eine ähnliche Situation tritt allerdings auf, wenn Hersteller ihren Eigenverbrauch regenerativ erzeugen, wie z. B. ein Modulhersteller in Freiburg. In diesen Fällen muss der herstellereigenspezifische und nicht der durchschnittliche Strommix zugrundegelegt werden.

In allen in dieser Studie erstellten Übersichtsbilanzen wird also einer Dynamisierung besondere Aufmerksamkeit gewidmet. Das heißt, dass die Szenarien einer zukünftigen Energieversorgung auch für die Definition zukünftiger Versorgungsprozesse und die Herstellung wesentlicher Basismaterialien herangezogen werden.

3.2 Datenverfügbarkeit für Ökobilanzen von Einzeltechnologien

Der Bereich erneuerbarer Energieträger ist in verschiedenen Studien untersucht worden. Dabei liegt der Schwerpunkt vieler Studien auf dem Einsatz energetischer Ressourcen und der Emission von Treibhausgasen durch erneuerbare Energien. Vollständige Ökobilanzen liegen nur in wenigen Fällen vor.

In diesem Abschnitt wird ein Überblick über erhältliche Ökobilanzen erneuerbarer Energieträger gegeben. Auswahlkriterium für die vorgestellten Bilanzen ist die aktuelle Bedeutung für die ökologische Bewertung der Energieträger im Bezugsraum Deutschland und der Bezug auf Lebenswege. Einzelne Datenquellen für Emissionsquellen etc. werden an dieser Stelle nicht zitiert.

Diese Zusammenstellung ist ein *vorläufiger Überblick* und ist im Lauf der Studie zu ergänzen. Eine detaillierte Diskussion der Datenqualität, der Systemgrenzen und der in die Studien eingehenden Annahmen sowie der daraus resultierenden Unterschiede zwischen den Bilanzen erfolgt in den jeweiligen Technologiekapiteln.

Die Analyse muss die äußerst dynamische Entwicklung der Energiesysteme berücksichtigen. Dies betrifft zum einen die Entwicklung der Produkte und ihrer Produktionsprozesse sowie ihrer technischen Performance als auch die Entwicklung der sogenannten „Hintergrundsysteme“, also der Systeme, die nicht unmittelbar Teil des Produktsystems sind, aber für dessen Herstellung, Nutzung oder Entsorgung notwendig sind. Beispielsweise wird der zukünftige Kraftwerkspark, der maßgeblich in die Produktion von Photovoltaik-Systemen eingeht, erheblichen Änderungen unterworfen sein, die ihrerseits die Bilanzierung von Solarzellen verändern.

Im einzelnen ergibt sich für die Technologien ein sehr unterschiedlicher Erkenntnisstand. Im Bereich der **Windstromerzeugung** gibt es nur wenige, dort vor allem die Onshore-Windkraftherzeugung betreffenden Studien [Hartmann 1998, Schleisner 2000, Esu 1996, Pick 1998]. In [Schleisner 2000] wurden zwei Windfarmen – off- (6 km Küstenabstand) und onshore - auf der Basis von 500-kW-Windrädern untersucht. [Pick 1998] berechnet kumulierte Energieaufwendungen für 500 und 1500 kW-Anlagen mit verschiedenen Standorten. In [Esu 1996] wurden Windkraftanlagen kleiner Leistungsklasse an Schweizer Standorten bilanziert.

Wasserkraftwerke verschiedener Typologie werden in [ESU 1996, Hartmann 2001] bilanziert. Ergänzend mit [Baumgartner 1998] und [IEA 2000] ist die Datenlage für die Bauphase als ausreichend zu erachten. Unsicherheit betrifft vor allem die Betriebsphase von Speicherkraftwerken.

Biomassenutzung kann unterteilt werden nach Rohstoffprovenienz (Anbaubiomasse bzw. Reststoff- oder gar Abfallnutzung) bzw. nach Einsatzzwecken (Biokraftstoffe, feste und flüssige Bioenergieträger zur Strom- und Wärmebereitstellung sowie Biogas für potenziell alle Anwendungen). Bezüglich Anbaubiomasse gibt es derzeit nur eine einzige Publikation, die entsprechend der Ökobilanznorm ISO 14040-43 durchgeführt wurde und Getreideganzpflanzennutzung, Kurzumtriebsplantagenholz, mehrjährige Gräser sowie die Biokraftstoffe Bioethanole, Rapsöl sowie RME abdeckt [Reinhardt & Zemanek 2000]. Zusätzlich wurden dort auch Grasschnitt aus der Landschaftspflege, Stroh als Reststroh aus der Landwirtschaft und Waldrestholz bilanziert. Die meisten Basisdaten zu diesen und einigen weiteren Bioenergieträgern mit dem Bezugsraum Deutschland wurde in [Kaltschmitt & Reinhardt 1997] veröffentlicht, die die Basis für oben zitierte Ökobilanz darstellte. Seit dieser Zeit sind vereinzelte Bilanzen publiziert worden wie z. B. stellvertretend für alle [Stelzer 1999], aber keine, die in ihrer Datenbasis und Systemgrenzen umfassend auf andere Bilanzen abgestimmt sind. Im internationalen Raum gibt es eine ebenso große Vielfalt an Einzelbilanzen wie es mögliche Systemgrenzen und Variationen gibt. Die letzte publizierte, uns bekannte Arbeit, die aufeinander abgestimmte Daten, Systemgrenzen und methodische Vorgehensweisen auf gesamteuropäischer Ebene verwendet und in Anlehnung an die Ökobilanznorm durchgeführt wurde, ist [Reinhardt et al. 2001]. Dort wurden ebenfalls Anbaubiomasse und Reststoffe sowie flüssige und feste Bioenergieträger sowie Biogas für Transport, Strom- und Wärmebereitstellung bilanziert. Zusätzlich wurden hier auch ansatzweise sozio-ökonomische Gesichtspunkte mit betrachtet. Der Bezugszeitpunkt ist dort 2010.

Photovoltaik wurde in der Vergangenheit vor allem bezogen auf den Energieeinsatz und die CO₂-Emissionen bilanziert [Hagedorn 1992, Alsema 1996, Nijs 1997, Dones 1998, Frankl 1998, Kato 1999, Alsema 2000, Jungbluth 2000]. Dabei lag der Schwerpunkt auf kristallinen Siliziumsolarzellen. Zukünftige Entwicklungen wurden bislang nur unzureichend berücksichtigt [Pehnt 2001]. Neue Produktionsstätten und in Entwicklung befindliche Materialien (Stichwort Solarsilizium, Dünnschicht-Technologie) sind nur unzureichend berücksichtigt. Die Bilanz von PV wird im wesentlichen von drei Einflussfaktoren bestimmt: der spezifischen Energieausbeute, die wiederum vom geografischen Standort der Anlage, lokalen Gegebenheiten, der Ausrichtung der Anlage und dem Wirkungsgrad der PV-Module sowie der Peripherie abhängt; den Umweltwirkungen der Herstellung der Anlage, vor allem durch die Wahl der eingesetzten Materialien, des Strommixes und dem verfahrenstechnischen Ablauf der Fertigung; sowie der Lebensdauer der Anlage.

Im Bereich der **Geothermie** liegen neben Untersuchungen zum Einsatz von Wärmepumpen Bilanzen von hydrogeothermaler Wärmenutzung vor [Kayser 1999; Erbas 1999]. Der Einsatz geothermischer Ressourcen zur Stromproduktion ist hingegen nur unzureichend untersucht. Qualitative Angaben finden sich in [Kaltschmitt 1997; Kaltschmitt 1999].

In [ESU 1996] und [Pehnt 1996] wurden unterschiedliche **Sonnenkollektortypen** (Röhren-, Vakuum- und unverglaste Kollektorsysteme) in Ein- und Mehrfamilienhausanwendungen untersucht. Wesentliche Parameter für die Bilanz sind der Energieertrag der Anlage, der Hilfsstrombedarf und der Materialeinsatz vor allem des Kollektors und der Tragestruktur. Neuere Entwicklungen im Kollektorbereich sind in Übersichtsbilanzen zu berücksichtigen.

Solarthermische Kraftwerke sind in einer gemeinsamen Studie von DLR und IER untersucht worden [Bohnke 1999]. Als wesentlich stellt sich vor allem das Kraftwerkskonzept, vor allem der solare Anteil an der gesamten Stromerzeugung heraus. Diese Bilanz ist den neuen Entwicklungen im Kraftwerksbereich anzupassen.

Tabelle 3.1: Ökologische Bilanzierung erneuerbarer Energiesysteme: Stand der Technik und Datenqualität

Primärenergieträger	Nutzung	Referenzen	Datenqualität/Defizite der Bilanzen	Erwartete „Hot spots“
Wind	Stromerzeugung	[Hartmann 1998, Schleisner 2000, Esu 1996, Pick 1998]	Hoch für on-shore, niedrig für off-shore.	Ökobilanz überwiegend positiv. Probleme im Bereich Naturschutz, Lärm, Lichtschatten, Schattenwurf, Vogelschlag, Landschaftsbild, Eingriff in Gewässerhaushalt (off-shore), etc.
Wasserkraft	Stromerzeugung	[ESU 1996, Hartmann 2001, IEA 2000, Baumgartner 1998]	Hoch für Bau. Offene Fragen bei Betriebsphase (v. a. Speicherkraftwerke)	Ökobilanz überwiegend positiv. Probleme im Bereich Gewässerschutz, Flächenverbrauch, Naturschutz.
Biomasse	Biomasse-Mitverbrennung in Kraftwerken	[Kaltschmitt 1997, Hartmann 1999]	Hoch. Keine Infrastruktur	Deutliche Unterschiede je nach Provenienz der Biomasse, Nutzung der Kuppelprodukte und Reststoffe
	Biomasseverbrennung in Feuerungen	[Kaltschmitt 1997]	Hoch. Keine Infrastruktur	Deutliche Unterschiede je nach Provenienz der Biomasse, Nutzung der Kuppelprodukte und Reststoffe
	Biomassevergasung			Deutliche Unterschiede je nach Provenienz der Biomasse, Nutzung der Kuppelprodukte und Reststoffe
Biogas	KWK			
Biokraftstoffe	Ethanol/ETBE	[Fromentin 2000, Stelzer 1999, Reinhardt 2000, EU 2001]	Hoch. Keine Infrastruktur	Deutliche Unterschiede je nach Provenienz der Biomasse, Nutzung der Kuppelprodukte und Reststoffe
	Rapsöl/RME	[Borken 1999, UBA 1999, EU 2001]	Hoch. Keine Infrastruktur	Deutliche Unterschiede je nach Provenienz der Biomasse, Nutzung der Kuppelprodukte und Reststoffe
Photovoltaik	Stromerzeugung	[Hagedorn 1992, Alsema 1996, Nijis 1997, Dones 1998, Frankl 1998, Kato 1999, Alsema 2000, Antec 1999, Ffe 1998, Pehnt 2001, Engelenburg 1994, Frankl 1998, Hynes 1994, Möller 1998]		
	Kristall. Silizium		Hoch für Stand der Technik, allerdings überwiegend KEA und CO ₂ . Zukünftige Entwicklungslinien (z. B. sog-Si) und Großserie nicht hinreichend berücksichtigt	Energieverbrauch, Treibhauseffekt durch Produktion und Verarbeitung des Siliziums. Bei Stand der Technik: Versauerung.

Tabelle 3.1: (Fortsetzung) Ökologische Bilanzierung erneuerbarer Energiesysteme: Stand der Technik und Datenqualität

Primärenergieträger	Nutzung	Referenzen	Datenqualität/Defizite der Bilanzen	Erwartete „Hot spots“
Photovoltaik (Fortsetzung)	a-Si		Mittel. Überwiegend KEA	Energieverbrauch, Treibhauseffekt durch Produktionsprozesse.
	Andere Dünnschicht		Niedrig. Nur KEA-Untersuchungen	Evtl. Toxizität, abiotischer nicht-energ. Ressourcenverbrauch
Geothermie	Stromerzeugung Hot-dry Rock	[Kayser 1999; Erbas 1999]	Nicht vorhanden	
	Wärmeerzeugung Hydrothermal		Hoch	
Solarthermische KW	Stromerzeugung	[Bohnke 1999]	Mittel	Anteil Hybrid-Betrieb. Bei rein solarem Betrieb: keine
Sonnenkollektoren	Wärmeerzeugung	[ESU 1996, Pehnt 1996]	Mittel	Je nach Materialeinsatz relativ hohe Versauerung u. a. in Abhängigkeit vom Kollektorsystem

3.3 Datenverfügbarkeit für die technologiebezogenen/lokalen Problemfelder

Die Studien für technologiebezogene/lokale Problemfelder werden in Abstimmung mit dem Auftraggeber und in Absprache mit anderen laufenden Projekten zusammengestellt und in den einzelnen Technologiekapiteln dargestellt und ausgewertet.

4 Hemmnisse und Rahmenbedingungen

(Manfred Fishedick, Dirk Wolters, Matthias Abele, Niko Supersberger)

Dem Ausbau der erneuerbaren Energien stehen trotz der Einführung verschiedener energiepolitischer Instrumente (z. B. Erneuerbare Energien Gesetz, 100.000 Dächer-Programm) auch heute noch zahlreiche Hemmnisse entgegen. Diese betreffen zum Teil die gesamte Gruppe der Nutzungsoptionen erneuerbarer Energien oder sind häufig auch technologiespezifischer Natur. Eine sehr umfassende Übersicht und Kategorisierung über die verschiedenen, dem Ausbau der erneuerbaren Energien entgegenstehenden Barrieren, ist z. B. in einer gemeinschaftlichen Arbeit des Forum für Zukunftsenergien entwickelt worden. Danach wird unterschieden zwischen

- Hemmnissen durch wirtschaftliche, politische und strukturelle Rahmenbedingungen,
- Informationsdefiziten und unzureichende Erfahrungen,
- Hemmnissen aufgrund naturgesetzlicher Gegebenheiten und
- Hemmnissen aufgrund rechtlicher Rahmenbedingungen.

Im Rahmen des hier vorgelegten Zwischenberichtes soll diese im Jahr 1997 entstandene Übersicht - in einer ersten Iterationsstufe – aktualisiert und ergänzt werden. Vor allem soll aufgezeigt werden, welche Hemmnisse in den letzten Jahren an Gewicht verloren haben (z. B. durch energiepolitische Initiativen oder marktbedingte Veränderungen) und welche Bereiche im Verlaufe der teilweise sehr dynamischen Entwicklung bei einzelnen Nutzungsoptionen erneuerbarer Energien oder beispielsweise durch die zunehmende Einflussnahme der europäischen Gremien zwischenzeitlich zu ergänzen sind.

Im Zuge des Projektfortschrittes ergeben sich insbesondere aus der detaillierten ökologischen und ökonomischen Wirkungsanalyse (Arbeitspaket B) weitere hemmnisrelevante Aspekte, die mit den hier im Zwischenbericht vorgelegten Erkenntnissen – in einer dann zweiten Iterationsstufe - abzugleichen sind. Dies gilt gleichermaßen für die sich während der Projektlaufzeit aus einer ständigen Marktbeobachtung ergebenden neuen Erkenntnisse.

4.1 Stand der Hemmnisanalyse

4.1.1 Allgemeine Hemmniskategorien

Wie bereits einleitend dargestellt, lassen sich die einer verstärkten Nutzung erneuerbarer Energien entgegenstehenden Hemmnisse in vier Hauptkategorien einteilen. Die zuvor genannten Kategorien aufgreifend kann man zu nachfolgender Untergliederung kommen:

Hemmnisse durch wirtschaftliche, politische und strukturelle Rahmenbedingungen

- Vergleichsweise geringe Kosten fossiler Energieträger setzen zu geringe Anreize, um Alternativen weiterzuentwickeln und einzusetzen.
- Da der Verbraucher die durch ihn verursachten Nebeneffekte nicht unmittelbar spürt sieht er auch keinen direkten Handlungsbedarf. Das Kosten-Nutzen-Verhältnis verschiebt sich für ihn daher positiv in Richtung der fossilen Energieträger.
- Fehlende Berücksichtigung externer Effekte (z.B. Schadstoffemissionen, Endlagerung radioaktiver Abfälle; sowie die daraus resultierenden gesundheitlichen und klimabeeinflussenden Folgen) begünstigt die weitere Nutzung fossiler Energieträger.

- Die spezifische Investitionskosten sind noch vergleichsweise hoch, wodurch die wirtschaftliche Rentabilität noch stark von der öffentlicher Förderung abhängt.
- Ein gewachsenes, auf fossile und nukleare Energieträger zentralisiertes Energiesystem steht der fehlenden Infrastruktur alternativer Energien entgegen.
- Ein jahrzehntelanger Entwicklungsvorsprung regulärer Energieträger benachteiligt die erneuerbaren Energien.
- Die Weigerung der Netzbetreiber, Vorgaben nach dem EEG zu folgen (z. B. Stromeinspeisung, Netzanschluss) führt zu weiteren „Reibungsverlusten“.
- Ein zu langwieriger Genehmigungsprozess von Fördermaßnahmen und unklare politische Aussagen über die Fortführung der Förderung (z.B. §8 Abs.2 Satz 2 EEG) führen zu Planungsunsicherheiten.
- Eine Investition in Erneuerbare Energien bindet langfristig Kapital, das für andere Investitionen nicht mehr zur Verfügung steht (Konkurrenzbeziehungen um Kapitaleinsatz).

Informationsdefizite und unzureichende Erfahrungen

1. Auf Seiten der Betreiber:

- Mangelnde Informationsqualität hinsichtlich der Genehmigungsverfahren und der örtlichen Gegebenheiten.
- Mangel an Informationen hinsichtlich Entwicklungsstand und Verfügbarkeit sowie der Finanzierungsmöglichkeiten.
- Unkenntnis über das Vorhandensein regionaler Förderprogramme

2. Auf Seiten der Bevölkerung:

- Beschwerden bezüglich der Lärmemission, Lichtreflexe und Schattenwurf z.B. bei Windkraftanlagen; Lärm und Schadstoffemissionen bei Biomasse-Kraftwerken.
- Erwartete Störungen des Funkverkehrs.
- Gefährdung des Flugverkehrs.
- Beeinträchtigung des Tourismus; generell des Landschaftsbildes.

3. Auf Seiten der Behörden:

- Unkenntnis der Behörden über Genehmigungsverfahren für erneuerbaren Energien, sowie die unterschiedliche Ausnutzung von Ermessensspielräumen.

Hemmnisse aufgrund naturgesetzlicher Gegebenheiten

- Teils (Wind- Wasserkraft, Solarenergie) zeitlich nicht steuerbare Energiebereitstellung; zusätzlich schlechte Speichermöglichkeit elektrischer Energie.
- Energieerzeugung ist oft an bestimmte Regionen mit entsprechendem energetischem Potential gebunden, das häufig mit Regionen schwacher Nachfrage korrespondiert.
- Großer Flächen- bzw. Raumverbrauch, da geringere Energieausbeute je eingesetzter Fläche im Vergleich zu herkömmlicher Energieerzeugung.
- Erreichen der physisch möglichen Ausbaugrenzen (z.B. Wasserkraft).

Hemmnisse aufgrund rechtlicher Rahmenbedingungen

- Unzureichende Planungssicherheit durch zu kurzfristige zeitliche Bindung des Gesetzgebers (z.B. fehlende Nachfolgeregelung zum EEG nach Erreichen des geplanten Zubaus aus dem „100.000 Dächer Programm“ (§8, Abs. 2, Satz 2 EEG), sowie Aussagen oppositioneller Politiker nach einem Regierungswechsel das EEG wieder rückgängig zu machen).
- Zu langwierige, als auch zu komplizierte Genehmigungsverfahren (Raumordnungsverfahren, Baugenehmigungen, Zuschussanträge, Kredite).

- Bürokratische Abwicklung von Betreibermodellen durch die Finanzämter (z. B. aufwendige Umsatzsteuererklärungen).
- Sonstige Auflagen auf Bundes-, Landes- oder kommunaler Ebene
 - Ausgleichsmaßnahmen (z.B. Pflanzung von Hecken oder Bäumen und deren Pflege, Stilllegung von Ausgleichsflächen, Festlegung von Flächen zur extensiven Bewirtschaftung, Feuchtbiotope schaffen oder wiederherstellen, Gewässergestaltung) nach § 8 BnatSchG.
 - Ausgleichszahlungen, in Mecklenburg-Vorpommern bis zu 100.000 DM für eine 500 KW-Windenergie-Anlage (Bundesnaturschutzrecht)
 - Begleituntersuchungen zum Naturschutz; Erstellen von Landschaftsbildanalysen
 - Lärmschutz
 - Errichtung von Zäunen
 - Abstände zu Nachbargrundstücken
 - Vorgaben zur Farbgebung der Anlage
 - TÜV-Prüfung von Anlagen trotz erfolgter Typenprüfung
 - Turmhöhe, Rotorblattzahl
- Unterschiedliches Bau-, Landschaftsschutz- und Naturrecht der Länder

4.1.2 Einzeltechnologische Hemmnisse

Die einzelnen Hemmnisbereiche sind für die verschiedenen Technologien unterschiedlich bedeutsam. Für ausgewählte Nutzungsoptionen wird deshalb eine getrennte Einschätzung gegeben. An Einzelbeispielen wird zusätzlich ausgeführt, in welchen Bereichen und auf der Basis welcher Maßnahmen bereits entscheidende Beiträge zum Abbau der bestehenden Hindernisse geleistet werden konnten.

4.1.2.1 Windenergie

Die Windenergie stellt unter den erneuerbaren Energien heute die Option mit dem dynamischsten Wachstum, als auch diejenige mit dem kurzfristig absolut größten Ausbaupotential dar. Windkraftanlagen weisen einen höheren spezifischen Flächenverbrauch als konventionelle Kraftwerke auf. Dies liegt zum einen an der tatsächlich geringeren Energieausbeute im Bezug zum umbauten Raum. Zum anderen, wesentlich größeren Teil, ist das subjektive Erscheinungsbild der sehr hohen, daher weit sichtbaren und zudem noch bewegten Türme entscheidend. Windkraftwerke reichen weit in das Blickfeld hinein, was einen hohen Flächenverbrauch vortäuscht. Verstärkt wird der Effekt durch das gehäufte Auftreten von Anlagen in windhöffigen Regionen, deren Anzahl aus meteorologischen Gründen begrenzt ist. Windkraftwerke sind aber trotz der unterschiedlichen Installationsdichte mit weit über 10.000 Anlagen (Stand Mitte 2001) mittlerweile über weite Teile des Bundesgebiet flächendeckend verteilt. Im Gegensatz zu herkömmlichen Großkraftwerken, die nur an wenigen Standorten (etwa 200) auftreten, steht damit ein deutlich höherer Anteil der Bevölkerung im (direkten) Kontakt mit dieser Nutzungsform erneuerbarer Energien.

Aufgrund der bereits erreichten hohen Verbreitung der Windenergie wirken sich mittlerweile zunehmend Akzeptanzschwierigkeiten hemmend auf den weiteren Ausbau aus. Zum Ausdruck kommt dies beispielsweise durch eine Zunahme der Einwendungen von Anwohnern und von Verbänden sowie wachsende Auflagen in den Genehmigungsverfahren der Länder. Spezielle Beschränkungen ergeben sich dabei insbesondere aus den Aspekten Natur- und Landschaftsschutz.

Windkraftanlagen stellen laut § 8 BNatSchG einen „Eingriff in die Natur und Landschaft“ dar, was häufig zu hohen Auflagen führt. Oft handelt es sich dabei um Maßnahmen wie das Anlegen von Biotopen oder die Schaffung von spezifischen Ausgleichsflächen. Ein objektiver Abgleich mit den positiven Aspekten der Windenergie bezüglich des Naturschutzes (z. B.

Beitrag zur Verhinderung der drohenden Gefahren durch den Treibhauseffekt) erfolgt bisher nicht.

In den letzten Jahren sind Seitens des Bundes und der Länder verschiedene Hilfestellungen für die Zulassung von Standorten für die Nutzung der Windenergie durch Kommunen oder andere (regionale) Gebietskörperschaften vorgelegt worden. In der Realität werden diese aber unterschiedlich interpretiert bzw. zum Teil sogar ignoriert. Ein Beispiel hierfür ist die Bezirksregierung Münster, von der zahlreiche Windenergieprojekte als raumbedeutsam eingestuft wurden und damit im offenen Widerspruch zum gültigen Windenergieerlass der Landesregierung Nordrhein-Westfalens ihrer Verwirklichung widersprochen wurde.

Bezüglich der Aspekte des Landschaftsschutzes, die durch massive Kampagnen verschiedener Verbände immer stärker in den Vordergrund rücken, hat die Änderung des §35 des BauGB im Jahr 1997 zu einer Konfliktentschärfung beigetragen. Infolge der hiermit verbundenen Privilegierung der Windenergie in den Außenbezirken sind die Gemeinden aufgefordert worden, auf kommunaler Ebene einerseits Tabuzonen für die Errichtung von Windkraftwerken einzurichten und andererseits Vorrangflächen auszuweisen. Vielfach konnte dieser Prozess sehr erfolgreich unter Einbeziehung der Bürger der Gemeinden und der entscheidenden Interessensvertreter durchgeführt werden.

Dennoch sind die Haltungen der relevanten Genehmigungsbehörden heute noch durchaus unterschiedlich. Beispielsweise strebt vor allem die Landesregierung in Baden-Württemberg derzeit (Stand Oktober 2001) eine restriktivere Genehmigungspraxis an. Durch eine Änderung des Landesplanungsgesetzes sollen künftig die Windkraftstandorte nicht mehr durch kommunale Flächennutzungspläne, sondern durch Festlegungen der zwölf Regierungsverbände bestimmt werden. Hierdurch soll windenergiefreundlichen Gemeinden die Realisierung von neuen Anlagen erschwert werden. Diese Haltung der Landesregierung ist umso verwunderlicher, als dass Baden-Württemberg mit lediglich rund 100 bisher installierten Anlagen eines der Bundesländer mit der geringsten Nutzungsdichte der Windkraft ist.

Eine völlig abweichende Haltung verfolgt dagegen die Landesregierung von Nordrhein-Westfalen, die mit der Vorgabe „die Wirtschaftskraft des Landes stärken zu wollen“ vorschlägt, künftig sogar Windkraftwerke außerhalb der ausgewiesenen Vorranggebiete zuzulassen. Um einen Kompromiss zwischen den Anliegen des Klimaschutzes auf der einen Seite und des Landschaftsschutzes auf der anderen Seite zu finden, soll der bestehende Runderlass zum Thema Windenergie dahingehend geändert werden, dass für Anlagen mit einer Höhe von mehr als 100 m Ausgleichsmaßnahmen für den Eingriff in die Natur notwendig werden (z. B. Durchführung von Naturschutzprojekten oder Geldmittel an entsprechende, diese durchführende Stellen). Darüber hinaus will das Land im verstärkten Maße versuchen, die Bürger frühzeitig in die Planungen von Windenergieanlagen einzubeziehen.

Die oft willkürliche Auslegung von Ermessensspielräumen wirkt sich trotz aller schon gemachter Erfahrungen auch heute noch negativ auf die Erschließung neuer Standorte aus (vgl. Kapitel 3.1). Fehlende Informationen und häufig sehr lange Bearbeitungszeiten tun ihr Übriges. Unsicherheiten aufgrund von Interpretationsmöglichkeiten sind auch in Bezug auf das neue UVP-Gesetz zu erwarten. Besonders relevant erscheint im Rahmen des „Gesetzes zur Umsetzung der UVP-Umsetzungsrichtlinie, der IVU-Richtlinien und weiterer EG-Richtlinien zum Umweltschutz“, das die Erfordernis und die Art des immissionsrechtlichen Genehmigungsverfahrens in Abhängigkeit von der Anlagenanzahl regelt, das eine einheitliche Bemessungsgrundlage fehlt. Für Windparks mit 6 bis 19 Anlagen ist eine „allgemeine Vorprüfung“ notwendig, in der eine Entscheidung darüber getroffen wird, ob eine UVP notwendig ist. Entscheidungsrelevant ist hier die Einschätzung der jeweiligen zuständigen Behörde, ob die Errichtung der Anlage „erhebliche nachteilige Umweltwirkungen“ zur Folge hat. Eine für die Behörden verbindliche Definition von „erheblich“ oder „nachteilig“ in Bezug auf die Umweltwirkungen und vor allem auf die

ästhetische Beeinflussung des Landschaftsbildes besteht nicht, wodurch potentielle Windkraftbetreiber auf den Ermessensspielraum der Behörden angewiesen sind [vgl. Krüger 2001].

Ein weiteres Problemfeld stellt der Vogelschutz dar. Vogelschützer erwarten durch die Rotation der Flügel eine Vertreibung und Desorientierung sowie eine Beeinträchtigung der Kommunikation der Avifauna. Weiterhin steht die Behinderung (im Sinne einer Barriere) von Zugvögeln und der Verlust von Rast- Nahrungs- und Mauserflächen in der Kritik. Die Befürchtungen, dass es zu einem massiven Vogelschlag kommt, konnten mittlerweile ausgeräumt werden.

Die ökonomischen Rahmenbedingungen haben sich hingegen verbessert. An guten Standorten sind Windkraftwerke auf der Basis des EEG sowie ggf. weiterer spezieller Förderprogramme (z. B. der Bundesländer) heute wirtschaftlich zu betreiben. Aufgrund der zunehmenden Projektgröße der Anlagen, die häufig die 1 Mio. DM-Grenze überschreiten, haben sich Beteiligungsgesellschaften oder Windenergiefonds als Finanzierungsinstrument etabliert. Unseriöse Angebote (zu hohe Renditeversprechen), die in Einzelfällen gemacht worden sind, und eine in Teilbereichen (auch aufgrund der steigenden Fülle solcher Angebote) intransparente Informationsbasis wirken sich hier hemmend aus.

Grundsätzlich verbessert hat sich nach der Verabschiedung des EEG und entsprechenden positiven Bescheiden vom Bundesgerichtshof (zur Verfassungsmäßigkeit) und Europäischem Gerichtshof (zum Grundsatz der Beihilferegulung) die Planungssicherheit für die Errichtung von Windkraftwerken. Durch die nach wie vor nicht abbreißenden Bemühungen des EU-Wettbewerbskommissars (vgl. Kapitel 4.5) das EEG als nicht gerechtfertigte Beihilfe einzuordnen, bleibt dieser Aspekt aber weiterhin bedeutsam.

Technische Schwierigkeiten stellen für onshore-Anlagen keine wesentlichen Hemmnisse dar, offene Fragen beschränken sich vor allem auf den offshore-Bereich. Unsicherheiten bestehen zudem noch hinsichtlich der erforderlichen Wartungs- und Instandhaltungskosten der Anlagen. Die Betriebszeit der bis heute errichteten Anlagen ist nicht hoch genug, um hier aussagekräftige und hinreichend sichere Abschätzungen machen zu können.

4.1.2.2 Photovoltaik

Die auf der Nutzung solarer Strahlungsenergie basierende Photovoltaik stellt bisher nur einen eher kleinen Anteil an der durch erneuerbare Energien erzeugten Strommenge dar, ist aber andererseits eine der bekanntesten Nutzungsformen erneuerbarer Energien. In breiten Bevölkerungsschichten geht von der Photovoltaik eine Faszination aus („High-Tech“ Image), die eine sehr hohe Akzeptanz dieser Technologie nach sich zieht.

Durch das EEG und das „100.000 Dächer-Programm“ haben sich die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen für private Betreiber stark verbessert, so dass unter günstigen Bedingungen hierdurch eine Kostendeckung realisiert werden kann. Nach entsprechenden Änderungen in den Ausführungsbestimmungen des 100.000 Dächer-Programmes gilt dies mittlerweile auch für gewerbliche Betreiber, die zudem die Möglichkeiten des Vorsteuerabzuges für sich positiv geltend machen können. Die Verbesserung der ökonomischen Rahmenbedingungen stoßen aber auch immer wieder auf negative Resonanz. Dies betrifft zum einen die „traditionelle“ Energiewirtschaft aber auch politische Parteien (z. B. CDU, FDP), die aus ihrer Sicht marktorientiertere Förderoptionen (z. B. Ausschreibungsmodelle) präferieren würden. Negativ äußert sich aktuell auch der Bundesrechnungshof (Stand Oktober 2001), der mit der Kopplung beider Modelle einen Verstoß des in der Bundeshaushaltsordnung verankerten Grundsatzes der Subsidiarität sieht. Nach diesem Grundsatz sollten die Zuwendungsempfänger einen Großteil der erforderlichen Mittel selber finanzieren.

Mit der Begründung der Verabschiedung des EEG (und des KWK-(Vorschalt-)Gesetzes) im Frühjahr 2000 haben die meisten Elektrizitätsversorgungsunternehmen ihre Strompreise für

die Tarifkunden zum Teil deutlich erhöht. Teilweise kam es zu Preisanhebungen von deutlich oberhalb von 1 Pf/kWh, die allerdings durch die real auftretenden Belastungen der Unternehmen durch die beiden Gesetze nicht bzw. nur zu Teilen legitimiert sind. Auf der anderen Seite sind an kaum einer Stelle Preise gesenkt worden, obwohl im Zuge des Umlageverfahrens für eine ganze Reihe von EltVU geringeren Aufwendungen entstanden sind. Bei den, dem erneuerbaren Energien skeptisch gegenüber stehende Stromkunden und Teilen der Politik hat dies zu Akzeptanzschwierigkeiten geführt.

Ein größeres Hemmnis stellt auch die Vorgehensweise der Genehmigungsbehörden dar. Häufige Kritikpunkte auf Seiten der Anlagenbetreiber sind die zu langen Genehmigungsverfahren (z. B. von Förderanträgen), spezifische Auflagen (z. B. in Bebauungsplänen) sowie die zum Teil unsichere Rechtsauslegung. Eine grundlegende Schwierigkeit scheint darin zu bestehen, dass den Beteiligten die Vorschriften und Zuständigkeiten nicht klar sind. In der Regel sind keine Genehmigungen nötig, entsprechende Anträge werden jedoch aus Unkenntnis trotzdem gestellt und aus ebengleicher Unkenntnis auch häufig bearbeitet.

Weiter stehen zahlreiche Energieunternehmen der Einspeisung in ihr Versorgungsnetz noch immer ablehnend gegenüber, wodurch sich häufig Schwierigkeiten, Verzögerungen und zu hohe Kosten mit dem Netzanschluss ergeben. Die Anschlussbedingungen einzelner Unternehmen werden in Erfahrungsberichten nicht selten als Schikane beschrieben. Verschiedene Unternehmen sind diesbezüglich bereits verklagt worden¹. Zudem haben die Kartellämter entsprechende Verfahren eingeleitet. Eine bundesweite Clearingstelle soll sich weiterhin strittiger Fälle annehmen.

4.1.2.3 Solarthermie

Die Solarthermie nutzt ebenso wie die Photovoltaik die solare Strahlungsenergie. Von ihr geht aber bei weitem keine vergleichbare Faszination aus, was möglicherweise auch die geringere öffentliche Unterstützung (Förderung) dieser Nutzungsoption erneuerbarer Energien erklärt. Der Informations- und Kenntnisstand in der Bevölkerung, bei Behörden und bei Finanzinstituten ist bezogen auf die Anwendung, das mittlerweile erreichte hohe technische Niveau (Verfügbarkeit: die technische Leistungsfähigkeit / Zuverlässigkeit ist selbst nach einigen Betriebsjahren noch sehr hoch, so dass es nur sehr selten zu Ausfällen kommt) und die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen von Solarkollektoren noch unzureichend. Bei der Kapitalbeschaffung über Banken wird die fachliche Kompetenz der Kreditgeber bemängelt. Ebenso wirkt die mangelnde fachliche Kompetenz bei Versicherungen und bei den Behörden häufig hemmend.

Typischerweise werden solarthermische Anlagen vor allem auf Einfamilienhäusern installiert und die bereitgestellte Energie für den Eigenverbrauch genutzt. Anlagen auf Mehrfamilienhäusern und größere Nahwärmesysteme sind eher die Ausnahme. Dies ist auch als Investor/Nutzer-Dilemma bekannt. Hauseigentümer von Mehrparteien-Miethäusern haben zwar die Investitionskosten zu tragen, die Ersparnis an Heizenergie kommt aber allein den Mietern zugute. Andererseits haben investitionswillige Mieter oft mit der Abneigung des Hauseigentümers zu kämpfen, der keine technischen Veränderungen an seinem Gebäude zulassen will.

4.1.2.4 Biogas

Biogasanlagen beruhen auf dem Prinzip des Vergärens zumeist flüssiger, biologischer Abfälle die in erster Linie in der Landwirtschaft, Gaststätten, Haushalten und der

¹ Beispielsweise verurteilte das Landgericht Regensburg die E.ON zur Rückzahlung von 29.000 DM für den dem Betreiber einer 50kW-Photovoltaikanlage in Rechnung gestellten Ausbau des Netzes (der Rechnungsbetrag für das verlegte Erdkabel zum nächsten Transformator lag bei 31.000 DM).

Nahrungsmittelindustrie anfallen. Das entstehende Gas wird in der Regel in Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen in Strom und Wärme umgewandelt.

Die Anlagen werden meist durch Landwirte betrieben. Biogasanlagen haben außerhalb des landwirtschaftlichen Nutzungsraumes aufgrund ihrer (ihnen zum Teil auch nur zugeschriebenen) Eigenheiten (Geruchsbelästigung) mit Akzeptanzschwierigkeiten bei den betroffenen Anwohnern zu kämpfen.

Betreiber klagen vor allem über schlechte Informationsmöglichkeiten (Fehlen von unabhängigen Quellen) hinsichtlich der Leistungsfähigkeit, den Finanzierungsmöglichkeiten und bezüglich von Hilfestellungen für die Genehmigungsverfahren. Trotz zunehmender Informationsstellen (z. B. landesweite oder regionale Energieagenturen, Verbände) stellt die Information aus erster Hand („Mund zu Mund“-Propaganda von Betreibern bereits bestehender Anlagen) eine der effektivsten Informationsmöglichkeiten potentieller Betreiber dar. Aufgrund der eher ländlich geprägten Akteursstruktur kommt der Vor-Ort Beratung in diesem Technologiefeld eine besondere Bedeutung zu.

Auch die mangelnde Kompetenz einiger an der Realisierung Beteiligter ist ein Hemmnis. Verhandlungen mit Behörden, Energieunternehmen und Versicherungen, wobei letztere aufgrund mangelnder technischen Kenntnis hohe Risikoaufschläge verlangen, gestalten sich daher oft als schwierig. Die Dauer von Genehmigungsverfahren, die Auslegung rechtlicher Vorschriften und die mangelnde fachliche Kompetenz werden bei den Behörden häufig bemängelt.

4.1.2.5 Biomasse

Die Nutzung von Biomasse reicht von der Verbrennung von Scheitholz in herkömmlichen Öfen zur Raumheizung über die Verwendung von Altholz und Produktionsabfällen holzverarbeitender Betriebe bis eigens zur energetischen Nutzung angebaute Pflanzen (sog. Energiepflanzen).

Biomasseanlagen werden allgemein gut akzeptiert, sie stoßen jedoch – wie jede Art von Kraftwerken mit direktem Schadstoffausstoß - in ihrem näheren Umfeld oft auf Vorbehalte bezüglich direkter und indirekter Belastungen. Es wird befürchtet, dass die Luftqualität leidet und die Beeinträchtigung durch Lärm sowie Transportverkehr (für die zum Teil geplanten Anlagen der 20 MW_{el}-Klasse ist ein Einzugsgebiet für Altholz und behandeltes Holz aber zum Teil auch für Holzhackschnitzel von bis zu 150 km vorzusehen) zunimmt und dadurch zur Wertminderung des eigenen Grundstückes führt. Auch die optische Beeinträchtigung wird zum Teil als Mangel angeführt.

Die Biomasse beinhaltet ein breites Spektrum an einsetzbaren Stoffen. Dies bietet zwar vielfältige Nutzungsmöglichkeiten für verschiedenste Brennmaterialien, hat aber technisch nicht selten den Nachteil einer frühzeitigen Ausrichtung bei der Anlagenkonzeption auf eine bestimmte Befeuerungsart mit entsprechender langfristiger Bindung. Dabei ist die aktuelle Lage auf dem Brennstoffmarkt noch nicht befriedigend. Fehlende einheitliche Qualitätsstandards, sowie ein flächendeckendes Händlernetz mit der Etablierung von effektiven Konkurrenzsituationen wirken sich noch hemmend auf die Verbreitung dieser Technologie aus. Gleichermaßen gilt dies auch für die fehlende Logistik bei der Brennstoffbeschaffung und dessen effizienter Verteilung. Gerade im ländlichen Bereich liegen hier nur unzureichende Erfahrungen in der hierfür erforderlichen Vernetzung wesentlicher Akteure vor.

Große Schwierigkeiten bereitet den Bauwilligen häufig die schlechte Informationslage. Auf behördlicher Seite werden undurchsichtige Genehmigungs- und Förderverfahren als Hemmnisse angeführt. Von den Anbietern der Anlagen erhofft man sich dagegen mehr Informationen über Erlösmöglichkeiten. Auch der Kenntnisstand über die allgemeine Nutzbarkeit der Biomasse ist noch gering und es fehlt an ausreichenden Demonstrationsanlagen innerhalb Deutschlands (vor allem aber auf der jeweiligen lokalen

Ebene), so dass Bauwillige häufig zu Informationszwecken ins benachbarte Ausland ausweichen müssen.

Von Seiten der Betreiber wird oft die mangelnde Kompetenz von Einzelnen, an der Realisierung Beteiligten bemängelt, wie z.B. Behörden und Banken, Energieunternehmen oder Versicherungen, die aus Unkenntnis der Technik hohe Risikoaufschläge verlangen. Bei der Genehmigung werden die Auslegung der Vorschriften, die Dauer des Verfahrens, hohe Betriebsauflagen (Änderung der Auflagen während des Baus) und die Kosten bestellter Gutachter bemängelt.

Biomasseanlagen (vor allem hinsichtlich des Brennstoffeinsatzes besonders flexible Vergasungsverfahren) sind technologisch noch nicht in dem Maße entwickelt, wie vergleichbare Kraftwerke mit fossiler Befeuerung. In Verbindung mit der weitaus geringeren Energiedichte biogener Brennstoffe und einem noch in den Kinderschuhen steckenden nationalen Brennstoffmarkt (mit entsprechenden mangelnden Erfahrungen bezüglich der Höhe der Preisrisiken), führt das zu einem erhöhtem Betriebsaufwand bzw. Komforteinbußen.

Auf technischer Seite sind noch einige Schwierigkeiten zu lösen, dies betrifft insbesondere Verbesserungen bei der permanenten Brennstoffzufuhr, der Brennstofflagerung (hoher Volumenbedarf), der gleichbleibenden Brennstoffqualität und der dauerhaften Einhaltung der Abgaswerte sowie bei den zum teil hoch komplexen Vergasungsanlagen. Bisher wird für Biomasseanlagen daher vor allem die konventionelle Dampfkraftwerkstechnik zugrundegelegt. Trotz der vergleichsweise geringen realisierbaren elektrischen Wirkungsgrade und des damit hohen Abwärmeeinfall bleibt es dabei häufig bei einem reinen Kondensationsbetrieb. Neben wirtschaftlichen Schwierigkeiten durch die größere Investitionshöhe wird vor allem der fehlende Wärmebedarf in den Sommermonaten, was zu einem Einnahmerückgang bei nahezu gleichbleibender finanzieller Belastung führt, als Gründe eingeführt. Zu niedrige Preise fossiler Energieträger als Brennstoffquelle für die zu verdrängenden Heizungssysteme hemmen zudem den Ausbau.

Mit der Umsetzung des EEG hat ein Boom beim Bau von Biomasseanlagen begonnen. Hierdurch ergeben sich nicht nur positive Impulse auf den Anlagenmarkt, sondern möglicherweise auch negative Auswirkungen durch eine zu schnelle Ausschöpfung der Biomassepotentiale. Die sprunghaft gestiegene Nachfrage könnte möglicherweise zu einem verknappungsbedingten (unkontrollierten) Preisanstieg führen, der verschiedenen Projekte in wirtschaftliche Schwierigkeiten bringen könnte. Die Firma ShellAG hat deshalb im September 2001 auch ihren Ausstieg aus der Umsetzung von Biomasseprojekten in Deutschland bekannt gegeben. Bereits geplante Projekte mit einem Investitionsvolumen von rund 45 Mio. DM sind gestoppt worden. Nachteilig an dem nun eingesetzten Boom wirkt sich darüber hinaus die Erwartung aus, dass es zu einer einseitigen Umsetzung von „klassischen“ Dampfkraftwerksprozessen kommt. Damit bestünde zukünftig weniger Freiraum für die technische Entwicklung innovativer, aber noch nicht hinreichend ausgereifter Technologien (z. B. Vergasungstechniken).

4.2 Wirksamkeit bisheriger Maßnahmen zum Hemmnisabbau

In einer ersten Einschätzung soll in diesem Kapitel zunächst dargestellt werden, welche energiepolitischen Instrumente in den verschiedenen Bereichen in den letzten Jahren erfolgreich zum Abbau von Hemmnissen beigetragen haben. Hierfür erfolgt für ausgewählte Bereiche eine Bewertung zwischen:

- +++ Hemmnisse weitgehend abgebaut über
 - o keine maßgebliche Wirkung erkennbar, bis hin zu
 - - deutliche Verstärkung des Hemmnisbereiches.

Die in Tabelle 4.1 dargestellte Zusammenschau stellt eine erste Bewertung der Wirksamkeit zahlreicher in der Zwischenzeit getroffener bzw. eingeleiteter Maßnahmen dar. Im Rahmen des Projektes sollte überlegt werden, in wie weit diese qualitative Einschätzung durch eine Expertenbefragung (Verbände, Ingenieurbüros, Banken etc.) vertieft werden können.

Tabelle 4.1: Erste Einschätzung der Wirksamkeit politischer Instrumente auf den Abbau von Hemmnissen

Wesentliche Hemmnisse	Instrumente zum Hemmnisabbau	Wirkung
Wirtschaftlichkeit	Erneuerbare Energien Gesetz (EEG)	+++
⇒ Abdeckung der Investitionen	Investitionskostenzuschüsse und zinsgünstige Darlehen:	
	- „100.000 Dächer-Programm“	++
	- Marktanreizprogramm Erneuerbare Energien	++
	- Förderung nach dem „Eigenheimzulagengesetz“	0/+
	- DtA-Umweltschutz-Bürgschaftsprogramm	0/+
	- DtA-Umweltprogramm	0/+
	- KfW-Infrastrukturprogramm	0/+
	- KfW-Programm zur CO ₂ -Minderung	0/+
	- KfW-Umweltprogramm für Unternehmen	0/+
	- ERP-Umwelt- und Energiesparprogramm	0/+
	- Förderung durch Bundesländer	0 - ++
	- Förderung durch Kommunen	0 - +
	- Privatwirtschaftliche Förderung (EVU, Stiftungen)	0 - +
⇒ höhere privatwirtschaftliche Anreize	- Ausnahme von der Ökosteuern (Eigenstromerzeugung)	0/+
	- erhöhter Erlös durch „Öko-Strom“-Vermarktung	+
	- Mineralölsteuerbefreiung (z.B. Biodiesel)	+
	- begrenzt möglicher Einkommenssteuerverlustausgleich (z.B. Windparkbeteiligungen)	+
⇒ Investitionssicherheit	- Erneuerbare Energien Gesetz (Kontinuität 20 Jahre)	++
	- Positive Urteile BGH und EUGH	++

Tabelle 4.1: (Fortsetzung) Erste Einschätzung der Wirksamkeit politischer Instrumente auf den Abbau von Hemmnissen

Wesentliche Hemmnisse	Instrumente zum Hemmnisabbau	Wirkung
Informations- und Kenntnisdefizite	- Informationskampagnen (z. B. Solar: Na klar)	+ / ++
	- Broschüren öffentlicher Stellen	+
	- Ausrichtung von Fachmessen	0 / +
	- Erneuerbare Energie Tage (Städte, Kommunen)	+
	- Internetportale (z. B. IWR) als Informationsplattform	+
	- Impulsprogramme für Multiplikatoren (z. B. Handwerk)	+
	- Informationsfahrten (z. B. Biomassefahrten)	++
	- Landesweite und regionale Anlaufstellen (z. B. Energieagenturen)	+ / ++
Mangelnde Akzeptanz	- Privilegierung der Windenergie in den Außenbereichen	++
	- Informationsprogramme	+
	- Errichtung von Demonstrationsanlagen als Bürgerwindparks	+
	- Spezifische Programme von Multiplikatoren (z. B. PV auf Kirchendächern)	++
	- Spezifizierende Runderlässe der Landesregierungen (z. B. Abstandsregelungen)	+
Konflikt mit Landschafts- und Naturschutz	- Bundesweite Kampagnen von Landschaftsschutzverbänden	---
	- Auflage von Ausgleichsmaßnahmen (unterschiedliche Handhabung)	--
Interessenkonflikt mit EVU's	- Erneuerbare-Energien-Gesetz (wettbewerbsneutrales Umlageverfahren)	++
	- Clearingsstellen (Netzanschlussbedingungen)	+ / ++
	- Verfahren der Kartellämter gg. Missbrauch	+
Behörden -Bearbeitungsdauer -geringe Kompetenz -uneinheitliche Auflagen	- Schulung der Sachbearbeiter, Richtlinien zur Abarbeitung von Anträgen durch Landes- und Bundesbehörden (Ausführungsverordnungen)	+
	Kompetenz Projektbeteiligter -Versicherungen -Kreditgeber	0 / +

4.3 **Detaildiskussion ausgewählter Barrieren gegenüber einer Ausweitung der Nutzung erneuerbarer Energien**

Im folgenden Kapitel werden einzelne, neue bzw. aus heutiger Sicht besonders relevante Hemmnisse aus der zusammenfassenden Darstellung in Kapitel 4.1 herausgegriffen und detaillierter diskutiert. Ziel dieses Abschnittes ist es, ergänzend zu der Hauptausrichtung des gesamten Projektes auf den Zeitraum zwischen den Jahren 2010 und 2020 die wesentlichen Handlungserfordernisse für die nächsten Jahre zu adressieren und hierfür erste Ideen zu entwickeln.

4.3.1 **Nutzung auf See schafft neue Probleme: offshore-Windnutzung**

Ein bisher noch ungenutztes Potential bietet die Windenergienutzung auf See, wodurch nennenswerte Anteile des deutschen Strombedarfs gedeckt werden könnten [Greenpeace 2000]. Technisch und wirtschaftlich sind diese Anlagen auch realisierbar, was Projekte im schwedischen Utgrunden oder vor Kopenhagens Küste beweisen. Auch in Deutschland gibt es zahlreiche interessierte Investoren, wie die Anzahl und die Größe der beabsichtigten Bauvorhaben zeigt. Der ausgedehnten Nutzung stehen jedoch noch ungeklärte Fragen entgegen. Naturschutz

Das größte Problem stellt hier der Schutz der maritimen Flora und Fauna dar. Hier gibt es noch keine gesicherten Erkenntnisse über den möglichen bau- und betriebsbedingten Einfluss der Windmühlen. Vor allem fehlt aber noch ein einheitlicher Standard, der eine Quantifizierung und Qualifizierung der ökologischen Auswirkungen möglich macht. Einen möglichen Weg beschreibt hier die -Projektgruppe Offshore WEA- in ihrem Bericht „Empfehlungen zu Mindestanforderungen an die projektbezogene Untersuchung möglicher bau- und betriebsbedingter Auswirkungen von Offshore – Windenergieanlagen auf die Meeresumwelt der Nord- und Ostsee“ im Rahmen des BMU/UBA Forschungsvorhabens „Untersuchungen zur Vermeidung und Verminderung von Umweltbelastungen der Meeresumwelt durch Offshore-Windenergieanlagen im küstenfernen Bereich der Nord- und Ostsee“.

Widerstand der Umweltverbände:

Wesentliche Einwände führen hier die Naturschutzverbände wie der World Wide Fund for Nature (WWF) und der Naturschutzbund (Nabu) ins Feld. Ihrer Meinung nach sind weder die bereits in der Ostsee beantragten Standorte noch die ganze Zwölf-Seemeilen-Zone der Nordsee für den Bau akzeptabel. Andere Umweltverbände (z. B. Greenpeace) unterstützten hingegen die Vorhaben.

Spezielle Einwendungen richten sich hier gegen die befürchteten Schall- und optischen Einwirkungen bei Errichtung bzw. Betrieb. Die Zunahme von Hindernissen auf See wird vor allem von Vogelschützern kritisiert die eine erhöhte Kollisionsgefahr vermuten bzw. eine Veränderung der Vogelflugrouten. Weitgehend unbekannt sind auch die Auswirkungen der bis auf 35 m tief in den Boden zu verankernden Anlagen auf Benthos (Tier- und Pflanzenwelt des Meeresbodens).

Fremdenverkehr:

Auswirkungen auf den Fremdenverkehr befürchten vor allem Tourismusmanager der Nord- und Ostseebäder durch die bis 160 m hohen und dadurch auch entsprechend weit sichtbaren Anlagen.

Technische Probleme ergeben sich momentan noch in der Entwicklung der seetauglichen Anlagen, die in Leistungsklassen bis zu 5 MW geplant werden. Erfahrungen beim Bau, Betrieb und Entwicklung wurden bisher nur an Land gemacht. Bei der Umsetzung auf

Offshore-taugliche Anlagen treten nun neue Probleme auf wie erhöhte Windlast, korrosionsverstärkendes Salzwasser, Verankerung im Grund, schlechte Erreichbarkeit bei Errichtung wie bei Betrieb und Wartung sowie die Netzanbindung zum Land, die mit kostspieligen Seekabeln erfolgen muss. Diese Faktoren werden noch verstärkt durch die große Küstenentfernung der vom BMU ausgewiesenen „Vorrangflächen“ von über 27 Seemeilen in der Nordsee und mindestens 5 Seemeilen in der Ostsee. Die Mehrheit der bis jetzt beantragten Projekte liegt außerhalb dieser Gebiete.

Weiterverteilung an Land :

Auch stellen die hohen in der Diskussion befindlichen Leistungen besondere Anforderungen an das bestehende Transport- und Verteilungsnetz an Land. Hier sind Kapazitätserweiterungen oder andere Maßnahmen (Lastflussoptimierungen, Lastanpassungen bis hin zur elektrochemischen Umwandlung in chemische Energiespeicher) notwendig.

Die Wirtschaftlichkeit von Offshore-Projekten geht wegen der Komplexität (Netzanbindung, Verankerung etc.) einher mit der Anzahl der installierten Anlagen sowie der jeweiligen spezifischen Leistung der einzelnen Windkraftanlagen. Die Folge sind Planungen mit bis zu 458 Windrädern zu je 2.5 MW (Borkum Riffgrund West / Energiekontor AG Bremen) mit einer Gesamtleistung von bis 1.800 MW (Neue Energie 2/2001 S.23), was deutlich über der Leistung eines durchschnittlichen Kernkraftwerkes (1.300 MW) liegt. Leistung von oberhalb von 150 MW sind als normal zu erachten und stellen Abschätzungen zufolge eine Rentabilitätsschwelle dar. Derartige Windparks erfordern anders als einzelne onshore-Projekte extrem hohe Finanzierungsanstrengungen und eine hohe Kompetenz für die Errichtung. Diese Anforderungen sind nur durch Großinvestoren zu erfüllen, kleinen Betreibern oder auch Betreibergemeinschaften fehlen hierzu die Möglichkeiten. Hierdurch entfällt die Möglichkeit durch Bürgerwindparks die Akzeptanz der Anlagen zu erhöhen.

Schifffahrt:

Weitere Probleme bringt die Schifffahrt mit sich. Aufgrund der Ausdehnung der Windparks (eine Windkraftanlage benötigt allein ca. 0.6 bis 0.8 km² um eine gegenseitige Abschattung zu vermeiden) könnten sie zur Beeinträchtigung der Schifffahrtswege führen. Auch Fischer werden durch die für sie schwer zu bewirtschaftenden Felder möglicherweise beeinträchtigt.

Genehmigungsbehörden:

Die Zuständigkeiten der Behörden liegen bei Anträgen außerhalb der 12-Seemeilen-Zone beim Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH) in Hamburg, innerhalb dieser Grenze hingegen bei den Landesregierungen der betroffenen Länder. Hierdurch besteht die Gefahr der unterschiedlichen Auslegung und Handhabung vorliegender Anträge.

4.3.2 (Langfristig) Sichere Rahmenbedingungen sind erforderlich: stop and go des 100.000 Dächerprogramms im Jahr 2000 darf nicht Schule machen

Neben dem EEG stellt das im April 1999 in Kraft getretene 100.000 Dächerprogramm eine der wesentlichen Säulen der Förderung der photovoltaischen Stromerzeugung dar. Ziel des Programms ist es, Anreize dafür zu geben, dass bis Ende 2004 eine zusätzliche Moduleistung von 300 MWp installiert wird. Bei einer durchschnittlichen Leistung jeder Anlage von 3 kWp entspräche dies 100.000 Solaranlagen. Mit einer Gesamtdotierung von 1 Mrd. DM stellt es das weltweit größte Photovoltaikprogramm dar. Gefördert wird die Errichtung von Anlagen ab einer Leistung von 1 kW, die von Privatpersonen, Vereinen, Stiftungen, Wohnungsunternehmen sowie freiberuflich Tätigen oder kleinen und mittelständischen Unternehmen betrieben werden. Durch das Programm werden langfristige, zinsgünstige Darlehen mit Festzinssätzen gewährt. Die Projektabwicklung liegt bei der Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW). Es ist grundsätzlich mit anderen Fördermitteln aus

öffentlichen Haushalten kombinierbar. Allerdings vermindert sich dann die maximal mögliche Kreditsumme.

Derzeit beträgt der gültige Zinssatz 1,91 %/a, bei einer 100 %igen Auszahlung der Kreditsumme, höchstens zwei tilgungsfreien Jahren und einer Gesamtkreditlaufzeit von 10 Jahren. Die Rückzahlung erfolgt in gleich hohen Halbjahresraten, wobei vorzeitige Rückzahlungen möglich sind. Bei Anlagen bis zu einer Leistung von 5 kW_p beträgt der maximale Kreditbetrag seit März 2001 12.825,-DM pro kW_p. Für darüber hinaus gehende Leistung max. 6.413,-DM pro kW_p. Infolge der im Mai 2000 beschlossenen Anpassung der Programmrichtlinie verringern sich die spezifischen Kreditbeträge jährlich um 5% .

Obwohl das 100.000 Dächer-Programm im internationalen Vergleich sicherlich einzigartig ist und (insbesondere im Verbund mit dem EEG) für einen Wachstumsschub auf dem deutschen Photovoltaikmarkt gesorgt hat, sind doch seit Beginn des Programms verschiedene Probleme entstanden, die negativ auf den noch jungen Markt ausgestrahlt haben. Trotz der auch im Vergleich zu anderen erneuerbaren Energien relativ günstigen Konditionen², wurde das hoch gesteckte Ziel des „100.000 Dächer Solarstrom“-Programms im ersten Jahr einen Ausbau von 18 MW_p zu erreichen, um fast 50% verfehlt. Bis Ende 1999 wurden lediglich 3.552 Anträge mit einer Leistung von insgesamt 10,01 MW_p bewilligt. Mit der Einführung des EEG im April des Jahres 2000 hat sich die Situation allerdings schlagartig verändert, so dass die ursprünglich auf 6 Jahre angelegte Programmplanung mittlerweile auf 5 Jahre reduziert wurde.

Nach Bekanntgabe der im EEG festgelegten, gegenüber den ursprünglichen Bedingungen des StrEG deutlich höheren Mindestvergütungssätzen für Solarstrom von 99 Pf/kWh, kam es zu einem enormen Zuwachs der Anzahl der Förderanträge (bis Mai 2000 wurden 15.000 Anträge mit insgesamt 70 MW_p Leistung gestellt), mit der Folge, dass das Programm vollständig zum Erliegen kam. Das Bundeswirtschaftsministerium untersagte der KfW die Bewilligung jeglicher Anträge mit der Begründung, dass die Konditionen des Programms der Vergütung des EEG angepasst werden müssten. Trotz zwischenzeitlich geänderter Programmrichtlinien wurden zunächst keine weiteren Anträge mehr bewilligt. Erst im Juli 2000 konnte die KfW wieder Bewilligungsbescheide verschicken, es handelte sich jedoch um wenige hundert Anträge, die bearbeitet werden durften, so dass der Antragsstau damit zunächst nicht abgebaut werden konnte. Nachfolgender Kasten stellt einen für diese Programmphase typischen Antragsverlauf dar.

Kasten 4.1: Typischer zeitlicher Verlauf der Beantragung von KfW-Mitteln aus dem 100.000 Dächerprogramm im Jahr 2000 (Solarbrief Heft 2, 2001)

- Antragstellung:	30.03.2000
- Installation der Anlage:	15.10.2000
- Bewilligung durch KfW:	12.04.2001
- Erhalt der bearbeiteten Unterlagen durch die Hausbank:	18.05.2001
- Rücksendung der Unterlagen durch die Hausbank::	28.05.2001
- Gutschrift des Kredits:	22.05.2001 (Valuta)

Damit entstand bereits kurz nach der Einführung des Programms eine für alle Seiten unbefriedigende Situation. Die Investitionssicherheit bei den potentiellen privaten Betreibern

² Durch die Zinsverbilligung, die tilgungsfreien Anlaufjahre und der inzwischen nicht mehr bestehenden Möglichkeit, nach Ablauf von 9 Jahren einen Erlass der Restschuld zu erhalten, betrug die Förderquote ursprünglich bis über 30%, die bei einer Kombination mit weiteren Förderprogrammen noch deutlich höher sein konnte.

ist deutlich gesunken und die sehr schnell wechselnden und zum Teil widersprüchlichen Aussagen der Programmverantwortlichen haben insgesamt zu einer starken Verunsicherung geführt. Die Situation eskalierte sogar soweit, dass einzelne Solarenergieverbände offen für eine Einstellung des Programms votierten. Auch das aus Eigenmitteln der KfW im Oktober 2000 aufgelegte Ersatz- bzw. Ergänzungsprogramm „Sonderkredit Photovoltaik“ konnte keine grundsätzliche Entspannung bringen. Aufgrund der gegenüber dem eigentlichen Programm deutlich schlechteren Konditionen (effektiver Zinssatz zunächst 3,95%/a, seit Juli 2001 nun 3,96%/a) ist es bisher nur mäßig genutzt worden.

Seit Mai 2001 sind alle Altanträge endgültig bearbeitet worden, Neuanträge werden nun wieder innerhalb von in der Regel 2 bis 3, maximal jedoch 4 Wochen, bearbeitet. Damit scheint das Programm endlich zur Ruhe gekommen zu sein. Auch ein weiteres Problem, nämlich die Differenzierung zwischen gewerblichen und nichtgewerblichen Anlagen ist mit der jetzt gültigen Gleichstellung behoben worden. Bis zum 30. April 2001 wurden 7.749 Kreditzusagen über 29,14 MW_p erteilt. Aufgrund der seit der Antragstellung vergangenen Zeit, wird aber damit erwartet, dass bis zu 50 % der nun bewilligten Altanträge nicht mehr umgesetzt werden. Für das Jahr 2001 kann dennoch insgesamt damit gerechnet werden, dass das geplante Ausbauziel von 65 MW_p zu erreichen ist (Ende September 2001 wurde die 100 MW-Grenze für die genehmigten Anträge überschritten, damit bereits ein nennenswerter Anteil der Planungen realisiert). In 2000 wurden statt der gewünschten 50 MW_p nur 42,5 MW_p bewilligt.

Tabelle 4.2: Geplanter Zubau der Photovoltaik im Rahmen des „100.000 Dächer Solarstrom“-Programms

Jahr	Ursprüngliche Ausbauplanung vor Einführung des EEG	neue Planung
1999	18 MW _p	realisiert 10 MW _p
2000	27 MW _p	50 MW _p (realisiert 42,5 MW _p)
2001	36 MW _p	65 MW _p
2002	51 MW _p	80 MW _p
2003	72 MW _p	95 MW _p
2004	96 MW _p	---
Gesamt	300 MW_p	300 MW_p

Auch wenn die wesentlichen Probleme im Umgang mit dem 100.000 Dächerprogramm mittlerweile behoben sind, treten immer wieder Schwierigkeiten bei der praktischen Realisierung auf. Dies gilt beispielhaft bezüglich des Umgangs der privaten Hausbanken mit der operativen Abwicklung (die Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW) ist lediglich die Trägerin des Programms, während die operative Abwicklung über die Hausbanken erfolgt). Nicht selten werden von den späteren Betreibern trotz EEG und zusätzlichen Fördermitteln seitens der Länder sehr hohe Sicherheiten (z. B. in Form von Immobilien) von 50 % und mehr der Investitionssumme verlangt, die von vielen der zumeist privaten Investoren nicht zu tragen sind.

Die Erfahrungen mit dem 100.000 Dächer-Programm zeigen, dass der Erfolg oder Nichterfolg von Fördermaßnahmen in sehr starkem Maße von der Kontinuität abhängt. Lang anhaltende Unsicherheiten über die Zukunft – gerade zuvor als wegweisend beschriebene Programme -wirken verunsichernd auf die Zielgruppe und verhindern, zum Teil weit über den Zeitpunkt der eigentlichen Unsicherheiten hinaus, privates Engagement zur Finanzierung erneuerbarer Energien. Dies bestätigt auch die Erwartung, dass von den in diesem Jahr positiv beantworteten Altanträgen aus dem Jahr 2000, wohl nur noch etwa die Hälfte wirklich realisiert werden.

Nicht zu unterschätzen ist in diesem Zusammenhang auch die Symbolik, die staatliches Handeln hat. Produkte oder Technologien, die über eine längere Zeit vom Staat gefördert werden, werden in weiten Teilen der Bevölkerung als unterstützenswert angesehen, während diejenigen, denen die Unterstützung entzogen wird, auch vom privaten Verbraucher/Investor in der Regel sehr schnell fallengelassen werden. Derartige Erfahrungen spiegeln sich auch in Landesförderprogrammen wieder. Nicht umsonst ist die Pro-Kopf installierte Leistung (von Windkraftwerken und Photovoltaikanlagen) in Nordrhein-Westfalen, das mit dem REN-Breitenförderprogramm seit mehr als 10 Jahren private Betreiber über die nationalen Maßnahmen hinaus unterstützt, im Vergleich zu den anderen Bundesländern hoch.

Seit Juli 2001 droht ein vergleichbares Hin und Her mit der Förderung im Rahmen des vor allem auf die solarthermische Wärmebereitstellung und die Nutzung biogener Energieträger fixierten 200 Mio. Programms der Bundesregierung. Das Bundeswirtschaftsministerium hat die Fördersätze mit Blick auf die geringeren Haushaltsansätze für die Förderung erneuerbarer Energien im Jahr 2002 mit sofortiger Wirkung vom 25. Juli auf den 26. Juli für Flach- und Vakuumröhrenkollektoren von bisher 320 DM/m² Kollektorfläche auf jetzt nur noch 170 DM/m² fast halbiert. Zum Teil noch drastischere Kürzungen sind im Bereich der Biomasseheizungen beschlossen worden. Auch wenn sowohl das Bundesumweltministerium als auch die Regierungsfraktion auf einer Rücknahme der Veränderungen drängen, werden in der Zwischenzeit zahlreiche private Investoren von ihrem Engagement verunsichert Abstand nehmen. Dabei ist gerade in diesem Bereich, der in den letzten Jahren erst an Dynamik gewonnen hat, nicht die eigentliche Höhe der Förderung entscheidend (bei der Finanzierung solarthermischer Kollektorsysteme ist der Förderanteil mit 10 bis 20 % traditionell eher gering, der bei den privaten Betreibern verbleibende Eigenanteil dementsprechend vergleichsweise hoch), sondern die Symbolik der Förderung. Vor diesem Hintergrund kommt es auch sehr stark darauf an, wie Kürzungen im Förderhaushalt begründet werden. Stellt man sie als unausweichliche Folge eines allgemeinem Sparzwangs dar, ist der Schaden (d. h. der mögliche Rückgang der Neubauquote) eher gering. Schafft man – unabgesprochen mit anderen Entscheidungsträgern - über Nacht Fakten, ist der resultierende Schaden sicher hoch.

4.3.3 Weiter Widerstände der Netzbetreiber beim Anschluss von Anlagen

Auch nach der eindeutigeren Regelung (im EEG, vgl. Kasten 4.2) der Frage, wer für Netzanschluss und Netzverstärkung die Kosten zu tragen hat, sowie der durch den neuen Umlagemechanismus erreichten wettbewerbsneutralen Belastung der Unternehmen, versuchen manche Netzbetreiber weiterhin den Anschluss von neuen Stromerzeugungsanlagen auf der Basis erneuerbarer Energien zu behindern. Beispiele hierfür sind

- überhöhte Forderungen für den Netzanschluss (nach EEG besteht hier allerdings grundsätzlich die Möglichkeit den Netzanschluss auch von fachkundigen Dritten ausführen zu lassen)
- die Vorlage von die Betreiber der Anlagen gegenüber dem EEG schlechter stellenden Einspeiseverträgen (z. B. hinsichtlich der Laufzeiten); verschiedene Urteile (z. B. Landgericht Gießen vom 15.08.01) haben allerdings klargestellt, dass für die Betreiber keine Unterzeichnungspflicht besteht, sondern die Vergütungsregeln des EEG auch ohne vertragliche Regelung für den Netzbetreiber verbindlich sind.
- das Einfordern von umfangreichen Unterlagen (z.B. Übersichtsschaltpläne, Leistungspläne) selbst für den Anschluss nur kleiner Photovoltaikanlagen.

Nach verschiedenen Bundesländern (z. B. Nordrhein-Westfalen) ist nun auch auf der Bundesebene eine Clearingstelle gegründet worden, die in zwischen Betreibern und Netzbetreibern strittigen Fällen vermittelnd tätig werden soll. Darüber hinaus setzen sich mittlerweile die Kartellbehörden mit dem Verhalten einzelner Netzbetreiber auseinander und

haben entsprechende Verfahren eingeleitet. Eine weitere deutliche Verbesserung der Situation könnte allerdings durch die Einführung einer Regulierungsbehörde erreicht werden, wie sie – auch aus anderen Gründen - von der EU-Kommissarin für Energie gefordert wird.

Kasten 4.2: Regelung des Netzzugangs im EEG

Im Erneuerbare-Energien-Gesetz ist der Netzzugang des Anlagenbetreibers eindeutig geregelt. Laut § 10 –Netzkosten- Abs. 1 sind „Die notwendigen Kosten des Anschlusses von Anlagen nach § 2 an den technisch und wirtschaftlich günstigstem Verknüpfungspunkt“ vom Anlagenbetreiber zu tragen. Des Weiteren sind die technischen Ansprüche des Netzbetreibers gegen über dem Anschlusswilligen im nächsten Satz geregelt: „Die Ausführung des Anschlusses muss den im Einzelfall notwendigen technischen Anforderungen des Netzbetreibers und dem § 16 des Energiewirtschaftsgesetzes vom 24.April 1998 (BGBl. 1 S.730) entsprechen“. Weiterführende Anforderungen wie z.B. die Erstellung umfangreicher Unterlagen (s.o.) die den Anschluss erschweren oder zu verhindern suchen können dagegen als Schikane gewertet werden und fallen laut § 266 BGB unter das Schikaneverbot.

Die Pflichten des Netzbetreibers sind unter §10 Abs. 2 geregelt: „Die notwendigen Kosten eines nur infolge neu anzuschließender Anlagen nach § 2 erforderlichen Ausbaus des Netzes für die allgemeine Versorgung zur Aufnahme und Weiterleitung der eingespeisten Energie trägt der Netzbetreiber, bei dem der Ausbau erforderlich wird“.

Allgemein besteht für den Netzbetreiber, „zu dessen technisch für die Aufnahme geeignetem Netz die kürzeste Entfernung zum Standort der Anlage besteht“ die „Abnahme- und Vergütungspflicht“ nach § 3 des EEG. Hier heißt es weiter: „Netzbetreiber sind verpflichtet, Anlagen zur Erzeugung von Strom nach § 2 an ihr Netz anzuschließen, den gesamten angebotenen Strom aus diesen Anlagen vorrangig abzunehmen und den eingespeisten Strom nach §§ 4 bis 8 zu vergüten“.

4.3.4 Fehlende Normen/Definitionen

Bei der Verwendung von Biomasse stellt auch die unzureichende Definition und vor allem einheitliche Normung des Brennstoffes ein entscheidendes Hemmnis dar. Schwierigkeiten gibt es diesbezüglich nicht nur im Verhältnis mit den Genehmigungsbehörden, sondern auch im Binnenverhältnis zwischen Nutzer und Brennstofflieferant bezogen auf das Einhalten von wesentlichen Qualitätsansprüchen (z. B. entsprechend der Anlagenanforderungen).

Die am 28.06.01 in Kraft getretenen Biomasseverordnung und die mittlerweile vertieften Normungsanstrengungen auf nationaler und internationaler Ebene (Informationen hierzu stellt das Biomasseinfozentrum zusammen www.biomasse-info.de) stellen erste wesentliche Schritte zum Abbau der hiermit verbundenen Schwierigkeiten dar.

4.3.5 Europa nimmt zunehmend Einfluss - unterschiedliche Botschaften verwirren

Mit dem zunehmenden Zusammenwachsen der europäischen Staaten zu einer gemeinschaftlichen Wirtschaftsunion nimmt auch der Einfluss der europäischen Politik auf die nationalen Möglichkeiten der verstärkten Nutzung stetig zu. Dabei kommen von Seiten der EU sowohl förderliche Rahmenbedingungen, wie z. B

- die bereits sehr frühe Unterstützung des Ausbaus erneuerbarer Energien durch das Weißbuch Erneuerbare Energien der EU-Kommission aus dem Jahre 1997,

- die Grundsatzentscheidung des EUGH über Klagen deutscher Stromversorgungsunternehmen gegen das Stromeinspeisungsgesetz und
- die Verabschiedung der EU-Richtlinie „zur Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen im Elektrizitätsbinnenmarkt“

als aber auch negative Einflüsse, wie vor allem die dauerhaften Einwände des EU-Wettbewerbskommissars hinsichtlich der Kompatibilität des EEG mit den europäischen Beihilferegelungen, zum Tragen. Die wesentlichen Einflüsse sind nachfolgend erläutert.

EU-Richtlinie stärkt Erneuerbaren Energien Gesetz

Mit der Veröffentlichung im Amtsblatt der Europäischen Gemeinschaft ist die EU-Richtlinie „zur Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen im Elektrizitätsbinnenmarkt“ im Oktober 2001 in Kraft getreten. Damit finden über mehrere Jahre stattgefundenen Diskussionen auf europäischer Ebene ihren Abschluss [vgl. dazu bereits DLR/WI 1999]. Die Richtlinie formuliert für den europäischen Wirtschaftsraum ehrgeizige Ausbauziele. Mit ihr soll der Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung in der EU bis zum Jahr 2010 von derzeit etwa 14 % auf über 22 % erhöht werden. Für Deutschland resultiert hieraus ein Ausbauziel der erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung von 4,5 % in 1997 auf 12,5 % in 2010 (Ende 2000 lag der Anteil der erneuerbaren Energien bei rund 7,1 %).

Darüber hinaus wird in der Richtlinie klargestellt, dass die verschiedenen in den Mitgliedsländern bisher umgesetzten Fördermaßnahmen nicht frühzeitig und zwangsweise durch europäische Regelungen (z. B. Quotenregelung) abgelöst werden sollen. In Deutschland betrifft dies insbesondere das EEG (sowie vergleichbare Regelungen in Frankreich und Spanien), für das nun eine Planungssicherheit bis zum Jahr 2012 besteht. Zudem genießen die bis dahin umgesetzten Projekte für die gesamte Laufzeit (d. h. bis zu 20 Jahre) Vertrauensschutz. Die EU-Richtlinie sieht lediglich eine Überprüfung der Wirksamkeit der einzelnen nationalen Förderinstrumente vor, die mit einem ausführlichen Bericht bis zum 27. Oktober 2005 stattfinden soll und auf deren Basis weitergehende Vorschläge für einheitliche europäische Maßnahmen abgeleitet werden sollen. Großzügige Übergangszeiten (von mindestens sieben Jahren) sollen aber in jedem Fall sicherstellen, dass die Wirksamkeit nationaler Maßnahmen nicht in Frage gestellt

Als Nachteil der EU-Richtlinie ist zu erwähnen, dass sie sich zwangsläufig auf den Bereich der Stromerzeugung konzentriert (wo eine Binnenmarkt besteht, der Angriffspunkte liefert) und damit keine neuen Impulse für die (ohnehin bisher vernachlässigte) Wärmebereitstellung aus erneuerbaren Energien leistet (vgl. Kapitel 4.12).

Grundsatzentscheidung des EuGH zum Stromeinspeisungsgesetz sorgt für mehr Investitions-Sicherheit

Im März 2001 hat der Europäische Gerichtshof (EuGH) mit Bezug auf die Klage des deutschen Energieversorgungsunternehmens Preußen Elektra AG (mittlerweile ist die Preußen Elektra AG mit den Bayernwerken zu e.on fusioniert) gegen sein Tochterunternehmen die Schleswig AG (vgl. dazu auch DLR/WI 1999) entschieden, dass das deutsche Stromeinspeisungsgesetz (StrEG) nicht gegen die Beihilferegelung der EU verstoßen. Im übertragenen Sinne gilt diese Rechtsprechung auch für das Erneuerbare Energien Gesetz, das im Frühjahr 2000 das StrEG abgelöst hat.

Die durch das Urteil für die potentiellen Investoren in Deutschland gewonnene Rechtssicherheit ist allerdings durch das Verhalten der EU-Wettbewerbskommission seitdem mehrfach konterkariert worden. Der zuständige Wettbewerbskommissar hat seine bereits früher ausgeprägt negative Einstellung gegenüber Einspeiseregelungen als Fördermechanismen für den Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien auch nach dem EuGH-Urteil nicht revidiert. Ungeachtet der gerichtlichen Entscheidung ist seitens der Wettbewerbskommission die beihilferechtliche Prüfung drei Monate nach der Urteilsverkündung fortgesetzt worden. Als Begründung führt die Kommission an, dass das

EuGH lediglich entschieden habe, dass Vergütungszahlungen von privaten Betreibern keine Beihilfen darstellen würden. Angesichts der Kommission trifft die Rechtsprechung für die meisten deutschen Elektrizitätsversorgungsunternehmen (vor allem die Stadtwerke) damit nicht zu, die zu großen Teilen im Besitz der öffentlichen Hand sind. Die Konsequenz der Auslegung wäre, dass es zu einer ungleichen Behandlung von privaten, zur Stromabnahme verpflichteten Unternehmen und öffentlichen Unternehmen kommen müsste. Die erst genannten könnten sich der Abnahme- und Vergütungspflicht (mit Verweis auf den Beihilfegesichtspunkt) nicht erwehren, während letztere keine Zahlung zu leisten hätten, damit einen klaren Wettbewerbsvorteil hätten.

Eine derartige Handhabung stände allerdings im krassen Widerspruch zu dem eigentlichen Selbstverständnis der Wettbewerbskommission, nämlich für gleiche Wettbewerbsbedingungen unter den Marktteilnehmern zu sorgen. Entsprechend intensiv und zahlreich waren auch die Proteste gegen die Auslegung des Wettbewerbskommission. Eine endgültige Klärung steht aber bis heute aus. Während zunächst gemeldet wurde, dass die Widerstände gegen das EEG im Oktober 2001 fallengelassen worden wären, hieß es kurze Zeit später, dass nun vor allem von Seiten der Wettbewerbskommission überprüft werden soll, ob das Preußen Elektra Urteil überhaupt auf das EEG anwendbar ist. Angesichts der Tatsache, dass das EEG gegenüber dem StrEG zu einer deutlichen Verbesserung der Wettbewerbskonformität führt (mit dem im EEG verankerten Kostenumwälzungsmechanismus kommt es zu einer bezogen auf die Stromabgabe an die Letztverbraucher identischen Belastung der Elektrizitätsversorgungsunternehmen), eine nicht nach zu vollziehende Tatsache.

Ob der immer wieder kehrenden und zum Teil sehr unterschiedlichen Meldungen aus Brüssel bleibt eines ganz sicher bestehen, nämlich die Verunsicherung bei den potentiellen Investoren.

4.3.6 Suboptimale Biomassenutzung in Kondensationskraftwerken schränkt effiziente Nutzung der Biomassepotentiale ein

Mit der Verabschiedung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG), der Auflage des 200 Mio. DM-Förderprogramms und dem kürzlichen Inkrafttreten der Biomasseverordnung, haben sich die Rahmenbedingungen für die Stromerzeugung aus biogenen Energieträgern deutlich verbessert. Aktuelle Marktbeobachtungen (vgl. Anhang) lassen zur Zeit allerdings den Schluss zu, dass der für die nächsten Jahre zu erwartende Boom bei der Biomasse nicht allen heute verfügbaren oder in der Entwicklung befindlichen Techniken zu Gute kommen wird, sondern sich insbesondere auf sehr große Anlagen (mit einem vergleichsweise schlechten Wirkungsgrad und zudem zumeist ohne Wärmeauskopplung) konzentrieren. Damit besteht die Gefahr, dass auf Jahre hinaus der größte Anteil der heute verfügbaren wirtschaftlichen Biomassepotentiale in Anlagen mit einer vergleichsweise geringen Brennstoffausnutzung gebunden wird. Gleichbedeutend ist dies mit dem Ausbleiben von Anreizen, effizientere Biomasse-Nutzungstechnologien (z. B. Vergasungsverfahren mit Nutzung des erzeugten Brenngases in KWK-Anlagen, Biomassemitverbrennung in fossilen Kraftwerken) weiterzuentwickeln. Aufgrund der großen, vor allem auch weltweiten Bedeutung der Biomasse als Energieträger heißt dies möglicherweise auch, auf bedeutende Exportmärkte zu verzichten.

Kommt es angesichts der sehr guten Rahmenbedingungen zu einem Boom bei größeren holzbefeuerten Dampfkraftwerken, sind damit nicht nur (im Sinne des Klimaschutzes) positive Auswirkungen verbunden, sondern sind ebenso wegen der vergleichsweise geringen Brennstoffausnutzung dieser Anlagen auch negative Implikationen zu erwarten. In vielen Regionen ist beispielsweise zu befürchten, dass so gut wie alles dort verfügbare Holz in diesen Werken verfeuert wird und für Anlagen mit innovativerer Technik damit nur noch geringe Potentiale zur Verfügung stehen. Dieser möglichen Fehlsteuerung (und damit suboptimalen Allokation der begrenzten Mittel) der Summe der jetzt bestehenden Marktanreize, sollte frühzeitig entgegengewirkt werden.

Generell ist dabei nicht in Frage zu stellen, dass mit großen Biomasseanlagen heute betriebswirtschaftliche Gewinne erzielt werden und die Unternehmen im Wettbewerb untereinander die jeweils besten Gewinnchancen auszuschöpfen versuchen. Vergleichbare Renditen hat es über Jahrzehnte auch mit der konventionellen Stromerzeugung gegeben. Auch ist darauf hinzuweisen, dass die von den Anlagenbauern anvisierten Gewinnerwartungen mit der entsprechenden Vorsicht zu betrachten sind, fehlen doch heute hinreichende Langzeiterfahrungen über möglicherweise erforderliche Investitionen in Instandhaltung und Ertüchtigung (inkl. Rauchgasreinigungssysteme) und die Preisentwicklung auf einem enger werdenden Markt.

Problematisch wirkt sich aus, dass die Verstromung der Biomasse vergleichsweise wenig effizient erfolgt und der Boom der Biomasse nur auf einen Leistungsbereich begrenzt ist und andere Entwicklungen hierdurch behindert werden:

- Aufgrund der niedrigen Dampfparameter sind die mit den geplanten Anlagen erreichbaren Nutzungsgrade vergleichsweise gering. Sie liegen damit z. B. deutlich unterhalb der bei der Biomassemitverbrennung in fossilen Kraftwerken realisierbaren Größenordnung (z. T. > 40 %), wie sie in Dänemark heute bereits üblich ist. In Dänemark läuft seit 1993 das kombinierte Abfall-, Stroh, Holz- und Gaskraftwerk Måbjerg in Jütland mit Vorwärmung und Verdampfung des Kesselwassers durch die potentiell aggressiven Rauchgase aus den erstgenannten drei Brennstoffen und mit Überhitzung des Dampfes durch Erdgas. Infolge Zufeuerung von lediglich 11% Erdgas werden dort elektrische Wirkungsgrade von 27-29% (netto) und brutto ca. 30% erzielt. Dies ist soviel, wie bei den in Deutschland geplanten Anlagen auch, jedoch handelt es sich in Jütland um eine Anlage, die zeitgleich bei einem thermischen Wirkungsgrad von 59% große Mengen Fernwärme auskoppelt (wärmegeführte Fahrweise mit über 5.500 h/a). Der Gesamtnutzungsgrad der Anlage liegt damit oberhalb von 86 %. In Deutschland wird die Mitverbrennung von Biomasse in fossil befeuerten Kraftwerken bisher vom EEG nicht honoriert, es fehlen mithin die Anreize für die Kraftwerksbetreiber, hier neue Wege zu gehen.
- Viele der heute geplanten Holzkraftwerke werden im Wesentlichen Strom erzeugen und Fernwärme in nur geringem Maße. An den meisten Standorten wird aktuellen Recherchen zufolge, die Wärmenutzung zwischen 0 und 10% der Stromerzeugungsvolllaststunden liegen. Eine gute Wärmenutzung ist lediglich für Anlagen im Bereich der Holz-, Spanplatten-, Zellstoff- und Papierindustrie oder auch Lebensmittelindustrie zu erwarten. Unter Einhaltung der Mindestvorgaben für die Wirkungsgrade in der Biomasseverordnung ist die Nutzung der Wärme mit dem Dampfkraftprozess zudem nur unter besonderen technischen Vorkehrungen zu realisieren. Bei typischen Dampfparametern von 83bar/483°C und erst recht bei teilweise noch mäßigeren Dampfparametern wie 65bar/455°C, muss man für das Erreichen der Vorgaben die Anlagen vollständig im Kondensationsbetrieb fahren. Wollte man dennoch Wärme für Heizung oder Prozesse auskoppeln, würde man sie mit einer ähnlichen Gegendruckturbine, wie sie z. B. im Müllheizkraftwerk Essen-Karnap im Einsatz ist, technisch zwar problemlos durchführen können. Man hätte jedoch erhebliche Einbußen an Strom, wodurch der geforderte Nutzungsgrad nicht mehr erreicht werden kann (z. B. mit einer Entnahme-Kondensationsturbine ca. 22% in der Spanplattenfabrik Pfeleiderer in Gütersloh). Zudem würde genau der Kraftwerksoutput zurückgefahren, der durch das EEG zu einer lukrativen Vergütung führt. Dagegen wird Wärme relativ billig gehandelt, die zusätzlichen Gewinnmargen sind gering. Andererseits erfordert die Wärmeverteilung einen hohen Aufwand. Vor allem ist aber infolge der Größe des „Heiz“-Kraftwerks und wegen des niedrigen Verstromungswirkungsgrades das zu vermarktende Wärmepaket so groß, dass es schwierig unterzubringen ist.

Selbst Anlagen, die mit Wärmeauskopplung projektiert sind, beschränken sich auf wenige hundert Volllaststunden. Z. B. wird im 7,5 MW-Holz-Heizkraftwerk Rothenburg in der Oberlausitz nur etwa 650 Volllaststunden lang Wärme ausgekoppelt, aber es wird

während etwa 7500 Volllaststunden Strom produziert. Deutlich günstigere Bedingungen liegen dagegen in Schwäbisch Hall vor (5 MW(el)). Es werden mehr als 3000 Volllaststunden Wärme ausgekoppelt, während etwa 7500 Volllaststunden Strom produziert werden. Mit den heute typischerweise geplanten Großanlagen (20 MW(el)) ist in der Regel eine so bedeutende Wärmeauskopplung nicht möglich, fehlen doch in den brennstoffbedingt zumeist verbraucherfernen (ländlich geprägten Regionen) Standorten der großen Biomassekraftwerke diejenigen, die größere Wärmemengen abnehmen könnten. Eine breitere Streuung der Anlagen (d. h. mehr Anlagen mit entsprechend geringerer elektrischer und damit auch thermischer Leistung) würde die diesbezüglichen Absatzmöglichkeiten deutlich erhöhen. Eine andere Alternative stellt die Möglichkeit dar, zunächst aus der eingesetzten Biomasse ganz oder teilweise einen weiterverarbeitbaren, konzentrierten Brennstoff zu erzeugen, der dann zu den Verbrauchsschwerpunkten transportiert wird (z. B. Herstellung von Holzkohle).

Alternativen werden u. a. auch durch fehlende Finanzierungsoptionen verhindert. Insbesondere Großbanken sorgen mit ihren Finanzierungszusagen für entsprechende Weichenstellungen. So verlegen sich beispielsweise Deutsche Bank und Dresdner Bank gleichermaßen auf die Finanzierung von großen Anlagen mit ausreichend langfristiger Absicherung der Brennstoffversorgung, während innovative und zumeist kleinere Konzepte (z. B. das Carbo-V-Verfahren, das in Schwäbisch Hall zur Anwendung kommen soll) von diesen Häusern in der Regel keine Unterstützung erhalten.

Mit den heute in Planung bzw. bereits in der Errichtung befindlichen Anlagen, wird das Potenzial billigen (Bio-)Brennstoffes langfristig ausgeschöpft. Dies gilt insbesondere für das Altholz aber auch das verbrauchernah zur Verfügung stehende Restholz aus der Forstwirtschaft.

Damit weisen alle wichtigen Einflussgrößen auf die Holzverstromung derzeit in dieselbe Richtung, nämlich auf den Bau möglichst großer Holzkondensationskraftwerke auf Basis des Dampfprozesses mit mäßigen Dampfparametern und damit Nutzungsgraden. Als entscheidende Hemmnisse zeigen sich:

- EEG und BiomasseV
 - mit der Erlaubnis einer Leistung von bis zu 20MW(el)
 - mit der Zulassung von Altholz ohne hinreichende Auflage (z. B. betr. Gesamtnutzungsgrad und Wärmeauskopplung)
 - mit der für den Kondensationsprozess anscheinend vielfach bereits ausreichend hohen Vergütung von 17Pf/kWh für Strom aus Großanlagen
- der Wunsch der großen Anlagenbauer, wie bisher vorrangig große Anlagen zu bauen
- der Wunsch der großen EVU's, möglichst große Anlagen mit möglichst hohem Gewinn zu betreiben
- der Wunsch der Großbanken, dass möglichst große Objekte mit geringen Risiken gebaut werden
- geografische Differenz zwischen den Orten, an den denen Biomasse zur Verfügung steht und denjenigen Orten mit ausreichend großen Wärmeabnahmepotenzialen.

Unter heutigen Rahmenbedingungen kommt es dementsprechend zu einem suboptimalen Ausbau der Biomassenutzung. Es stellt sich die Frage, ob dieser Prozess noch aufzuhalten oder zumindest in die Richtung einer besseren Brennstoffausnutzung zu kanalisieren ist. Ein limitierender Faktor für diesen ansonsten scheinbar von allein ablaufenden Prozess dürfte zum einen der Holzmarkt (Verfügbarkeit billigen Altholzes in großen regional eingegrenzten Mengen) sein. Schon heute zeigen sich vermehrt Preisrisiken für die Beschaffung von hinreichend günstigen biogenen Brennstoffen. Die Deutsche Shell AG hat aufgrund der massiv gestiegenen Nachfrage bereits alle Biomasseaktivitäten in Deutschland gestoppt, da sie sich in Konkurrenz zu etablierten Unternehmen aus der Strombranche in diesem für sie

neuen Marktumfeld unterlegen sehen. Limitierend wirken zum anderen vor allem die Herstellungskapazitäten des Anlagenbaus. Der deutsche Anlagenbau wird quasi von Null ausgehend wohl nicht in der Lage sein, mehr als 80 Projekte, die heute angedacht und potenziell auch realisierbar erscheinen, in sehr kurzer Zeit umzusetzen.

Unabhängig von diesem möglicherweise natürlichen Regulativ sollten flankierende Maßnahmen für eine effizientere Brennstoffausnutzung gegenüber den derzeitigen Rahmenbedingungen diskutiert werden. Dies gilt insbesondere für verbesserte Anreize für die Wärmeauskopplung und die Weiterentwicklung innovativer hocheffizienter Kraftwerkskonzepte auf der Basis Biomasse. Hierzu könnten ersten (noch im Einzelnen zu überprüfenden) Überlegungen zufolge beitragen:

- Einbeziehung der Biomasse in die Ende Juni zwischen Bundesregierung und Energiewirtschaft vereinbarte Regelung zur Förderung der KWK (z. B. Aufnahme in die Bonusregelung bzw. explizite Zielsetzung im Rahmen des Selbstverpflichtungsprogramms).
- Sukzessive Erhöhung der Anforderungen (elektrische Mindestwirkungsgrade) der Biomasseverordnung unter gleichzeitiger Einbeziehung eines Gutschriftverfahrens für die Wärmeauskopplung (d. h. den Biomasse-KWK-Anlagen wird rechnerisch ein höherer elektrischer Wirkungsgrad zugewiesen und damit der KWK-Wirkungsgrad rechnerisch erhöht) bzw. Staffelung der Vergütungssätze nach dem EEG in Abhängigkeit des erreichten KWK-Wirkungsgrades; bisher fordert die Biomasseverordnung für alle Anlagen mit einer elektrischen Leistung von mehr als 5 MW, die Altholz verfeuern und keine Wärme auskoppeln, das Überschreiten bestimmter Mindestwirkungsgrade. Spezifische Anreize für eine möglichst weitgehende Wärmeauskopplung sind damit verbunden.
- Aufnahme der Mitverbrennung von Biomasse in fossilen (Heiz-)Kraftwerken mit gegenüber reinen Biomassekondensationskraftwerken deutlich höheren Wirkungsgraden in das EEG (ein angemessener Vergütungssatz wäre hierfür noch zu bestimmen).
- Beschränkung der Förderung von reinen Kondensationskraftwerken im Rahmen des EEG auf eine gegenüber heute (20 MW_{el}) deutlich geringere Leistung.
- Spezifische Investitionszuschüsse für die Entwicklung und Errichtung effizienter kleinerer Anlagen (z. B. Holzvergasungsanlagen) durch zusätzliche Bund- und/oder Länderprogramme .
- Gezielte Förderung von Nahwärmeversorgungssystemen (z. B. auch unter Einbeziehung von Kältenutzungen), um innovativen Verfahren einen wirtschaftlichen Zugang zum KW(K)K-Markt zu erleichtern.

4.3.7 Ertüchtigung von großen Wasserkraftwerken fehlt Unterstützung

Im Rahmen des Erneuerbaren Energien Gesetz (EEG) ist der Geltungsbereich für die Strom-einspeisung von Wasserkraftwerken auf eine elektrische Leistung von maximal 5 MW begrenzt. Hintergrund dieser Festlegung war die Überlegung des Gesetzgebers, dass zum einen seit Jahren bzw. Jahrzehnten erfolgreich laufende große Wasserkraftwerke (die Stromerzeugung aus Wasserkraftwerken betrug vor Inkrafttreten des EEG im Jahr 1999 bereits 19,3 TWh, wovon der überwiegende Anteil aus großen Anlagen stammt) keine zusätzliche Unterstützung erfordern und zum anderen der Neubau von Großanlagen aufgrund der damit verbundenen Eingriffe in die natürlichen Ökosysteme vielerorts ökologisch fragwürdig ist.

Mit der im EEG getroffenen Festlegung bleibt auch die Ertüchtigung bzw. Modernisierung von bestehenden größeren Anlagen unberücksichtigt. Gerade hierdurch wäre aber eine vergleichsweise ökologisch verträgliche Erhöhung des Wasserkraftpotentials realisierbar (sofern mit der Modernisierung eine Leistungserhöhung verbunden ist, was in der Regel aber der Fall ist). Zudem bestimmt diese Möglichkeit im entscheidenden Maße die überhaupt noch vorhandenen Optionen der Ausweitung der Stromerzeugung aus Wasserkraft. Von

dem für Baden-Württemberg ausweisbaren Zubaupotential für die Wasserkraft von 1.710 GWh/a entfällt beispielsweise mit rund 1.100 GWh/a mehr als 64 % auf die Modernisierung von Anlagen der Leistungsklasse 1 MW und zusätzliche 180 GWh/a und damit 10,5 % auf die Modernisierung von Anlagen der Leistungsklasse unterhalb von 1 MW. Der für das Erreichen des Verdopplungsziels der Bundesregierung der Wasserkraft zugeschriebene Beitrag von 1.100 GWh/a könnte damit allein aus der Modernisierung bestehender Anlagen rekrutiert werden.

Ein Beispiel für derartige Modernisierungsoptionen stellt das Kraftwerk Rheinfelden in Baden-Württemberg dar. Im Rahmen der Umbauarbeiten soll die Turbinenleistung von 25,7 MW auf 116 MW deutlich erhöht werden, wodurch ein Anstieg der Jahresstromausbeute von 185 GWh/a auf 565 GWh/a resultieren würde. Das Kraftwerk würde nach Beendigung der Arbeiten, die bis zum Jahr 2004 andauern sollen, dementsprechend rund das 3-fache an elektrischer Arbeit bereitstellen können. derartige Modernisierungsoptionen bestehen auch an weiteren Standorten, vor allem in Baden-Württemberg (z. B. verschiedene Kraftwerke am Hochrhein und Neckar sowie Kraftwerk Laufenburg, wo die Modernisierung bereits im Gange ist) und Bayern.

In der derzeitigen durch Überkapazitäten geprägten Marktphase bestehen für die Betreiberunternehmen allerdings nur geringe Anreize diese Modernisierungen auch durchzuführen. Stromgestehungskosten von 15 bis 17 Pf/kWh, wie sie beispielsweise aus der Modernisierung des Kraftwerks Rheinfelden entstehen (bei der Modernisierung kleinerer Anlagen resultieren Stromgestehungskosten zwischen 20 und 26 Pf/kWh), können derzeit am Markt nicht untergebracht werden. Vor diesem Hintergrund ist zu erwägen zusätzliche, spezifisch auf die Modernisierung von Wasserkraftanlagen zugeschnittene Anreizsysteme zu schaffen. Hierfür kommen u. a. folgende Maßnahmen in Frage, deren Umsetzungsmöglichkeiten im Einzelnen zu prüfen wären:

- Aufnahme von ertüchtigten Wasserkraftwerken ($> 5 \text{ MW}_{\text{el}}$) in das EEG, sofern eine bestimmte relative Investitionssumme (z. B. in Anlehnung an das in der Umsetzung befindliche KWK-Gesetz könnten hier 50 % der Kosten eines neuen Kraftwerks angesetzt werden) überschritten wird.
- Aufnahme von Investitionszuschüssen in das Marktanzreizprogramm des Bundes

Eine Aufnahme der großen Wasserkraft unter den genannten Bedingungen (Modernisierung, nicht Neubau) in die bestehenden Fördermaßnahmen erscheint auch deswegen gerechtfertigt, weil die neue EU-Richtlinie „zur Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen im Elektrizitätsbinnenmarkt“ die Wasserkraftnutzung bei der Erfüllung der dort formulierten ehrgeizigen Ausbauziele (in Deutschland soll der Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung von 4,5 % in 1997 auf 12,5 % in 2010 erhöht werden; Ende 2000 lag der Anteil der erneuerbaren Energien bei rund 7 %) explizit mit einbezieht.

4.3.8 Regionale Nutzung der Potentiale scheitert an Logistik: Das Problem liegt in der Umsetzung vor Ort

Bei einer genauen Analyse des Wachstumsprozesses der erneuerbaren Energien in den letzten Jahren fällt auf, dass mit der Windenergie und der Photovoltaik vor allem Technologien mit eher eindimensionaler Problem- und Lösungsstrukturen umgesetzt worden sind. Sie konnten mit relativ einfachen Instrumenten unterstützt werden. Die eigentliche Technik ist zwar zum Teil hoch komplex, und Genehmigungsverfahren beizeiten äußerst schwierig, im Vergleich jedoch zu anderen Bereichen der Energieversorgung besitzen sie geringere Anforderungen an den Prozess der Umsetzung (wie Gestaltung der Kooperation mit den Partnern, Kommunikation, u.a.). Geringere Zuwächse waren im Bereich der Nutzung biogener Energieträger zu verzeichnen. Ein wesentlicher Grund liegt hier in der Komplexität von Akteurskonstellationen. So müssen sich Verbraucher sowie Anlagenbauer, Planer, Lieferanten, Forstleute, Landwirte, Verwaltungen, Energieversorger u.a. so koordinieren,

dass daraus eine funktionierende Struktur entsteht. Ein erstes Problem entsteht schon dadurch, dass ein großer Teil dieser Akteure bisher keinen geschäftlichen Kontakt bzw. keine Erfahrung in dieser Art von Kooperation hatte. Die Akteure besitzen daher unterschiedliche Sprachen, Verhaltensweisen und Handlungsmuster, in der Soziologie zusammengefasst als sog. binäre Codes [Wolters 2001].

Die Folge ist, wie die Praxis auch in vielen Fällen zeigt, eine eher schleppende bis zum Teil gar keine Umsetzung von den Biomasseprojekten, vor allem derjenigen im unteren Leistungsbereich.

Über dieses grundsätzliche Problem, eine hohe Anzahl an Akteuren mit unterschiedlichen binären Codes miteinander koordinieren zu müssen, schiebt sich eine zweite Ebene regionaler Hemmnisse. Der Erfolg der geplanten Aktivität hängt deswegen nicht zuletzt vom Know-how der beteiligten Personen ab. Dezentrale Ansätze haben jedoch die Eigenschaft, Nicht-Experten einbinden zu müssen und auf deren Motivation vollständig angewiesen zu sein. Hausbesitzer oder Wohnungsbaugesellschaften müssen eine Sanierung wollen, das Schulamt muss ein hohes Interesse an einer Holzheizung haben – beide Akteure sind jedoch keine Experten in Energiefragen und benötigen umfassende Beratung.

Erfahrungen in verschiedenen Landkreisen Deutschlands haben gezeigt [WI 2000], dass auch heute noch erhebliche Kenntnisdefizite bestehen. Weder verwunderlich noch zu bemängeln ist dies bei Nicht-Experten. Allerdings sind gerade auch auf regionaler Ebene bei Experten, d.h. bei den Akteursgruppen, die mit den oben genannten Bereichen beruflich zu tun haben, große Kenntnislücken bezüglich neuer technischer Entwicklungen, deren Einsatzmöglichkeiten und wirtschaftlich-rechtlichen Rahmenbedingungen zu verzeichnen.

Umso stärker macht sich daher die Tatsache bemerkbar, dass geeignete Anlauf- und Beratungsstellen, zu denen Interessierte Vertrauen besitzen, oftmals fehlen³. Sehr deutlich wird dies in Bezug auf Handwerk und Planer, die die ‚natürlichen‘ Ansprechpartner für Hausbesitzer oder mögliche Betreiber kleiner bis mittlerer Biomasseanlagen sind. So ist häufig anzutreffen, dass beispielsweise ein Dachdecker zwar neue Dächer verkaufen will, an einer Gesamtanierung inklusive neuem Heizungssystem (insbesondere auf biogener Brennstoffbasis) vor allem wegen Kenntnismängel aber kein Interesse hat. Die Folge ist ein Sanierungs- und Installationsstau, wie wir ihn in Deutschland zur Zeit erleben.

Im Bereich der Biomasse stellt sich die Situation noch komplizierter dar, da die moderne Biomassenutzung bisher eine sehr kurze Geschichte hat und somit geeignete Akteurskonstellationen schlicht noch nicht gefunden sind, sondern lediglich erste Erfahrungen vorliegen. Daher sind allerdings Nicht-Experten oftmals vollkommen auf sich allein gestellt, passende Partner zu finden. Es entsteht häufig die paradoxe Situation, dass bereits in nächster lokaler Umgebung alle Akteure vorhanden sind, die für ein Projekt notwendig wären, und auch hohes Interesse an einer Umsetzung haben, keiner aber vom anderen etwas weiß und daher seine eigenen Aktivitäten einstellt.

Zudem verstehen sich potenziell wichtige Akteure noch nicht als solche. So ist z.B. kleinen und mittelständischen Entsorgungsbetrieben nicht bewusst, welche außerordentlich wichtige, und ökonomisch attraktive, Rolle sie in einer Biomasse-Projektstruktur übernehmen könnten. Denn neben dem bloßen Wissen von möglichen regionalen Partnern gehört vor allem der Aufbau einer regionalen Logistik, die effektiv und ökonomisch effizient ist sowie Versorgungssicherheit garantiert, zu den erforderlichen Aufgaben. Dies sind ureigenste Aufgaben von Entsorgungsbetrieben, wenn auch bisher mit anderen Fokus. Solange keine geeignete Logistik besteht, wird es auch kaum Biomasseprojekte geben.

³ Energieagenturen und deren Aufgaben sind nicht immer bekannt und bedienen zumeist nicht den Endverbraucher. Für Menschen in ländlichen Räumen sind die bestehenden Energieagenturen zudem oftmals zu weit weg.

Der Aufbau einer solchen Logistik wiederum ist sehr aufwendig, da eine Vielzahl von Lieferanten (Sägewerke, Forstleute, Landwirte, Industrieunternehmen, KMU, Kantinen, Fensterhersteller etc.) sowie weitere Partner einbezogen werden müssen. Neben dem erneut auftretenden Problem verschiedener binärer Codes ist dies vor allem zeitintensiv. Zudem gilt je unterschiedlicher die Partner, desto größer ist der Aufwand. Solange also keine Projekte in Aussicht sind, wird eine Logistik nur in den seltensten Fällen aufgebaut. Somit liegt ein klassisches Henne-Ei-Problem vor, und es bestehen umfassende Projektmanagement-Defizite.

Wie bisherige Erfahrungen darüber hinaus zeigen, haben neuartige Akteursverbände generell Startschwierigkeiten. So sind in Deutschland bisher in den seltensten Fällen Kooperationen beispielsweise zwischen Wohnungsbaugesellschaften und Heizungsherstellern oder Weiße-Ware-Anbietern (Küchengeräte etc.) realisiert worden, wie dies aus Skandinavien bekannt ist. In einem solchen Procurement werden durch die Abnahme größerer Stückzahlen spezifisch geringere Preise vereinbart und die Geräte zudem mit hohen Effizienzstandards versehen. Dieses Konzept ist in Deutschland seit langem bekannt, allerdings existieren erst äußerst wenige Ansätze. Die Erfahrungen lehren, dass es sich bei einer solchen Kooperation um einen Paradigmenwechsel zu handeln scheint, der einige Zeit und vor allem aktive Überzeugungsarbeit bedarf – von alleine wird es sich kaum durchsetzen können.

Auf der Ebene von Handwerkern, Architekten und Planern werden die Vorteile von neuen Verbänden und gemeinsamen Aktionen und Strategien ebenso selten erkannt. Vordergründig scheinen dem Verständnis der o.g. Gruppen nach solche Kooperationen zunächst der wettbewerblich ausgerichteten Wirtschaftsstruktur entgegen zu sprechen. Zudem existieren erhebliche Berührungspunkte zwischen Architekten und Planern auf der einen und dem Handwerk auf der anderen Seite. Verstärkt wird dies zudem durch die klassische Konstellation zwischen Auftraggeber (z.B. Architekt) und Auftragnehmer (Handwerk), die im Falle einer gleichberechtigten Kooperation teilweise aufgehoben würde. Die Einführung von regionalen Gütesiegeln oder andere regionale Aktivitäten, die zu erhöhter Beschäftigung bei gleichzeitiger Minderung des Ressourcenverbrauchs führen, erfordern aber gerade Kooperationen zwischen verschiedenen Akteursgruppen. Werden bisherige Grenzen nicht überwunden, ist in der Praxis kaum eine Veränderung zu erreichen, die Breitenwirkung haben soll.

Eine wichtige Rolle beim Überwinden der dargestellten Hemmnisse können schließlich Kreis- oder Stadtverwaltungen, und hier vor allem die Wirtschaftsämter zusammen mit den Zuständigen der Liegenschaften, spielen. Verwaltungen dürfen allerdings nicht ohne politisches Mandat und nur soweit dies durch die Gemeindeordnung abgedeckt ist tätig werden. Darüber hinaus gibt es Probleme mit der Finanzierung eigener Aktivitäten bzw. der Begleitung von privaten regionalen Aktivitäten. Neue Finanzierungsmodelle, die in dieser Hinsicht existieren, sind zumeist nicht bekannt. Insofern wirken sich an dieser Stelle Kenntnisdefizite erneut negativ aus.

Schließlich werden neue Akteurskonstellationen durch das vermeintliche Funktionieren klassischer Strukturen behindert. So handelt es sich beispielsweise zwischen Energieversorgungsunternehmen und Endkunden zumeist noch um eine eindimensionale Beziehung: der Versorger liefert das, was er von seinem Vorlieferanten erhält, einfach weiter und der Kunde zahlt. Dass der Kunde auch zum Vorlieferanten werden kann, oder dass ein EVU eventuell regional Rohstoffe bezieht und komplexe Kooperationen aufbaut, ist ebenfalls ein Paradigmenwechsel, der in den meisten Regionen noch nicht erfolgt ist und somit eine weitere Entwicklung hinsichtlich Energieeinsparung und einiger Technologien zur Nutzung erneuerbarer Energien hemmt.

4.3.9 Ökostromabsatz kommt nicht richtig in Fahrt

Eine detaillierte Bilanz des Ökostromabsatzes liegt derzeit nicht vor. Aktuellste Zahlen stellt eine Umfrage der Zeitschrift Neue Energie von April 2001 zusammen [Köpke 2001]. An dieser haben sich zwar nur 38 % der Ökostromanbieter beteiligt, da sich aber die wichtigsten und größten unter ihnen zurückgemeldet haben, stellt die Umfrage dennoch repräsentative Ergebnisse zur Verfügung. Bundesweit beziehen der Umfrage zufolge rund 210.000 private Kunden Ökostrom, davon allerdings allein 145.000 bei der Natur Energie AG, die vor allem Strom aus bestehenden Wasserkraftwerken vermarktet. Hinzu kommen einige Hundert gewerbliche und industrielle Kunden⁴. In Summe beziehen damit heute nicht einmal 0,5 % aller Kunden freiwillig Strom aus erneuerbaren Energien. Diese Quote steht im krassen Gegensatz zu der, in Umfragen von 50 bis 70 % aller Befragten geäußerten, generellen erhöhten Zahlungsbereitschaft für Ökostrom.

Für dieses Missverhältnis können verschiedenste Gründe angeführt werden. Aus der Sicht der Kunden wirkt sich nicht nur der im Vergleich zu den in den letzten Jahren eher sinkenden konventionellen Stromangeboten höhere Preis für Ökostrom hemmend aus, sondern auch die mittlerweile kaum noch überschaubare Vielzahl von Ökostromangeboten auf dem Markt (mit Stand April 2001 waren es mehr als 200). Darüber hinaus ist für den Laien kaum noch erkennbar, wie sich die einzelnen Angebote voneinander unterscheiden. Dabei sind Kriterien wie Strommix (z. B. reiner Strom aus erneuerbaren Energien oder anteilige Einbeziehung von fossilem KWK-Strom in den Ökostrommix), Nachweispflicht für die Herkunft des Stroms und Einbeziehung bestehender Anlagen (bzw. Verpflichtung zu anteiligen Investition der Ökostromzulage in Neuanlagen) entscheidende Merkmale für die ökologische Einordnung des Angebotes.

Mit verschiedenen Labeln für Ökostrom (die wichtigsten Label sind diejenigen vom TÜV, der EnergieVision e. V., das aus dem Label des Öko-Institutes hervorgegangen ist, und das grüne Strom Label e. V.) ist zwar mittlerweile eine verbesserte Transparenz erreicht worden. Aber auch hier verwirrt die Vielzahl der Label, die untereinander auch noch verschiedene Ausprägungen (z. B. Gold, Silber) haben, den Kunden zusätzlich. Aus Kundensicht kommt zudem dem Träger des Labels häufig eine größere Bedeutung zu, als dem Inhalt des Labels selber. In diesem Zusammenhang kann es sich als positiv erweisen, dass nun auch die Europäische Kommission eine Erhöhung der Transparenz für den Verbraucher von Strom (z. B. hinsichtlich der Offenlegung des zugrundeliegenden Strommixes in den Rechnungen und der auf sie zurückzuführenden Kosten) einfordert (EU 2001). Ohnehin spielen Glaubwürdigkeitsaspekte, die hierfür entscheidend sind, eine große Rolle [Birzle-Harder 2001]. So lassen sich viele potentielle Ökostromkunden auch davon abschrecken, dass mittlerweile auch alle großen Elektrizitätsversorgungsunternehmen eigene Ökostromangebote haben.

Generell wirkt auch die ohnehin beschränkte Wechselbereitschaft der Stromkunden, die mit einigen wenigen Prozentpunkten angegeben werden kann, im Verbund mit einem zum Teil unkooperativen Verhalten der Netzbetreiber (Forderungen nach aufwendigen Leistungsmessungen), hemmend auf den Ökostrommarkt. Hinzu kommt die Enttäuschung mancher Kunden nach dem Wechsel feststellen zu müssen, dass der Strom, den sie vermeintlich bestellt haben, in Wirklichkeit physikalisch gar nicht zu ihnen nach Hause fließt. Für diese Kunden bleibt als Alternative zu den verbreiteten Ökostromangeboten auf der Basis von Zuschussmodellen (die Betreiber der Anlagen nehmen zunächst die Vergütungsmöglichkeiten des EEG in Anspruch, erhalten aber von den Anbietern von Ökostrom einen zusätzlichen Zuschuss) der (dann auch physikalische) Direktbezug von Ökostrom. Dieser kann jedoch aufgrund der zusätzlich zu den, im Vergleich zu konventionellen Anlagen, ohnehin in der Regel bereits höheren Stromgestehungskosten zu entrichtenden Netzbenutzungsgebühren (aus diesem Grund denken einigen

⁴ Mit einem Strombezug von rund 3,5 GWh (dies entspricht etwa dem durchschnittlichen Bedarf von 1.300 Haushalten) ist die Weleda GmbH aus Schwäbisch Gmünd der derzeit größte Kunde für Ökostrom.

Ökostromunternehmen bereits über die Errichtung eigener Stromnetze nach) nur zu deutlich höheren Preisen angeboten werden. Eine Verbesserung der Situation könnte hier die in der Diskussion befindliche allgemeine Befreiung von regenerativ erzeugtem Strom von der Ökosteuer erbringen.

Die Zuschuss- oder Aufschlagmodelle stehen trotz ihres grundsätzlich eher additiven Charakters in Konkurrenz zum EEG. Viele Betreiber sind sich der Möglichkeit der Vermarktung ihres Stroms über Ökostromanbieter als Alternative zum Verkauf an die Netzbetreiber nicht bewusst. Zukünftig dürfte diese Option aber an Attraktivität gewinnen. Dies liegt vor allem an den im EEG für Neuanlagen festgeschriebenen degressiven Vergütungssätzen (z. B. für die photovoltaische Stromerzeugung) und der im Jahr 2004 ablaufenden Übergangszeit für Altanlagen, die dann häufig nur noch eine deutlich geringere Vergütung von 12,1 Pf/kWh beanspruchen können. Für Ökostromanbieter bietet dies die Chance über die Vergütungssätze des EEG hinausgehende Kaufangebote machen zu können. Trotz der hierdurch für Direktvermarktungsangebote günstigeren Einkaufskonditionen, erhöhen sich die Absatzchancen auf dem Strommarkt wohl erst dann, wenn der regenerativ erzeugte Strom von der Ökosteuer befreit wird und insgesamt die Preise der konventionellen Stromanbieter im Zuge vermehrter Neubauaktivitäten ansteigen.

Neben dem Ökostromhandel werden auch weitere heute schon mögliche Optionen der Direktvermarktung bisher nur in Ausnahmefällen genutzt. Dies betrifft z. B. die gezielte Vermarktung von Strom aus erneuerbaren Energien, der in Spitzenlastzeiten anfällt. Das EEG garantiert dem Erzeuger von Strom aus erneuerbaren Energien zwar, dass der gesamte von ihm bereitgestellte Strom vom Netzbetreiber abzunehmen ist, verpflichtet ihn auf der anderen Seite aber nicht dazu. Er kann demnach Teile des vom ihm erzeugten Stroms auch an Dritte weiterverkaufen (Mahn 2001). Gerade in Spitzenlastzeiten (wo für die Kunden hohe Leistungspreise anfallen) ermöglicht dies – trotz fälliger Netzbenutzungsgebühren – über die EEG-Vergütungssätze hinausgehende Einnahmen zu erzielen.

4.3.10 Informationsdefizite für Akteure auf den Exportmärkten

Nachfolgender Abschnitt beschäftigt sich mit den Hemmnissen, die dem Ausbau der Exportmärkte im Bereich erneuerbarer Energien entgegenstehen. Diesbezüglich sind insbesondere Probleme in den Märkten Osteuropas und der Entwicklungsländer relevant. Da die Exportproblematik allerdings nicht im Vordergrund dieser Untersuchung steht werden hier lediglich einzelnen Beispiele für begrenzende Faktoren angegeben, die einen ersten Eindruck der Problematik vermitteln sollen.

Osteuropäischer Markt:

Das Engagement der Firmen, z. B. ENERCON ist im Ausland schon sehr stark. Beispiele: Türkei, Griechenland, Portugal, Spanien. Hierdurch tragen die Unternehmen bereits ein hohes wirtschaftliches Risiko. ENERCON ist bereits in den außereuropäischen Staaten Brasilien und Indien aktiv. Dieses Engagement ist ein Grund, weshalb die Einsatzbereitschaft in Osteuropa relativ gering ist. Die Firmen sind noch nicht groß genug, um auf noch mehr als den genannten Märkten einzusteigen. Ein zentrales Hemmnis für den Einstieg in Osteuropa sind die unsteten politischen Rahmenbedingungen: es fehlen Einspeisevergütungen und andere Anreize, die das unternehmerische Risiko reduzieren und Planungssicherheit bieten. Andererseits ist das industrielle Potential von z. B. der Ukraine und Russland sehr hoch, da viele hochqualifizierte Ingenieure (z. B. aus dem Flugzeugbau) freigesetzt worden sind.

Entwicklungsländer:

Die Situation in den Entwicklungsländern stellt sich komplexer dar. Die Hemmnisse für die Einführung von erneuerbaren Energien sind vielfältig und haben mit der Industrie als solcher bisher relativ wenig zu tun. Trotzdem ist die Situation in Entwicklungsländern teilweise vergleichbar mit osteuropäischen Staaten: das Fehlen von Einspeisevergütungen oder

anderen vergleichbar sicheren wirtschaftlichen Rahmenbedingungen (für ausländische Investoren) unterbindet Planungssicherheit und macht Entwicklungsländer in der Regel zu einem wenig sicheren Terrain für Investitionen (ein Gegenbeispiel ist Indien, wo ENERCON seit Jahren aktiv ist). Ein weiterer Punkt ist das oft fehlende Problembewusstsein der Entscheider im Hinblick auf die Abhängigkeit von fossilen Energieimporten und den globalen Klimawandel sowie die unzureichende Kenntnis über die verfügbaren Möglichkeiten (sowohl technischer Art als aber auch hinsichtlich der internationalen Finanzierungsmechanismen).

Potentiellen ausländischen Investoren stehen in der Regel nur unzureichende Informationen über die in den jeweiligen Ländern vorliegenden Rahmenbedingungen (meteorologische Gegebenheiten, energiepolitische Gesetzgebung, Investitionsbedingungen) zur Verfügung. Ein Ausweg bieten hier spezifische Länderinfos, wie sie zum Teil von der GTZ oder dem Bundesamt für Außenhandelsinformationen bereitgestellt werden. Darüber hinaus werden durch die GTZ kostenfreie Möglichkeiten geschaffen Ertragsprognosen und Windmessungen in einzelnen Ländern durchzuführen. Eine Absicherung des Investments kann letztlich auch direkt durch Bürgschaften oder indirekt durch Exportkreditfinanzierungen erfolgen. In allen Bereichen besteht heute noch dingender Handlungsbedarf

Aus Sicht der Hersteller aber auch der Entwicklungsländer selber ist ein großes Manko insbesondere auch in der meistens fehlenden Infrastruktur zu sehen. Dies betrifft einerseits die harte Infrastruktur, d. h. die Instandhaltung der Anlagen muss gewährleistet sein, kann bisher aber nicht gewährleistet werden. Ein gravierender Mangel besteht zudem an Fachkräften; hinzu kommt häufig das Fehlen von Ersatzteilen. Ein weiteres Problem ist die Erreichbarkeit der Anlagen und der Nachfrager: in entlegenen Gebieten stellt sich die Frage nach dem Verhältnis von Ertrag und Instandhaltungsaufwand.

Letztlich wirkt sich die zum Teil mangelnde Qualität der Anlagen negativ aus, was u. a. auf eine nicht hinreichende Anpassung etablierter Technologie der Industrieländer auf die spezifischen Bedingungen der Entwicklungsländer zurückzuführen ist. Das Problem liegt hier in dem Verlust von Vertrauen. Fällt eine Anlage aus, z. B. ein PV-System auf einem weithin sichtbaren oder sonstig wichtigen Gebäude (Schule, Amt etc.), zerstört diese „eine“ defekte Anlage die positive Vorbildfunktion von vielen funktionierenden anderen Anlagen. Die Nachfrage nach neuen Anlagen wird mit Fragen wie „Warum sollte man sich eine solche Anlage kaufen, wenn sie ohnehin nicht zuverlässig funktioniert?“ negativ beeinflusst.

4.3.11 Zunehmender Engpass qualifizierte Arbeitskräfte

Die Erfolgsaussichten der erneuerbaren Energien, gerade auch im Bereich der Windenergie, hängen entscheidend davon ab, ob hinreichend qualifizierte Fachkräfte (Mechaniker, Elektriker) und Ingenieure für diese Aufgabe gefunden werden können. Dabei sind einerseits die Hersteller und Zulieferer selber gefordert, neue Ausbildungsplätze zur Verfügung zu stellen und diese interessant zu vermarkten. Hilfestellung können hierfür die lokalen Arbeitsämter geben. Ebenso können in Kooperation zwischen Industrieunternehmen und Arbeitsämtern neue Schulungszentren gegründet werden, die spezifische Weiterbildungsangebote anbieten. Ein Beispiel dafür ist das in Planung befindliche Bildungszentrum erneuerbare Energien e. V. mit Sitz in Husum, das u. a. von dem Anlagenhersteller Vestas, dem Unternehmensverband Westküste, der IHK Flensburg und dem Bundesverband Windenergie einen sechsmonatigen Schulungskurs für Techniker anbieten will.

Besondere Schwierigkeiten liegen derzeit bei der Anwerbung von Ingenieuren vor. Dabei wirkt sich nicht nur der allgemeine Mangel erschwerend aus (derzeit wird von einer Unterdeckung von rund 40 % ausgegangen, d. h. eine entsprechende Anzahl freier Stellen bleibt unbesetzt), sondern vor allem auch die besonderen Fähigkeiten, die der Windenergiemarkt von den Ingenieuren erfordert. Neben einer soliden naturwissenschaftlich/technischen Kenntnis, sind spezifische Fähigkeiten im Umgang mit den neuen Materialien und Fertigungstechniken ebenso erforderlich wie Sprach- und

Verhandlungskennntnisse für den zunehmend internationalen Markt. Aufgrund der sehr hohen Wachstumsdynamik ist dabei schnelles Handeln erforderlich (beim derzeitigen deutschen Marktführer Enercon hat sich die Mitarbeiterzahl innerhalb von 12 Jahren von 30 auf über 3.000 mehr als ver Hundertfacht). Neben der Verstärkung der direkten Kooperation zwischen Hochschulen und Unternehmen (Diplomanden- und Praktikumsbörsen, Aktionstage), der zunehmenden Integration spezifischer Themengebiete in die Lehrpläne der Universitäten und Fachhochschulen (ein Beispiel stellt das seit 1999 gültige Angebot der Studienrichtung „regenerative Energietechnik“ an der FH Bielefeld dar) sollte daher über die Schaffung **spezifischer Aufbau- oder Vertiefungsstudiengänge** für Ingenieure (mit den Schwerpunkten Technik, Energiewirtschaft, Sprache) nachgedacht werden. Der hierdurch für die umliegenden Firmen resultierende Standortfaktor ist evident, so dass auch eine finanzielle Beteiligung der Wirtschaft in Erwägung gezogen werden sollte (Stiftungslehrstuhl).

4.3.12 Stiefkind: Wärmebereitstellung aus erneuerbaren Energien – Quote nicht umsetzbar?

Während in den letzten Jahren vielfältige Maßnahmen für den Bereich der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien erfolgreich umgesetzt worden sind und vor allem im Bereich der Windenergie eine dynamische Entwicklung angestoßen werden konnte, geriet die Wärmebereitstellung aus erneuerbaren Energien zunehmend aus dem Blickfeld. Dies gilt sowohl für die nationale Ebene als auch für die europäische Energiepolitik (vgl. Kapitel 4.3.5). Um die gesetzten Zielwerte des Ausbaus erneuerbarer Energien erreichen zu können, kann auf diesen wichtigen Bereich aber nicht verzichtet werden. Als wesentliche Fördermaßnahme steht derzeit das Marktanzreizprogramm des Bundes zur Verfügung, das durch kleinere Landes- oder kommunale Programme unterstützt wird. Ein Durchbruch in der Marktentwicklung, der auch den Übergang auf größere Anlagen einschließt, wird hierdurch aber nicht erreicht werden können. Hierfür sind andere Maßnahmen zu entwickeln und umzusetzen, die vor allem die entscheidenden Marktmultiplikatoren stärker in die Pflicht nimmt. In [DLR/WI 1999] ist deshalb für die solarthermische Wärmebereitstellung ergänzend zu den damaligen Überlegungen für die Kraft-Wärme-Kopplung (KWK), eine Quotenregelung vorgeschlagen worden. Mit der Mitte 2001 erzielten Einigung zwischen der Bundesregierung und der Energiewirtschaft die Kraft-Wärme-Kopplung mit einem Bündel aus Selbstverpflichtung (vor allem für den Ausbau der industriellen KWK) und Bonusregelung (vor allem für die Bestandssicherung und als Anreizgestaltung für die Modernisierung bestehender Anlagen) zu unterstützen, hat das Instrument der Quotenregelung in der energiepolitischen Debatte starken Schaden genommen. Eine Umsetzung in anderen Bereichen ist demnach derzeit als außerordentlich schwierig zu betrachten. Dies erfordert eine neuerliche Weiterentwicklung alternativer Maßnahmen und Instrumente.

4.4 Resultierende Anforderungen an die Förderung erneuerbarer Energien

Im Vergleich zu den bestehenden technischen Möglichkeiten werden erneuerbare Energien - abgesehen von größeren Wasserkraftanlagen und mittlerweile auch der Windenergie – vor allem aus ökonomischen Gründen bisher immer noch im vergleichsweise geringen Umfang genutzt. Wie zuvor abgeleitet liegen aber nach wie vor auch eine Vielzahl von anderen Gründen vor, die einem weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien hemmend gegenüberstehen. Sollen die energiepolitischen Vorgaben der Bundesregierung realisiert werden, ist auch weiterhin eine kontinuierliche Unterstützung und Förderung der erneuerbaren Energien notwendig.

Die Rechtfertigung einer staatlichen Förderung erneuerbarer Energien ergibt sich insbesondere daraus, dass sie längerfristig entscheidend zur Umweltentlastung, zum

Klimaschutz und zur Schonung erschöpfbarer Ressourcen beitragen können. Daneben sprechen auch industrie- und technologiepolitische Gründe für einen forcierten Ausbau regenerativer Systeme. Dabei ist zu beachten, dass sich die unterschiedlichen Nutzungssysteme wie etwa Windkraft- oder Photovoltaikanlagen gegenwärtig in unterschiedlichen Entwicklungsphasen befinden und dementsprechend mit unterschiedlichem Tempo ausgebaut werden können. Auf lange Sicht wird aber ein an den technisch-ökonomischen Möglichkeiten orientierter Mix der verschiedenen Systeme angestrebt. Um auf einen solchen Pfad zu gelangen, müssen schon kurzfristig auch solche Technikanwendungen forciert ausgebaut werden, die unter den gegenwärtigen Bedingungen noch weiter von der Wirtschaftlichkeitsschwelle entfernt sind. Ein wichtiges Ziel einer frühzeitigen Markteinführung besteht nicht zuletzt darin, durch quantitativ bedeutsame, industrielle Serienfertigung regenerativer Techniken Kostendegressionen und Lerneffekte zu erzielen, um deren Wirtschaftlichkeit nachhaltig zu verbessern.

Die Anstrengungen zur forcierten Nutzung erneuerbarer Energien sind deshalb im Hinblick auf die zu betrachtenden Techniken, aber auch hinsichtlich der Akteure und der einzusetzenden Maßnahmen breit anzulegen. Dabei geht es generell um die folgenden Handlungsfelder [vgl. auch BMWi 1994, DLR/WI 1999]:

- Maßnahmen zur Verbesserung der Wettbewerbsfähigkeit für erneuerbare Energien im Inland und Ausland (monetäre Instrumente),
- Verbesserung der rechtlichen und administrativen Rahmenbedingungen für den Einsatz erneuerbarer Energien sowie der Information, Aus-, Weiter- und Fortbildung (ordnungsrechtliche Instrumente),
- Instrumente zur Verbesserung der Information, Aus-, Weiter- und Fortbildung,
- marktorientierte Forschung, Entwicklung und Demonstration von Anlagen und Materialien zur Nutzung erneuerbarer Energien.
- vermehrte Auseinandersetzung mit den zunehmenden Akzeptanzschwierigkeiten durch eine transparente Darstellung der Vor- und Nachteile erneuerbarer Energien und der kooperativen und diskursiven Gestaltung der Genehmigungsprozesse.

Mittlerweile liegen eine Vielzahl von Erfahrungen über den Erfolg und die Wirksamkeit von fördernden Maßnahmen vor. Im Endbericht werden wesentliche Erkenntnisse aus den Erfahrungsberichten [z. B. Espey 2001] ausgewertet.

5 Ausblick auf den nächsten Berichtszeitraum

Im nächsten Berichtszeitraum werden die folgenden Arbeiten im Vordergrund stehen:

- Planung und Durchführung von Anhörungen: In verschiedenen Anhörungen sollen die durch die Nutzung erneuerbarer Energien verursachten Konflikte aus der Sicht des Naturschutzes analysiert werden. In Absprache mit dem Auftraggeber wurde das ursprüngliche Konzept zur Durchführung der Anhörungen dahingehend verändert, dass statt der ursprünglich geplanten „großen“ Anhörung verschiedene kleinere Anhörungen zu den jeweiligen Problembereichen (voraussichtlich Wind, Biomasse, Geothermie, Wasserkraft) durchgeführt werden. Dadurch ist es möglich, Experten gezielter einzubinden. Ziel der Anhörungen wird es sein, geeignete Indikatoren für eine systemanalytische Bewertung der Probleme zu identifizieren und so weit wie möglich quantitative Zielvorgaben vorzuschlagen. Die Anhörungen sollen im Zeitraum Februar/März 2002 stattfinden.
- Berücksichtigung technologiespezifischer lokaler Umweltauswirkungen: Mit der Methode der Ökobilanz ist es schwierig, standortspezifische kleinräumige Umweltauswirkungen adäquat zu erfassen. Es wird daher geprüft, in wie weit es möglich ist, ergänzend zum Ökobilanz-Ansatz durch die GIS-gestützte Ausweisung „ökologischer Potenziale“ (in Analogie zum technischen Potenzial) solche Effekte bei der Entwicklung von Szenarien zu berücksichtigen. Zunächst ist die Machbarkeit eines solchen Ansatzes zu prüfen (Datenverfügbarkeit, Aufwand, Aussage).
- Beschreibung der Einzeltechnologien: Ein Schwerpunkt liegt auf der Zusammenstellung von ökonomischen Daten und von Ökobilanzdaten entsprechend der auf dem Projekttreffen in Stuttgart festgelegten Prioritäten.

Abkürzungsverzeichnis

BMU	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit
CSD	United Nation Commission on Sustainable Development
EE	erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare Energien-Gesetz
EFG	Edge-defined Film-fed Growth
FFH	Flora-Fauna Habitat
FND	Flächennaturdenkmal
GIS	Geografisches Informationssystem
GTZ	Gesellschaft für Technische Zusammenarbeit
HGF	Hermann von Helmholtz-Gemeinschaft Deutscher Forschungszentren
KMU	kleine und mittlere Unternehmen
KWK	Kraft-Wärme Kopplung
LBP	Landschaftspflegerischer Begleit Plan
NSG	Naturschutzgebiet
OECD	Organisation for Economic Co-operation and Development
PV	Photovoltaik
StrEG	Stromeinspeisungsgesetz
UBA	Umweltbundesamt
WEA	Windenergieanlagen

Literatur

- Alsema 1996 E. A. Alsema: Environmental Aspects of Solar Cell Modules. Report nr. 96074, ISBN 90-73958-17-2. Utrecht University, Dept. of Science, Technology and Society, Utrecht 1996
- Alsema 1998 E. A. Alsema, P. Frankl und K. Kato: Energy Pay-back Time of Photovoltaic Energy Systems: Present Status and Prospects. 2nd World Conference on Photovoltaic Solar Energy Conversion, S. 2125-2130
- Alsema 2000 E. A. Alsema: Energy Pay-back Time and CO2 Emissions of PV Systems. Prog. Photovolt. Res. Appl. 8 (2000), S. 17-25
- ANTEC 1999 ANTEC: Ganzheitliche ökologische Bewertung der CTS-Technik nach dem ANTEC-Verfahren. debis Systemhaus Industry GmbH, T. Prinz, Stuttgart 1999
- Baumgartner 2000 W. Baumgartner, G. Doka., Energiebilanzen von Kleinst-Wasserkraftwerken; Energierückzahldauern – Erntefaktoren, 2. Aufl., DIANE 10 Klein-Wasserkraftwerke ITECO Ingenieurunternehmung AG, Affoltern am Albis]
- Beroggi et al. 1993 G. Beroggi, T. Abbas, J. Stoop, M. Aebi: Risikobewertung in den Niederlanden. Eine Studie im Auftrag der Akademie für Technikfolgenabschätzung Baden-Württemberg. Projekt 12/93, Stuttgart.
- Birzle-Harder, B.; Götz, K. 2001 Birzle-Harder, B.; Götz, K.: Grüner Strom – eine sozialwissenschaftliche Marktanalyse, Studie im Auftrag der Bremer Energie Konsens GmbH, Bremen, 2001-08-21
- BMU 1998 Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit: Nachhaltige Entwicklung in Deutschland. Entwurf eines umweltpolitischen Schwerpunktprogramms. 1998
- BMWi 1994 BMWi-Dokumentation Nr. 361 "Energieeinsparung und erneuerbare Energien" Referat Öffentlichkeitsarbeit, Bonn, 1994
- BMWi 2000 Energie Daten 2000. Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie, 2000.
- Bohnke 1999 M. Bohnke, Ganzheitliche Bilanzierung solarthermischer Kraftwerke. IER-Bericht, Stuttgart 1999
- BUWAL 2001 <http://www.buwal.ch/d/themen/umwelt/gefahren/>
- Coenen 2000 R. Coenen: Konzeptionelle Aspekte von Nachhaltigkeitsindikatoren. TA-Datenbank-Nachrichten, Nr. 2, 9. Jg., Juni 2000
- Daly 1992 H. E. Daly: *Allocation, distribution and scale: towards an economics that is efficient, just and sustainable*. Ecological Economics, Vol. 6, S. 185-193, 1992
- DESA 2001 DESA/DSD/2001/3: Indicators of Sustainable Development: Framework and Methodologies. Commission on Sustainable Development, Ninth Session, 16-27 April 2001
- DIN EN ISO 1997 Ökobilanz. Prinzipien und allgemeine Anforderungen. DIN EN ISO 14040. Beuth-Verlag Berlin 1997.
- DIN EN ISO 1998 Ökobilanz. Festlegung des Ziels und des Untersuchungsrahmens so-wie Sachbilanz. DIN EN ISO 14041. Beuth-Verlag Berlin 1998.
- DIN EN ISO 2000a Ökobilanz. Wirkungsabschätzung. DIN EN ISO 14042. Beuth-Verlag Berlin 2000.
- DIN ISO 2000b Ökobilanz. Auswertung. DIN EN ISO 14043. Beuth-Verlag Berlin 2000.

DLR/WI 1999 J. Nitsch, M. Fishedick, N. Allnoch, M. Baumert, O. Langniß, M. Nast, F. Staiß, U. Staud: Klimaschutz durch erneuerbare Energien. Forschungsbericht 298 97 340, UBA-FB 99-126, Umweltbundesamt 2000-2, Erich Schmidt Verlag, Berlin 2000

Dones 1998 R. Dones und R. Frischknecht: Life-cycle Assessment of Photovoltaic Systems: Results of Swiss Studies on Energy Chains. Prog. Photovolt. Res. Appl. 6 (1998), S. 117-125.

Engelenburg 1994 B. C. W. v. Engelenburg und E. A. Alsema: Environmental Risks of Amorphous Silicon Solar Cell Modules. 12th European Photovoltaic Solar Energy Conference, Amsterdam, S. 305-308.

Erbas 1999 K. Erbas, A. Seibt, P. Hoth, E. Huenges, Evaluierung geowissenschaftlicher und wirtschaftlicher Bedingungen für die Nutzung hydrogeothermaler Ressourcen, Geothermie Report 99-2, GeoForschungsZentrum Potsdam 1999

Espey 2001 Espey, S.; Internationaler Vergleich energiepolitischer Instrumente zur Förderung von regenerativen Energien in ausgewählten Industrieländern, Bremer Energie Institut, Bremen, 2001

ESU 1996 ESU, Ökoinventare von Energiesystemen. Grundlagen für den ökologischen Vergleich von Energiesystemen und den Einbezug von Energiesystemen in Ökobilanzen für die Schweiz. R. Frischknecht et. al. Zürich 1996.

European Commission 2000 Towards a European strategy for the security of energy supply. Green Paper. Commission of the European Communities. COM(2000)769, Brussels, 2000

FfE 1998 FfE, A. Ampenberger, E. Hellriegel und D. Köhler: Massen- und Energiebilanzen für die Herstellung von CIS-Dünnschichtsolarmodulen. Forschungsstelle für Energiewirtschaft, München 1998.

Frankl 1998 P. Frankl, A. Masini, M. Gamberale und D. Toccacelli: Simplified Life-cycle Analysis of PV Systems in Buildings: Present Situation and Future Trends. Prog. Photovolt. Res. Appl. 6 (1998), S. 137-146.

Fromentin 2000 A. Fromentin, F. Biollay, A. Dauriat, H. Lucas-Porta, J.-D. Marchand, G. Sarlos: Characterisation of different bioethanol production routes in the Swiss context. Sur mandat de l'Office federal de l'energie, Lausanne 2000

Greenpeace 2000 North Sea Offshore Wind – A Powerhouse for Europe. Technical Possibilities and Ecological Considerations. Greenpeace Hamburg, 2000

Hagedorn 1992 G. Hagedorn: Kumulierter Energieaufwand von Photovoltaik- und Windkraftanlagen. Lehrstuhl für Energiewirtschaft und Kraftwerkstechnik, Technische Universität München. Techn. Verl. Resch, Gräfeling 1992.

Hartmann 1998 D. Hartmann und M. Kaltschmidt: Von der Wiege bis zur Bahre. Vergleich der gesamten Emissionen einer Stromerzeugung aus regenerativen Energien. BWK 50 (1998), S. 56-61.

Hartmann 1999 D. Hartmann, M. Kaltschmitt, „Electricity generation from solid biomass via co-combustion with coal“, Biomass and Bioenergy 16 (1999), S. 397-406.

HGF 2001 Global zukunftsfähige Entwicklung – Perspektiven für Deutschland. HGF-Strategiefondsvorhaben. Zwischenbericht 2000. FZK, DLR, FZJ, GMD, UFZ, Juni 2001

Hynes 1994 K. M. Hynes, A. E. Baumann und R. Hill: An Assessment of the Environmental Impacts of Thin Film Cadmium Telluride Modules Based on Life Cycle Analysis. Proc. First World Conference on Photovoltaic Energy Conversion, S. 958-961.

IEA/IAEA 2001 Indicators for Sustainable Energy Development. International Energy Agency, International Atomic Energy Agency, Vienna, 2001

Jörissen et al. 1999 J. Jörissen, J. Kopfmüller, V. Brandl, M. Paetau: Ein integratives Konzept nachhaltiger Entwicklung. In: HGF-Projekt „Untersuchung zu einem integrativen Konzept nachhaltiger Entwicklung: Bestandsaufnahme, Problemanalyse, Weiterentwicklung“. Abschlußbericht, Band 3. Institut für Technikfolgenabschätzung und Systemanalyse, Forschungszentrum Karlsruhe, FKZ 07OWI 12/8. Dezember 1999

Jungbluth 2000 N. Jungbluth, R. Frischknecht: Literaturstudie Ökobilanz Photovoltaikstrom und Update der Ökobilanz für das Jahr 2000. Studie im Auftrag des Bundesamtes für Energie, ESU-Services, Uster 2000.

Kaltschmitt & Reinhardt 1997 M. Kaltschmitt, G. Reinhardt (Hrsg.): Nachwachsende energieträger: Grundlagen, verfahren, ökologische Bilanzierung. Gefördert durch die DBU. Vieweg Verlag, Braunschweig/Wiesbaden 1997

Kaltschmitt 1997 M. Kaltschmitt, A. Wiese (Hrsg.): Erneuerbare Energien. Systemtechnik, Wirtschaftlichkeit, Umweltaspekte. Springer Berlin u. a. 1997.

Kaltschmitt 1999 M. Kaltschmitt, E. Huenges, H. Wolff (Hrsg.): Energie aus Erdwärme. Geologie, Technik und Energiewirtschaft. Deutscher Verlag für Grundstoffindustrie, Stuttgart 1999.

Kato 1999 K. Kato: Energy Resource Saving and Reduction in CO2 Emissions as Values of PV Technology - A review on life-cycle analysis on PV technologies in Japan. IEA/PVPS Task 1 workshop "Added value of PV system", Sapporo (Japan).

Kayser 1999 M. Kayser: Energetische Nutzung hydrothormaler Erdwärmevorkommen in Deutschland - eine energiewirtschaftliche Analyse. Dissertation, Technische Universität Berlin, Berlin 1999.

Kopfmüller et al. 2001 J. Kopfmüller, R. Coenen, G. Sardemann: Indikatoren und Szenarien. In:HGF-Strategiefondsvorhaben Global zukunftsfähige Entwicklung – Perspektiven für Deutschland. Zwischenbericht 2000. Förderkennzeichen 01SF9913/4. Institut für Technikfolgenabschätzung und Systemanalyse, Forschungszentrum Karlsruhe, Juni 2001

Köpke 2001 Köpke, R.: Kein Ersatz für das EEG, Neue Energie, Heft 4 (2001), S. 38-45

Krüger 2001 Krüger, R.; Neue Hürden für die Windkraft, Neue Energie, Heft 10, S. 86-88, 2001

Möller 1998 J. Möller: Integrierte Betrachtung der Umweltauswirkungen von Photovoltaik-Technologien. Diploma thesis, University of Oldenburg, Oldenburg 1998.

Nitsch et al. 2001 J. Nitsch, J. Kopfmüller, M. Nast, M. Pehnt, C. Rösch, F. Trieb: Schlüsseltechnologie Regenerative Energien. Teilbericht im Rahmen des HGF-Verbundprojekts Global zukunftsfähige Entwicklung – Perspektiven für Deutschland. Stuttgart, Karlsruhe, Juli 2001

Nohl 1993 W. Nohl: Beeinträchtigungen des Landschaftsbildes durch Mastenartige Eingriffe. Materialien für die naturschutzfachliche Bewertung und Kompensationsermittlung. Studie im Auftrag des Ministeriums für Umwelt, Raumordnung und Landwirtschaft des Landes Nordrhein-Westfalen. Werkstatt für Landschafts- und Freiraumentwicklung. Kirchheim bei München, 1993

OECD 2000 OECD: Towards Sustainable Development. Indicators to measure progress. OECD, Paris, 2000

Pehnt 1996 M. Pehnt und R. Frischknecht: Ökoinventar von unverglasten Sonnenkollektorsystemen. ESU-Reihe 2/97. ETH Zürich, Zürich 1996.

Pehnt 2000 M. Pehnt: Life Cycle Assessment of Renewable Energy Technologies. In: Key Technologies: Renewable Energy Technologies. Report for the HGF Project: Sustainability. Perspectives for Germany. DLR, Institut für Technische Thermodynamik, Stuttgart 2000.

Pehnt 2001 M. Pehnt, A. Bubenzer und A. Räuber: Life Cycle Analysis of Photovoltaic Systems - Trying to Fight Deeply Rooted Prejudices. In: A. Bubenzer und J. Luther (Hrsg.), Photovoltaics Guide to Decision Makers. Springer, Berlin et. al. 2000b.

Pick 1998 E. Pick, H.-J. Wagner und O. Bunk: Kumulierter Energieaufwand von Wind-kraftanlagen. BWK 50 (1998), S. 52-55.

Rehfeldt et al. 2001 K. Rehfeldt, G.J. Gerdes, M. Schreiber: Weiterer Ausbau der Windenergienutzung im Hinblick auf den Klimaschutz – Teil 1. Bericht für das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. Vorhaben 999 46 101. Deutsches Windenergie Institut, Wilhelmshaven, 2001

Reichenbach 1999 M. Reichenbach: Überlegungen zum planerischen Umgang mit dem Konflikt „Windkraft und Vogelwelt“. In: S. Ihde, E. Vauk-Hentzelt (Hrsg.): Vogelschutz und Windenergie. Konflikte, Lösungsmöglichkeiten und Visionen. Bundesverband WindEnergie e.V., Osnabrück, 1999

Reinhardt & Zemanek 2000 G. A. Reinhardt, G. Zemanek: Ökobilanz Bioenergieträger. Ba-sisdaten, Ergebnisse, Bewertungen. Gefördert durch die DBU, Erich Schmidt Verlag, Berlin 2000

Reinhardt 2000 G. A. Reinhardt, N.C. Jungk: Which ethanol is best ? An ecological comparison of bioethanol from different crops versus conventional fuel. Erschienen im Tagungsband zur ISAF XIII, International Symposium on Alcohol Fuels „Implementing the transition to a sustainable transport system“ in Stockholm vom 3. bis 6. July 2000, Proceed-ings Part III, Environment I: 1, 11 pages, STEM Eskilstuna, Schweden, 2000

Reinhardt et al. 2001 G. A. Reinhardt and 29 co-authors: Biofuels for Europe: Which Ones fit Best ? Gefördert durch die EU-Kommission im Rahmen des FAIR V-Programmes unter Ko-ordination des IFEU-Heidelberg

Schleisner 2000 L. Schleisner: Life Cycle Assessment of a Wind Farm and Related Ex-ternalities. Renewable Energy 20 (2000), S. 279-288.

Schreiber 1999 M. Schreiber: Zur Notwendigkeit einer großräumigen Steuerung der Windkraft im Nordseeküstenbereich. In: S. Ihde, E. Vauk-Hentzelt (Hrsg.): Vogelschutz und Windenergie. Konflikte, Lösungsmöglichkeiten und Visionen. Bundesverband WindEnergie e.V., Osnabrück, 1999

Schwahn 2000 C. Schwahn: Zur landschaftspflegerischen Begleitplanung für Windenergieprojekte im Mittelgebirgsraum. Natur und Landschaft 75: 59-63, 2000

SRU 1998 Umweltgutachten 1998. Rat der Sachverständigen für Umweltfragen.

Stelzer 1999 T. Stelzer: Biokraftstoffe im Vergleich zu konventionellen Kraftstoffen – Lebensweganalysen von Umweltwirkungen. Forschungsbericht. Band 57 des Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Stuttgart, 1999

SUR 2000 Umweltgutachten 2000. Schritte ins nächste Jahrtausend. Stuttgart, Metzler-Poeschel, 2000

UBA 1995 Umweltbundesamt (Hrsg.).

UBA 1998 UBA, J. Meyerhoff, U. Petschow, N. Herrmann, M. Kehren und D. Leitfeld: Umweltverträglichkeit kleiner Wasserkraftwerke. Zielkonflikte zwischen Klima- und Gewäs-serschutz. UBA Texte 13/98. Umweltbundesamt, Berlin 1998.

UN 1998 Bericht über die menschliche Entwicklung. UNDP-Bericht, Dt. Ges. für die Vereinten Nationen, Bonn 1998

USGS 1999 USGS: Mineral Commodity Summaries. U. S. Geological Survey, 1999.

WI 2000 WI 2000: Klimaschutz- und Innovationsstrategie für die Landkreise Lahn-Dill und Gießen. Studie des Wuppertal Instituts für Klima, Umwelt, Energie. Wuppertal, Dezember 2000

Wirtschaftsministerium B-W 2001 Wirtschaftsministerium Baden-Württemberg (Hrsg.):Windfibel. Windenergienutzung –Technik, Planung und Genehmigung. 2. Auflage, Stuttgart, 2001

Wolters, D. 2001 Wolters, D. 2001: Struktur- und akteursorientierte Szenarioanalyse eines zukunftsfähigen deutschen Energiesystems im internationalen Kontext. Dissertationsschrift. Universität Osnabrück, noch unveröffentlicht

World Bank 2001 <http://devdata.worldbank.org/>

Anhang 1: Derzeitige Marktperspektiven für Biomasseanlagen

Der Markt für Biomassestromerzeugungsanlagen lässt sich in vier Kategorien einteilen. Dies sind die derzeit vor einem Boom stehenden großen Holzkraftwerke (7,5 bis 20 MW(e)), Anlagen mittlerer Leistung (1 bis 7.5 MW(e)), kleine Verstromungsanlagen (0,5 bis 1 MW(e)) und Kleinstanlagen (< 500 kW(e)).

Kleinstanlagen: Im Bereich der Kleinstanlagen sind verschiedene kleine Hersteller mit Holzgas-BHKW auf dem Markt (z. B. Fa. AHT mit ihrem Gleichstromvergasungsverfahren). Aufgrund der aufwendigen Erzeugung von hinreichend reinem, in BHKW einsetzbarem Holzgas und der vergleichsweise hohen Aufwendungen für Personal und Wartung sind derartige Anlagen heute nicht wirtschaftlich einsetzbar. Die resultierenden Stromgestehungskosten liegen bei bis zu 40 Pf/kWh. Erfolgsversprechend ist hier nur ein weitgehend personalfreier Betrieb (Betrieb ohne ständige Beobachtung).

Kleine Verstromungsanlagen: In diesem Leistungsbereich konkurrieren Vergasungsverfahren mit Organic- Rankine-Cycle-Prozessen (ORC) mit vorgeschalteten Holzkesseln. Erstere können bei spezifisch hohen Investitionskosten und zudem vergleichsweise geringen elektrischen Wirkungsgraden bisher noch keine überzeugenden Betriebserfahrungen vorweisen. Den im Vergleich dazu anlagentechnisch deutlich einfacheren ORC-Verfahren (u. a. entfallen aufgrund der sauberen Verbrennung die bei der Vergasung wichtigen Problembereiche Teer und Phenolbildung) werden in diesem Leistungsbereich dementsprechend bessere Chancen eingeräumt. Die Wirkungsgrade sind aber auch mit diesen Verfahren sehr gering und liegen bei den realisierten Anlagen unterhalb von 20 %. Allerdings ist dies bei kompletter Wärmenutzung und bei Stromgestehungskosten von 17 bis 20 Pf/kWh völlig ausreichend. Die elektrischen Wirkungsgrade solcher Anlagen sind vergleichbar denjenigen von vielen größeren Holzkraftwerken aus der Zeit des Stromeinspeisungsgesetzes (z. B. Meuselwitz oder auch Sulzberg-Rosenberg), die allerdings 19% Verstromungswirkungsgrad *nur mit Kondensation* erreichen. Daher rechnen sich diese älteren Anlagen nur, wenn entweder ausschließlich Altholz unter Zuzahlung verbrannt wird (Meuselwitz) oder eine Prozesswärmenutzung (bei dann geringerem elektrischem Wirkungsgrad von in typischen Heizkraftwerken der Holzindustrie) über die längste Zeit des Jahres die wirtschaftliche Grundlage darstellt.

Der Reiz einer Anlage nach dem Prinzip des ORC-Prozesses liegt im Vergleich zu solchen Holz-(Heiz-)Kraftwerksanlagen darin, dass sie als vergleichsweise kleine Einheit erschwinglich ist und einen hohen Gesamtnutzungsgrad bei mittlerem elektrischem Wirkungsgrad aufweist

Mittlere Holzkraftwerke: In diesem Leistungsbereich sind verschiedene Dampfkraftwerke mit vergleichsweise geringer Brennstoffausnutzung bereits seit einigen Jahren in Betrieb (z. B. Holzkraftwerk Meuselwitz vgl. oben)). Deutlich bessere elektrische Wirkungsgrade sind demgegenüber mit Vergasungsverfahren zu realisieren. In Schwäbisch Hall soll der Prototyp der Firma UET (Carbo-V-Verfahren) einen Verstromungswirkungsgrad von 33 % (Holzgas-BHKW) bzw. 40 % (bei Einsatz einer zusätzlichen mit Abdampf betriebenen Dampfturbine, die weitere 7 Prozentpunkte bringt) erreichen und zusätzliche Nutzwärme abgeben. Der Gesamtnutzungsgrad kann 88% erreichen – und das ohne Einbußen beim Verstromungsgrad.

Ähnliches gilt für die nach dem 2sv-verfahren der Mitteldeutschen Feuerungs- und Umwelt GmbH am Standort Rothenburg in der Oberlausitz geplanten Anlage. Allerdings werden hier 90 % der nutzbaren Abwärme über Kühlsysteme abgeführt. Über diese beiden schon bis zur Prototypreife entwickelten Verfahren hinaus sind zahlreiche weitere Verfahren in Deutschland derzeit in der Entwicklung

Großanlagen (bis 20 MW(e)): Während das Marktumfeld für die kleinen und mittleren Anlagen heute als schwierig einzuschätzen ist, kann dieses für Großanlagen sehr optimistisch beurteilt werden. Der Bau von Anlagen für die Holzverstromung wird mindestens in den nächsten 3 - 5 Jahren von 20MW(e)-Kraftwerken bestimmt werden und das vorrangig auf der Basis von Altholz. Die Anzahl der geplanten Standorte bewegt sich zwischen 60 und mehr als 80. Dabei handelt es sich um Anlagen mit einem Investitionsvolumen von je 70 Mio. DM (inkl. Rauchgasreinigung gemäß 17. BImSchV) und mehr. Aufgrund der hohen spezifisch pro Anlage zur Verfügung zu stellenden Mittel ist es nicht verwunderlich, dass der überwiegende Anteil der potentiellen Betreiber bei den größeren Unternehmen in den Sektoren Elektrizitätswirtschaft und Mineralölwirtschaft zu finden ist. Hierfür spricht auch der logistische Aufwand der mit der Beschaffung von ausreichend viel Brennstoff zusammenhängt⁵.

Kasten A1.1: Beispiele für aktuelle Planungen großer Unternehmen des Anlagenbaus

Babcock Borsig Power: 20 MW(e) Standard-Biomassekraftwerk, stationäre Wirbelschicht (83 bar, 483 °C), elektrischer Wirkungsgrad = Nutzungsgrad ca. 30-33% (brutto), je nach Kessel- und Turbinenwirkungsgrad, ältere Planungen für rund 12 Standorte, neuere Planungen wahrscheinlich für mindestens 60 Standorte

Firma Standardkessel: Angebote für mehr als 60 Anlagen der Leistungsklasse 20 MWel, Rostfeuerungen (65 bar, 450 °C), elektrischer Wirkungsgrad = Nutzungsgrad ca. 30-33% (brutto), je nach Kesselwirkungsgrad und internem Turbinenwirkungsgrad

E.ON: Projektierung von Anlagen mit einer Leistung von 13,5 MW(e) (Begrenzung der Leistung aufgrund der zunehmenden Schwierigkeiten eine ausreichende Brennstoffversorgung zu realisieren)

MVV Mannheim: aktuelle Planungen für die Finanzierung von 10 Großanlagen der Leistungsklasse 20 MW(e) (z. B. Standort Königs Wursterhausen/Berlin)

EAM (Energie Aktiengesellschaft Mitteldeutschland): Errichtung von zwei Biomassekraftwerken im Leistungsbereich von 15 MW(e) im Kreis Dillenburg und in Borken, Rostfeuerung, Verwendung von Waldreststoffen aus der Region (130.000 t/a)

Shell AG: Errichtung eines Biomasseheizkraftwerkes im brandenburgischen Milnersdorf (Jahreserzeugung 80.000 MWh(e)). Zwischenzeitlich (Stand Oktober 2001) hat die deutsche Shell AG allerdings alle Bauvorhaben mit Begründung der gestiegenen Risiken für den Biomassepreis gestoppt

S.A.G. Solarstrom AG: Ausweitung der Marktaktivitäten auf die Verstromung von Biomasse mit Anlagen im zweistelligen MW-Bereich

Der wesentliche Grund für die Vielzahl an aktuellen Planungen (vgl. Kasten) von derartigen Großanlagen ist der von den Unternehmen mit diesen avisierte Gewinn. Nicht selten werden heute von Seiten der Anlagenbauer unter Zugrundelegung der heute gültigen Einspeisevergütungssätze von 17 Pf/kWh und der ausreichenden Verfügbarkeit hinreichen billigen Brennstoffes (d. h. Altholz) Gewinnerwartungen von mehr als 2,5 Pf/kWh vorgerechnet. Ein anderer Extremfall ist die Kalkulation von Amortisationszeiten von lediglich

⁵ Der Holzbedarf eines solchen Kraftwerkes, gerechnet mit einem el. Wirkungsgrad von 29% (angenommen wegen der entsprechenden Forderung der BiomasseV und der von den Kesselbauern vorgesehenen sehr mäßigen Dampfparameter) und gerechnet mit einer jährlichen Betriebszeit von 7500h ist bei einem Wassergehalt des Holzes von 20% ca. 129000t/a und bei einem mittleren Wassergehalt von 35% (aus halbe-halbe Altholz und naturbelassenem Holz) ca. 167000t/a.

5 Jahren, Zeiträumen, die weit unterhalb der in der Energiewirtschaft üblichen Fristen liegen. Zwar liegt letzterem Beispiel eine Gutschrift für die Abnahme des verwendeten Altholzes zugrunde, aber auch bei Brennstoffkosten von bis zu 40 DM/t ergeben sich unter heutigen Rahmenbedingungen noch lukrative Gewinnaussichten.

Von verschiedenen Herstellern werden Anlagen mit einer elektrischen Leistung im Bereich von 20 MW deshalb bereits als (schlüsselfertig lieferbare) Standardkonzepte angeboten. Die Wirtschaftlichkeitsvorteile (hinsichtlich der spezifischen Investitionsvolumina) für große Anlagen gegenüber kleineren und kleinen Anlagen erscheinen dabei zur Zeit so groß, dass sie durch die höheren Vergütungssätze für kleinere Anlagen (18Pf/kWh für Anlagenleistung unter 5 MW(e)l und 20Pf/kWh für Anlagen unterhalb von 0,5 MW(e)l) nicht kompensiert werden können. Die durch den bundesdeutschen Rechtsrahmen gesetzten Anreize für Großanlagen werden durch internationale Tendenzen dabei zum Teil noch verstärkt. So ergibt sich beispielsweise auch in Italien ein "Run" auf größere Anlagen, da mit diesen bei einer durchschnittlichen Vergütung von sogar 27 Pf/kWh der höchste Gewinn zu erwarten ist.

Der zu erwartende Umsatz für holzbefeuerte Dampf-(Heiz-)Kraftwerke könnte sich verschiedenen Schätzungen zufolge auf etwa 2 Mrd. DM belaufen. Diese Zahl dürfte allerdings angesichts der großen Anzahl von in Planung befindlichen Projekten (ca. 80) möglicherweise eher noch zu niedrig sein, kostet doch eine Anlage mit 20 MW(e)l schon allein im Technologieteil etwa 70 Mio. DM und ein Werk mit 5 MW(e)l mindestens die Hälfte davon, eher mehr (das Werk Silbitz mit 5 MW(e)l kostet alles in allem 45 Mio. DM).

Anhang 2: Ökobilanzen

Das Instrument der Ökobilanz dient in diesem Projekt der Erfassung und Vorbereitung der Bewertung der „etablierten Umweltwirkungen“. Wesentliche Charakteristika der Ökobilanz sind die Erfassung der gesamten Lebenswege der untersuchten Produkte von der Förderung der Rohstoffe bis zur Entsorgung bzw. dem Recycling der Produkte nach Ende der Nutzungsphase und soweit möglich der gesamten Umweltwirkungen.

Allgemeine Vorgehensweise: Grundzüge der Produkt-Ökobilanz

Gemäß der erwähnten ISO-Normen umfasst eine Produkt-Ökobilanz vier Arbeitsschritte, so genannte Phasen, die zum Teil iterativ durchgeführt werden und jeweils mehrere Teilschritte enthalten (Abbildung A2.1).

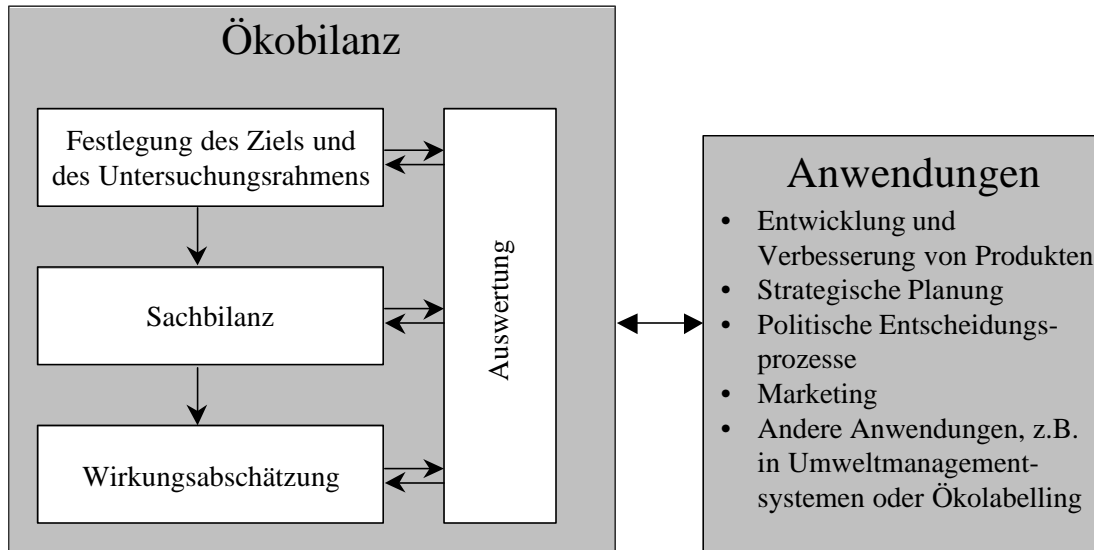


Abbildung A2.1: Bestandteile einer Produkt-Ökobilanz nach [DIN EN ISO 1997]

Festlegung des Ziels und Untersuchungsrahmens

In diesem Arbeitsschritt werden sowohl Hintergrund, Zweck, Zielgruppe der Studie usw. festgelegt, als auch die Funktionale Einheit, die gesamten Lebenswege, geographische und zeitliche Systemgrenzen, betrachteten Umweltwirkungskategorien und Parameter usw. definiert. Die Regeln dazu sind in der ISO-Norm 14041 [DIN EN ISO 1998] festgelegt.

Sachbilanz

Die Erstellung der Sachbilanz umfasst im Wesentlichen das Sammeln und Aufbereiten der spezifischen Lebenswegdaten des Untersuchungsobjektes entsprechend den Vorgaben der Zieldefinition und Rahmenannahmen. Wesentliche Teilschritte:

- Detailliert qualitative Beschreibung der gesamten Lebenswege der betrachteten Produkte bzw. Systeme
- Entwicklung eines meist rechnergestützten Modells zur konsistenten quantitativen Beschreibung
- Erhebung spezifischer Daten (Energieverbrauch, Emissionen usw.) für die Einzelprozesse der Lebenswege
- Verknüpfung der Daten zu Sachbilanzen der Lebenswege mit dem Lebensweg-Modell

Regeln dazu sind ebenfalls in der ISO-Norm 14041 [DIN EN ISO 1998] festgelegt.

Wirkungsabschätzung

In der Wirkungsabschätzung werden die in der Sachbilanz erfassten Parameter in Umweltwirkungen übertragen und gegebenenfalls verschiedene Wirkungen zueinander in Relation gesetzt. Gemäß ISO 14042 [DIN EN ISO 2000a] umfasst die Wirkungsabschätzung verbindlich folgende Teilschritte:

- **Auswahl von Wirkungskategorien:** Sie erfolgt bereits in der ersten Phase der Produkt-Ökobilanz „Festlegung des Ziels und Untersuchungsrahmens“; Beispiel: Treibhauseffekt.
- **Klassifizierung:** Zuordnung von Sachbilanzergebnissen zu Wirkungskategorien; Beispiel: Festlegung derjenigen klimarelevanten Stoffe, deren Emissionen in der Sachbilanz erfasst werden.
- **Charakterisierung:** Zusammenführung der Sachbilanzergebnisse der in der Klassifizierung festgelegten Stoffe z.B. über geeignete Äquivalenzfaktoren zu Wirkungsindikatoren; Beispiel: CO₂-Äquivalente.

Als weitere, optionale Teilschritte sieht die ISO 14042 folgende Bestandteile vor:

- **Normierung:** Berechnung von Relativwerten der Wirkungsindikatoren als Relevanzprüfung; Beispiel: CO₂-Äquivalente je Funktionaler Einheit des Produktsystems bezogen auf in Deutschland pro Jahr freigesetzte CO₂-Äquivalente
- **Ordnung:** Nominale *Einordnung* der Wirkungskategorien nach Kriterien wie Emissionen und Ressourcen oder globale, regionale, lokale räumliche Maßstäbe oder *Rangbildung* auf einer ordinalen Skala
- **Gewichtung:** Umwandlung der Indikatorergebnisse oder der normierten Ergebnisse mit Gewichtungsfaktoren und gegebenenfalls Zusammenfassung der gewichteten Indikatorergebnisse der einzelnen Wirkungskategorien

In der Praxis erfolgt die Wirkungsabschätzung auf sehr unterschiedliche Art: Für einzelne Wirkungskategorien wie den Treibhauseffekt oder Versauerung stehen allgemein anerkannte Gewichtungsfaktoren zur Verknüpfung verschiedener Parameter mit gleicher Wirkung zur Verfügung. Für andere Kategorien ist dies nicht unbedingt der Fall; gegebenenfalls muss dann auf eine Zusammenführung verzichtet werden. Da Auswahl und Klassifizierung außerdem eher vorbereitende Teile der Wirkungsabschätzung sind, die bereits in Phase 1 durchgeführt werden, reduziert sich der eigentliche Schritt der Wirkungsabschätzung auf die Charakterisierung. Letztere ist nach Maßgabe des Kenntnisstandes objektiv durchführbar, während Auswahl und Klassifizierung bereits subjektive Einschätzungen enthalten. Der subjektive Charakter der Klassifizierung wird jedoch dadurch relativiert dass die ISO-Normen Sensitivitätsanalysen vorsehen, die einen ergebnisbeeinflussenden Ausschluss vermeiden sollen.

Unter den optionalen Teilschritten ist die Normierung lediglich hinsichtlich der Wahl der Referenz subjektiv, während Ordnung und Gewichtung "an sich" subjektive Urteile darstellen. Sie stehen damit in besonders engem Zusammenhang mit der Bewertung der Ergebnisse, die in strengem Sinne der ISO-Normen Gegenstand der Auswertung sind. Die Abgrenzung ist hier innerhalb der Normen nicht völlig klar.

Auswertung

In der Auswertung werden die in der Sachbilanz und Wirkungsabschätzung erhaltenen Ergebnisse zu einem Gesamturteil zusammengeführt, sowohl hinsichtlich der Belastbarkeit und Aussagekraft der Ergebnisse als auch – dem Zweck der Studie entsprechend – in Form von umweltbezogenen Handlungsempfehlungen. Rahmenrichtlinien zur Auswertung sind in ISO 14043 [DIN EN ISO 2000b] festgelegt.

Die Handlungsempfehlungen basieren im Wesentlichen auf Bewertungen, die wie oben dargestellt, gemäß ISO-Norm zumindest teilweise bereits im Rahmen der

Wirkungsabschätzung durchgeführt werden. Unabhängig von der konkreten – und korrekten – Zuordnung der Bewertung zu einer bestimmten Phase ist diese Aufgabe nur solange unproblematisch, wie bei einem Vergleich verschiedener Optionen die Ergebnisse für alle Parameter bzw. Wirkungskategorien in die gleiche Richtung weisen. Dies ist jedoch in der Regel nicht der Fall. Damit entsteht das Problem, unterschiedliche Wirkungskategorien in ihrer Bedeutung relativ zueinander zu gewichten. Diese Aufgabe stellt eine Bewertung dar und ist damit grundsätzlich nicht objektiv, sondern nur mehr oder weniger plausibel und akzeptiert durchführbar. Dementsprechend ist eine Reihe verschiedener Bewertungsverfahren gebräuchlich. Bemerkenswert ist in diesem Zusammenhang, dass für vergleichende, zur Veröffentlichung bestimmte Ökobilanzen bestimmte Bewertungsverfahren nach ISO 14043 nicht zulässig sind. Außerdem findet sich der Begriff „Bewertung“ als explizite – und im Kontext des Zwecks einer Ökobilanz durchaus sinnvolle – Bezeichnung eines Arbeitsschrittes nicht mehr in den aktuellen Fassungen der ISO-Normen.