



MIT MITTELSTANDS- UND
WIRTSCHAFTSVEREINIGUNG
DER CDU/CSU

Nachhaltige Energiewirtschaft für Deutschland

Mittelstandsorientiertes Energiekonzept der
MIT - Mittelstands- und Wirtschaftsvereinigung der CDU/CSU

Mittelstandsorientiertes Energiekonzept der Mittelstands- und Wirtschaftsvereinigung der CDU/CSU

Bis Oktober 2010 will die Bundesregierung ein energiepolitisches Gesamtkonzept erstellen. Im Koalitionsvertrag heißt es dazu:

„Deutschland braucht insgesamt ein umfassendes und langfristig tragfähiges Energiekonzept. Die Bundesregierung wird mit nationalen und internationalen Experten ein solches Konzept im Jahr 2010 vorlegen.“

Die Mittelstands- und Wirtschaftsvereinigung der CDU/CSU (**MIT**) sieht ihre Aufgabe darin, ihren Standpunkt in die Diskussion um das zu erstellende Gesamtkonzept einzubringen.

Erstellt durch die **MIT**-Kommission Energie und Umwelt

Vorsitzender und Ansprechpartner
Dieter Bischoff

Beschlossen vom **MIT** - Bundesvorstand am 10. Juni 2010

MIT-Bundesgeschäftsstelle
Charitéstraße 5
10117 Berlin

Telefon: 030 / 22 07 98-0
Telefax: 030 / 22 07 98-22
E-Mail: bischoff@mittelstand-deutschland.de



Inhalt

1	Vorwort.....	1
2	Zehn Leitsätze für nachhaltige Energiewirtschaft in Deutschland	2
3	Energiequellen: Fakten - Herausforderungen - Positionen der MIT	3
3.1	Fossile Energieträger	3
3.1.1	Kohle.....	3
3.1.1.1	Fakten	3
3.1.1.2	Herausforderungen	4
3.1.1.3	Position der MIT.....	5
3.1.2	Mineralöl.....	5
3.1.2.1	Fakten	5
3.1.2.2	Herausforderungen	5
3.1.2.3	Position der MIT.....	5
3.1.3	Erdgas	6
3.1.3.1	Fakten	6
3.1.3.2	Preise	7
3.1.3.3	Position der MIT.....	8
3.1.4	Flüssiggas.....	9
3.1.4.1	Fakten	9
3.1.4.2	Herausforderungen	9
3.1.4.3	Position der MIT.....	10
3.2	Nukleare Energieträger.....	10
3.2.1	Kernspaltung	10
3.2.1.1	Fakten	10
3.2.1.2	Herausforderungen	10
3.2.1.3	Position der MIT.....	11
3.2.1.4	Zusätzliche Erläuterungen zum Hochtemperaturreaktor	12
3.2.2	Kernfusion	13
3.2.2.1	Fakten	13
3.2.2.2	Herausforderungen	13
3.2.2.3	Position der MIT.....	14
3.3	Erneuerbare Energien.....	14
3.3.1	Biomasse und pflanzliche Öle zur energetischen Nutzung	14
3.3.1.1	Fakten	14
3.3.1.2	Herausforderungen	16
3.3.1.3	Position der MIT.....	16
3.3.2	Windkraft	16
3.3.2.1	Fakten	16
3.3.2.2	Herausforderungen	17
3.3.2.3	Position der MIT.....	18
3.3.3	Wasserkraft	18
3.3.3.1	Fakten	18
3.3.3.2	Herausforderungen	19
3.3.3.3	Position der MIT.....	20
3.3.4	Solarenergie - Photovoltaik	20
3.3.4.1	Fakten	20
3.3.4.2	Herausforderungen	20
3.3.4.3	Position der MIT.....	21
3.3.5	Solarenergie - Solarthermie	21
3.3.5.1	Fakten	21
3.3.5.2	Herausforderungen	22
3.3.5.3	Position der MIT.....	23

3.3.6	Geothermie	23
3.3.6.1	Fakten:.....	23
3.3.6.2	Herausforderungen	24
3.3.6.3	Position der <i>MIT</i> :.....	24
3.4	Weitere Energieträger	25
3.4.1	Müllverbrennung	25
3.4.1.1	Fakten	25
3.4.1.2	Herausforderungen	25
3.4.1.3	Position der <i>MIT</i>	25
3.4.2	Wasserstoff.....	26
3.4.2.1	Fakten	26
3.4.2.2	Herausforderungen	26
3.4.2.3	Position der <i>MIT</i>	26
4	Übergeordnete Energie-Themen	27
4.1	Energieeffizienz - unsere größte Energiequelle	27
4.1.1	Fakten.....	27
4.1.2	Herausforderungen	27
4.1.3	Position der <i>MIT</i>	27
4.2	Fernwärme	28
4.2.1	Fakten.....	28
4.2.2	Herausforderungen	29
4.2.3	Position der <i>MIT</i>	29
4.3	Elektrischer Strom - Oligopole und Preise	29
4.3.1	Fakten.....	29
4.3.2	Strompreise	30
4.3.3	Erzeugerkosten	30
4.3.4	Position der <i>MIT</i>	32
4.4	Energieübertragung, -speicherung und -verteilung für erneuerbare Energien	32
4.4.1	Fakten	32
4.4.2	Energieübertragung	33
4.4.3	Energiespeicherung.....	33
4.4.4	Energieverteilung, intelligente Netzstrukturen	33
4.4.5	Herausforderungen	34
4.4.6	Position der <i>MIT</i>	34
4.5	Zertifikatehandel	34
4.5.1	Fakten.....	34
4.5.2	Herausforderungen	36
4.5.3	Position der <i>MIT</i>	37
5	Nachwort zum Thema Klimaschutz	38

1 Vorwort

Sichere und nachhaltige Energieversorgung aus einem Energiemix zu fairen Preisen

Energiepolitik ist in aller Munde. Das hat im Wesentlichen drei Gründe:

- **Die Preise sind zu hoch.**
- **Die Umwelt wird belastet.**
- **Die Verfügbarkeit ist gefährdet.**

Ist das alles wirklich so, und wenn ja, wie können wir diese Probleme bewältigen? Welchen Beitrag kann der Mittelstand zur Energiepolitik leisten?

Einigkeit besteht darüber, dass wir einen **breiten Energiemix** brauchen. Keine Energieart darf gegen die andere ausgespielt werden. Ideologische Verteufelungen einer bestimmten Energieart - egal welcher - bringen uns nicht weiter. Alle Energieträger - auch die Kernenergie - sind vorurteilsfrei auf ihre Chancen und Risiken zu überprüfen.

Wir brauchen preisgünstige und sichere Energien. Sie müssen langfristig verfügbar und umweltverträglich sein. Wo das nicht der Fall ist, muss verstärkt in Forschung und Entwicklung investiert werden.

Der beste Umweltschutz wird durch Ressourcenschonung betrieben. Was Energieeffizienz und Ressourcenschonung angeht, können noch große Potenziale ausgeschöpft werden. Bei einer energetischen Altbausanierung kann bis zu 40 % des heutigen Energieverbrauchs eingespart werden. Deswegen sind verstärkt Anreize zu schaffen, dass Hausbesitzer die entsprechenden Investitionen vornehmen.

Energiepreise sind ein Standortfaktor. Sie müssen gesenkt werden. Dies wird unter anderem dadurch erreicht, dass im Energiesektor marktwirtschaftliche Prinzipien - und zwar für jede Energieart - herrschen. Die Regulierungsbehörde muss die Netzdurchleitungsgebühren ohne weitere zeitliche Verzögerung noch verbraucherfreundlicher regeln. Die Doppelbesteuerung auf Energie (Mehrwertsteuer auf Energiesteuer) muss weg.

Erneuerbare Energien müssen die herkömmlichen Energiearten ergänzen. Hier liegen besondere Chancen für den Mittelstand. Auch vermindern wir durch Diversifizierung die Abhängigkeit von Importen.

Für alle Energiearten ist die entsprechende Akzeptanz in der Öffentlichkeit herzustellen. Keine Energieart darf ausgegrenzt werden. Das Thema der Sicherheit - und zwar sowohl der Versorgungssicherheit als auch der Sicherheit der technischen Prozesse - ist offen anzusprechen. Bei sachgemäßem Gebrauch ist jede Energieart sicher. Verbleibende Restrisiken sind zu minimieren.

Gute Energiepolitik schafft Arbeitsplätze für den Mittelstand. Deutsche Energieanlagen sind wegen ihres technischen Know-How ein Exportfaktor. Die Forschung und Entwicklung z.B. auf dem Gebiet der Kernfusion und der Wasserstofftechnologie sind voranzutreiben. Die Problematik der Endlagerung atomarer Restabfälle muss abschließend gelöst werden.

Im Jahre 2009 stammten 90,9 % unseres Primärenergieverbrauches aus Öl, Kohle, Erdgas und Kernkraft. Wer einen dieser Energieträger aus rein ideologischen Gründen ausschließt, gefährdet sowohl die sichere Versorgung der Bevölkerung als auch die Wettbewerbsfähigkeit Deutschlands.

Nachfolgend legt die Mittelstands- und Wirtschaftsvereinigung der CDU/CSU (**MIT**) ihre Positionen zur Energiepolitik dar und stellt zu jeder einzelnen Energieart die für die anstehenden energiepolitischen Entscheidungen wichtigen Fakten zusammen.

2 Zehn Leitsätze für nachhaltige Energiewirtschaft in Deutschland

1. Die **MIT** fordert, die doppelte Steuerbelastung der Energie - durch Energiesteuer und Mehrwertsteuer auf die Energiesteuer - kurzfristig zu senken und in Zukunft zu vermeiden.
2. Die **MIT** fordert, dass Energieeffizienz und Ressourcenschonung an erster Stelle einer neuen Ausrichtung der Energiepolitik stehen. Alle Programme sollen sich stets an der Höhe der Primärenergieeinsparung orientieren.
3. Die **MIT** fordert, die Energiewirtschaft für dezentrale, mittelständische Strukturen zu öffnen.
4. Die **MIT** fordert, die vorhandenen Oligopole aufzuweichen und deren Neubildung auf dem deutschen Energiemarkt zu verhindern. Der Wettbewerb in der Energiewirtschaft ist zu fördern und an marktwirtschaftlichen Prinzipien auszurichten.
5. Die **MIT** fordert, steuerfinanzierte Förderprogramme zu vereinfachen, auf den Mittelstand zuzuschneiden und lediglich als Anschubfinanzierung zu konzipieren. Gesetze, die Fördertatbestände regeln, müssen Verfallsdaten haben. Das Ziel muss Energie zu Normalkosten sein - ohne jede Subvention. Das muss für alle Energiearten gelten.
6. Die **MIT** fordert, die Exportfähigkeit deutscher Technologien verstärkt zu unterstützen.
7. Die **MIT** fordert, dass das Wirtschaftsministerium federführend mit der Koordination der Energiepolitik inklusive der Forschung und Entwicklung beauftragt wird.
8. Die **MIT** fordert eine gemeinsame europäische Energiepolitik, um die Versorgungssicherheit unserer Volkswirtschaft besser zu gewährleisten und mit einer Stimme gegenüber den Produzentenländern aufzutreten.
9. Die **MIT** fordert das Bekenntnis zur Kernenergie als notwendigen Baustein eines autarken, versorgungssicheren Energiemixes und hält die Option zum Bau neuer Kernkraftwerke offen.
10. Die **MIT** tritt für einen ausgewogenen und nachhaltigen Energiemix ein. Jede Form der Energiegewinnung ist separat auf ihre Stärken und Schwächen sowie auf die Höhe der Produktionskosten hin zu analysieren und nach den sich daraus ergebenden Chancen und Risiken zu beurteilen. Unsere Energiepolitik ist ideologiefrei und technologieoffen. Anschluss- und Benutzungszwänge lehnen wir ab.

Fazit: Die MIT fordert eine Versorgung mit sicherer Energie - preiswert muss sie sein, umweltschonend und dezentral. Die Abhängigkeit der deutschen und europäischen Volkswirtschaft von den derzeitigen Bezugsländern muss vermindert werden.

3 Energiequellen: Fakten - Herausforderungen - Positionen der MIT

3.1 Fossile Energieträger

3.1.1 Kohle

3.1.1.1 Fakten

Kohle ist in Deutschland seit der Industrialisierung der Hauptenergieträger. Es stehen die oberflächennahe Braunkohle, die im Tagebauverfahren gewonnen wird, und die bis 1.300 m Tiefe (Teufe) bergbaulich erschlossene Steinkohle zur Verfügung.

Die Braunkohlenvorräte in Deutschland sind mit fast 80 Mrd. t sehr groß. Etwa die Hälfte davon gilt nach dem derzeitigen Stand der Tagebautechnik und der Energiepreise als wirtschaftlich rentabel abbaubar. Damit verfügt Deutschland über mehr als 10 % der wirtschaftlich gewinnbaren Weltvorräte. Der zu 100 % im Inland gewonnene Energieträger Braunkohle ist wettbewerbsfähig und wird nicht subventioniert.

Von der Gesamtproduktion von 170 Mio. t in 2009 wurden über 90 % verstromt. Damit war die Braunkohle mit 24,6 % an der deutschen Stromerzeugung beteiligt. Bei einer gleichbleibenden Jahresförderung von 170 Mio. t wie in 2009, reichen die Braunkohlenvorräte noch für mindestens 296 Jahre. Bei neu gebauten Braunkohlekraftwerken konnte nicht nur der Wirkungsgrad auf mehr als 43 % gesteigert, sondern auch der Schadstoffausstoß um etwa 70 % gegenüber 1960 verringert werden.

Auf die Steinkohle entfallen rund 65 % der bekannten, weltweiten Energiereserven. Die in Deutschland sicher gewinnbaren Vorräte betragen etwa 8 Mrd. t. Bei gleichbleibender Förderung des Jahres 2009 von 13,766 Mio. t reicht dieser Vorrat noch für 581 Jahre.

Im Jahre 2009 wurden in Deutschland 50,3 Mio. t SKE verbraucht und damit 18,1 % weniger als in 2008. Der größte Anteil von 37,1 Mio. t wurde in Kraftwerken verarbeitet und 12,1 Mio. t benötigte die Stahlindustrie. Der Rest wurde in „sonstigen Betrieben“ eingesetzt. Von dem gesamten Verbrauch stammten 13,766 Mio. t bzw. 27 % aus der Inlandsförderung, die restlichen 73 % mussten importiert werden. Gemessen am Primärenergieverbrauch deckt die Steinkohle noch 11 % des deutschen Bedarfs, zur Stromversorgung trägt sie mit 18,3 % bei.

Global hat die Gewinnung von Steinkohle weiter zugenommen. Für die weltweite Förderung in 2009 liegen zurzeit noch keine Zahlen vor. In 2008 betrug die insgesamt geförderte Menge 5,85 Mrd. t. Die USA steigerten ihre jährliche Förderung auf 1,106 Mrd. t und wurden dabei nur von China mit 2,72 Mrd. t übertroffen. Der Kohlemarkt wird zurzeit hauptsächlich von Australien, Südafrika, Indonesien, Kolumbien und Polen bedient.

China verbraucht seine gesamte Förderung im eigenen Land und importiert noch zusätzliche Mengen. Die Chinesen haben im Januar 2010 angekündigt, ihre Steinkohleförderung bis 2015 um 30 % auf mehr als 3,3 Mrd. t zu steigern. Dann wird dort nahezu jede Woche ein neues Steinkohlekraftwerk ans Netz gehen.

Von den in 2008 weltweit geförderten 5,85 Mrd. t wurden nur etwa 930 Mio. t auf dem freien Markt gehandelt. Das entspricht einem Anteil von 15,9 %. Aus den Fakten ist erkennbar, dass bei der weltweiten Energieversorgung auch in den nächsten Jahrzehnten nicht auf die Steinkohle verzichtet werden kann.

3.1.1.2 Herausforderungen

Leider werden bei der Kohleverstromung erhebliche Mengen an CO₂ freigesetzt. Das führt zu einer langfristig nicht akzeptablen Belastung der Umwelt. Deshalb muss das anfallende CO₂ abgeschieden und unterirdisch gespeichert werden. Mit der sogenannten CCS-Technologie (Carbon Dioxide Capture and Storage) ist das technisch heute schon möglich. Das Verfahren steckt aber noch in den Kinderschuhen und muss noch weiter verbessert werden.

Als mögliche CO₂-Speicher gelten zum einen geologische Formationen wie Erdöllagerstätten, Erdgaslagerstätten, salzhaltige tiefe Grundwasserleiter (Aquifere) oder Kohleflöze. Auch eine Lagerung in der Tiefsee wird untersucht.

Große schadstofffreie Kohlekraftwerke sind in der Planung. Der schwedische Vattenfall Konzern hat am 9. September 2008 in dem kleinen Ort Schwarze Pumpe in der Nähe von Spremberg das zurzeit weltweit modernste Braunkohlekraftwerk in Betrieb genommen. Dabei handelt es sich um eine Pilotanlage, deren Leistung mit 30 MW zwar vergleichsweise gering erscheint, die aber Strom fast CO₂ - frei aus Braunkohle gewinnt.

Die Staats- und Regierungschefs der EU haben auf dem Gipfel im Dezember 2009 beschlossen, die CCS-Speichertechnologie mit Abgaszertifikaten im Gesamtwert von 300 Million Euro zu fördern. Bis 2015 sollen 12 Demonstrationsvorhaben für CO₂ Abscheidung und Speicherung aus der Kohleverstromung in Europa errichtet werden. Die heimische Energieindustrie ist zudem bereit, Milliardensummen in diese Technik zu investieren.

Bis zur vollen Betriebsreife der CCS-Technik könnte der Austausch von alten gegen neue Kohlekraftwerke schon jetzt zu erheblichen Einsparungen von Kohlendioxid führen. Die deutschen Kohlekraftwerke sind im Durchschnitt 30 Jahre alt und erzielen im Mittel einen Wirkungsgrad von nur 38 %, während neue Steinkohlekraftwerke 46 % Wirkungsgrad erreichen. Dieser Wirkungsgrad könnte mit einer Kraftwärmekopplung noch gesteigert werden. Damit ließen sich rund 20 % Kohlendioxid und Kohlenmenge bei gleicher Energieerzeugung einsparen. Leider ist das Nachrüsten alter Kohlekraftwerke selbst unter Einsatz hoher Kosten nur bedingt möglich. Die Steigerung des Wirkungsgrades um 1 % kostet etwa 40 Mio. Euro.

In den 20er Jahren des vorherigen Jahrhunderts wurde in Deutschland ein Verfahren zur Kohleverflüssigung, CTL - Coal to liquid (Kohle zu Mineralöl), entwickelt, das jedoch bisher in Deutschland noch nicht wettbewerbsfähig ist. Neben Erdgas können grundsätzlich alle Kohlenwasserstoffträger als Ausgangsprodukt für die Vergasung mit anschließender katalytischer Verflüssigung eingesetzt werden. Durch moderne Verfahren der Kohlevergasung und anschließender Verflüssigung zu CTL erhält dieser Energieträger mit den bei weitem größten Ressourcen eine völlig neue Bedeutung. Dieses Verfahren wird in anderen Ländern (USA, China, Australien, Polen und schon seit Jahrzehnten in Südafrika), in denen die Steinkohlenförderung insgesamt kostengünstiger ist, praktiziert.

Aufgrund ungünstiger geologischer Bedingungen ist nur ein Teil der deutschen Steinkohlevorräte international wettbewerbsfähig förderbar. Die deutsche Steinkohle ist deswegen bisher subventioniert worden. Die Subventionen wurden in den vergangenen Jahren allerdings von 4,7 Mrd. Euro in 1998 auf 2,378 Mrd. Euro in 2008 gekürzt. An dieser Summe war der Bund mit 1,862 und NRW mit 0,516 Mrd. Euro beteiligt.

Zum Vergleich: Im Jahre 2009 wurden die Stromverbraucher in Deutschland durch Vergütungszahlungen nach dem Erneuerbaren-Energie-Gesetz (EEG) mit zirka 9 Mrd. Euro belastet.

3.1.1.3 Position der MIT

Braunkohle und Steinkohle sind in Deutschland noch für mehrere Jahrhunderte in ausreichendem Maße vorhanden. Braunkohle ist wettbewerbsfähig und wird in Deutschland nicht subventioniert. Die deutsche Steinkohle hat allerdings nur dann einen festen Platz im Energiemix, wenn sie langfristig ohne Subventionen auskommt.

Bei der CCS-Technologie muss sichergestellt werden, dass das verpresste CO₂ auch in der Erde verbleibt, da ansonsten folgende Generationen mit dem eventuellen Ausströmen des CO₂ unverhältnismäßig belastet würden. Es ist erforderlich, die gesetzliche Grundlage für CCS zu schaffen.

3.1.2 Mineralöl

3.1.2.1 Fakten

Seit Erdöl gegen Ende des Zweiten Weltkrieges die Kohle als wichtigsten Energieträger der Industrieländer abgelöst hat, hat es einen rasanten Aufstieg erlebt. Erdöl führt heute weit vor Kohle und Erdgas den Energiemix an. Diese Spitzenstellung wird Erdöl auch in den kommenden Jahrzehnten behalten, und das nicht nur weltweit, sondern auch in Deutschland, das für seine Energieversorgung vom globalen Markt abhängig ist.

Aufgrund von Effizienzsteigerungen wird der Ölverbrauch Deutschlands zwar in den nächsten Jahren und Jahrzehnten sinken, doch wird der relative Anteil auf lange Sicht hoch bleiben und den Energiemix dominieren. Neben dem derzeit noch wichtigen Einsatzgebiet für die Mobilität wird gut 30 % des Rohöls im Wärmemarkt als leichtes Heizöl verwendet.

Erdöl ist noch auf lange Sicht auf unserer Erde vorhanden. Die nachgewiesenen Reserven belaufen sich heute auf rund 184 Mrd. t. Darüber hinaus gibt es die so genannten nicht konventionellen Ölvorkommen wie z.B. Ölsande und Ölschiefer. Diese Ressourcen belaufen sich auf mehr als 400 Mrd. t. Zudem werden technische Weiterentwicklungen (z.B. Wasserstoffzelle) und Effizienzsteigerungen bei der Nutzung von Öl die Reichweiten der Ressourcen weiterhin deutlich verlängern. **Für eine Angstkampagne „Weg vom Öl“ besteht daher kein Anlass.**

3.1.2.2 Herausforderungen

Mineralöl ist allerdings eine endliche Energie. In überschaubarer Zeit von weniger als einem halben Jahrhundert wird der Höhepunkt der weltweiten Ölproduktion überschritten sein. Dabei können nicht alle bekannten Vorkommen nach heutiger Kostenbetrachtungsweise wirtschaftlich gefördert werden. Das bedeutet, dass künftig auch mit höheren Kosten bei der Erdölgewinnung kalkuliert werden muss.

3.1.2.3 Position der MIT

Deswegen ist es richtig, mit der Erforschung von Alternativen bereits begonnen zu haben. Grundsätzlich besteht die Möglichkeit, aus Erdgas oder Kohle synthetisch hochwertige flüssige Brennstoffe herzustellen. Die technologischen Grundlagen hierfür wurden bereits in den 20er Jahren des vergangenen Jahrhunderts entwickelt.

Eine weitere Variante der Nutzungsverlängerung von Mineralöl besteht in der Beimischung von flüssigen Kohlenwasserstoffen aus erneuerbaren Rohstoffen nach dem Verfahren BTL - Biomass to liquid. Hier sind insbesondere die Pflanzenöle, der Biodiesel (FAME) und die Biokraftstoffe der zweiten Generation zu nennen.

Dem herkömmlichen **Dieselmotorkraftstoff** werden heute bereits mindestens 5 % Biodiesel zugesetzt mit dem kurzfristigen Ziel, diesen Anteil weiter zu erhöhen. Die Mineralölwirtschaft hat es nach langer Forschung geschafft, auch dem **Heizöl** bis zu 10 % FAME beizumischen.

Fast 6,4 Mio. Ölheizungsanlagen beheizen mehr als 10 Mio. Wohneinheiten in Deutschland. Der Anteil des Heizöls am Wärmemarkt liegt bei über 30 %. Wegen der vielen Vorteile dieses Energieträgers wie z.B. der hohen Energiedichte, der damit verbundenen Speicherfähigkeit und der effizienten Heizungstechnologie wird das **Heizöl auch künftig ein Eckpfeiler im Energiemix des Wärmemarktes** darstellen.

Die Versorgung in Deutschland ist durch die rund 2.500 vorwiegend mittelständischen Energiehandelsunternehmen auf eine solide und breite Basis gestellt. Allein im mittelständischen Handel werden 25.000 Arbeitsplätze dadurch gesichert.

Mit dem Einsatz moderner Ölbrennwertgeräte haben wir in Deutschland ein großes Potenzial zum Energiesparen. Durch den verstärkten Einbau der Ölbrennwerttechnik kombiniert mit Solarkollektoren auf dem Dach lassen sich mehrere Mio. t Heizöl pro Jahr einsparen. Heizungsbau und Mineralölhandel müssen im Rahmen der Energieeffizienz- und Dienstleistungsrichtlinie ihre Kunden von diesen Einsparmöglichkeiten unterrichten.

3.1.3 Erdgas

3.1.3.1 Fakten

Laut einer Studie von *ExxonMobil* wurden 2008 weltweit 3 Bio. m³ Erdgas verbraucht. Die weltweiten Reserven werden auf über 177 Bio. m³ geschätzt. Das entspricht bei gleichbleibendem Verbrauch einer rechnerischen Reichweite von etwa 58 Jahren. Die Reserven in Deutschland sind mit 182 Mrd. m³ relativ gering und reichen nur noch für 11,09 Jahre, wenn man die eigene Förderung aus 2008 von 16,4 Mrd. m³ zum Maßstab nimmt. Erdgas war in Deutschland in 2009 mit 21,8 % am Primärenergieverbrauch beteiligt.

Erdgas wird überwiegend zur Wärme- und Stromerzeugung eingesetzt. Etwa die Hälfte aller deutschen Haushalte heizt mit Erdgas. An der deutschen Bruttostromerzeugung war Erdgas in 2009 mit einem Anteil von 12,9 % beteiligt. Erdgaskraftwerke werden dabei üblicherweise zur Abdeckung der so genannten Mittellast eingesetzt. Die Stromerzeugungskosten aus Erdgas sind höher als die aus Kernenergie und Kohle. Gaskraftwerke sind relativ umweltfreundlich. Gegenüber Kohle weist Erdgas bei der Verbrennung eine günstigere CO₂-Bilanz auf.

Nach Berechnungen aus dem Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie konnten 2009 in Deutschland nur noch etwa 13 % der verbrauchten Erdgasmenge aus eigener Förderung gedeckt werden. Der Rest wurde importiert. Von der importierten Menge stammten etwa 38 % aus Russland, 37 % aus Norwegen, 20 % aus den Niederlanden und 5 % aus sonstigen Ländern.

Die Versorgungssicherheit ist für Deutschland weitgehend gewährleistet. Sie wird nach Fertigstellung der drei geplanten bzw. im Bau befindlichen Pipelines Nord Stream (Ostseepipeline), South Stream und Nabucco Pipeline noch zunehmen. Zudem verfügt Deutschland über die größten Erdgasspeicher Europas. Sie haben ein Volumen von insgesamt mehr als 20 Mrd. m³ und können mehr als ein Viertel unseres Jahresverbrauches aufnehmen.

3.1.3.2 Preise

Die beiden Energieträger Erdgas und Heizöl müssten auf dem Wärmemarkt eigentlich vom Preis her im scharfen Wettbewerb zueinander stehen, weil sie im Wesentlichen um die Gunst der gleichen Verbrauchergruppen konkurrieren. Aber schon seit Beginn der Markteinführung von Erdgas wurde dessen Preis an den Preis für Heizöl gekoppelt und dieser ist wiederum vom Erdölpreis abhängig. Diese Kopplung hat keine gesetzliche Grundlage. Sie basiert nur auf der Absprache zwischen den Konzernen, die Erdgas fördern und denen, die es in riesigen Mengen aufkaufen und vermarkten.

Die Kopplung war in der Anfangsphase notwendig, um auch den Verbrauchern einen Anreiz zu geben, ihre Heizung von Heizöl auf das damals billigere Erdgas umzustellen bzw. in Neubauten sofort einbauen zu lassen. Außerdem wurden die auch schon damals erheblichen Gewinne aus dem Erdgasgeschäft noch dazu benötigt, um die noch fehlende Infrastruktur aufzubauen.

Fakt ist, dass Erdgas normalerweise deutlich billiger gefördert werden kann als Erdöl, aus dem bekanntlich Heizöl gewonnen wird. Erdgas fällt auch heute noch, zumindest teilweise, bei der Gewinnung von Erdöl als Abfallprodukt an. Zur unmittelbaren Förderung von Erdgas benötigt man in der Regel weniger und kleinere Bohrlöcher, und es muss nicht wie Erdöl aus der Erde gepumpt werden. (Der genetische Zusammenhang von Erdgas und Mineralöl kommt auch in einem technischen Nutzungsbereich des Gases zum Ausdruck, GTL - Gas to liquid. GTL wird durch die katalytische Umwandlung von Erdgas in flüssige Kohlenwasserstoffe hergestellt, die frei von Schwefel, Stickstoff und aromatischen Bestandteilen sind.)

Trotzdem war im Durchschnitt der letzten 9 Jahre der Arbeitspreis je KWh Erdgas selbst beim günstigsten Erdgasanbieter um mehr als 11 % teurer als die KWh aus Heizöl.

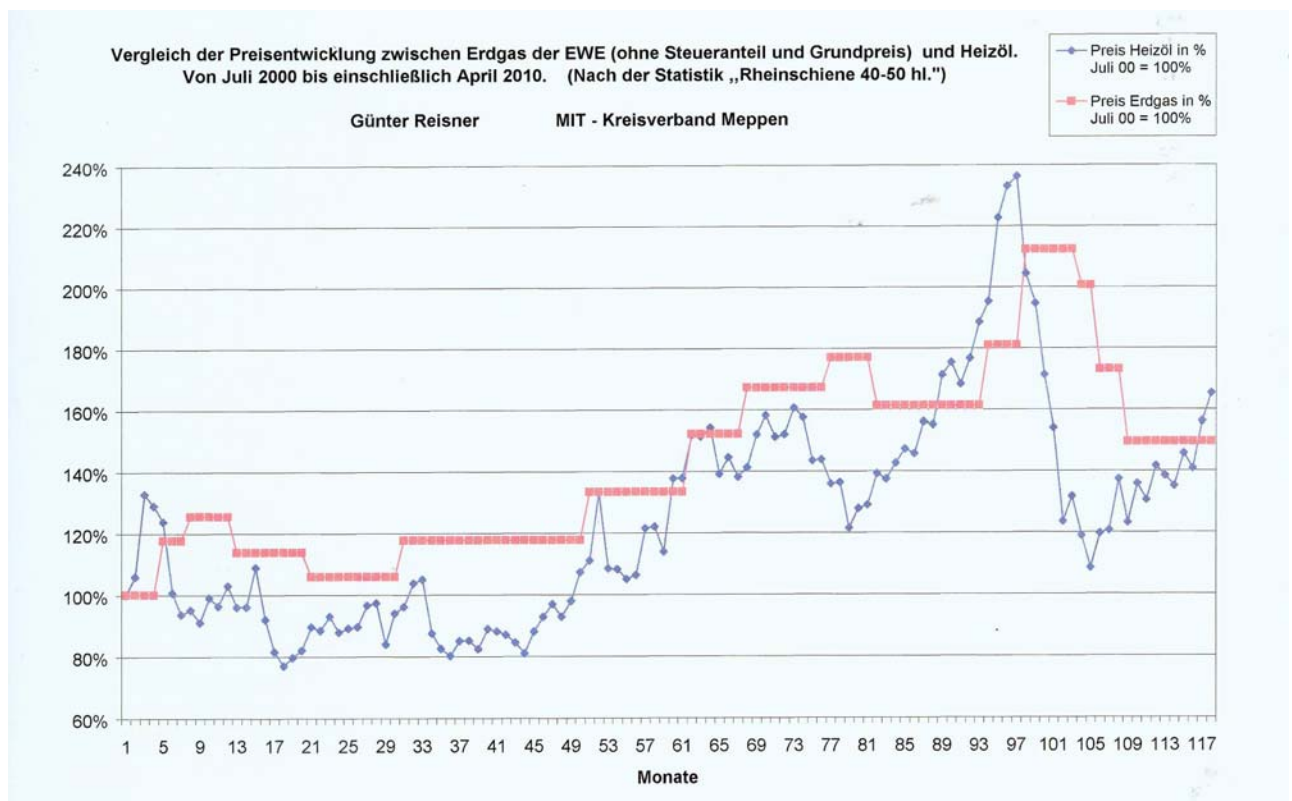
Da es nach wie vor große Preisunterschiede zwischen den vielen Erdgasanbietern gibt, war der Preisvorteil für Heizöl bezogen auf den teuersten Gasanbieter bei fast 20 %.

Zusätzlich muss man beim Bezug von Erdgas auch noch einen so genannten Grundpreis bezahlen. Die Höhe dieses Grundpreises ist je nach Lieferant und Abnahmemenge unterschiedlich hoch und beträgt zwischen 120 Euro und 2000 Euro im Jahr.

Unter Zugrundelegung der Preiskopplung wird der Preis für Erdgas mit Hilfe der Preise für Heizöl von den Erdgasanbietern meistens nach den vom Bundesamt für Statistik erfassten Heizölpreisen, der „Rheinschiene“ (dort sind die Durchschnittspreise der Städte Düsseldorf, Frankfurt am Main und Mannheim/Ludwigshafen erfasst) ermittelt.

Dabei können die Erdgaspreise vierteljährlich an die Preise für Heizöl angepasst werden. Bezugszeitraum sind dabei jeweils die vergangenen 6 Monate mit einer Verzögerung von mindestens einem Monat. Die Anpassung wird meistens nach der Regel 6/1/3 (6 Monate Bezugszeitraum / 1 Monat Wartezeit / 3 Monate Gültigkeitsdauer) oder 6/3/3 vorgenommen.

Diese Rechnung, durchgeführt für den Zeitraum von Juli 2000 bzw. Februar 2001 bis einschließlich Februar 2010, führt zu dem Ergebnis, dass die Gasversorger sich zum Schaden der Verbraucher bei weitem nicht an die angeblich zwingend notwendige Kopplung zwischen Erdgas und Heizöl gehalten haben, siehe nachfolgende Grafik. Dort ist das Ergebnis der prozentualen Preisentwicklung für leichtes Heizöl nach der „Rheinschiene (40-50 hl)“ und Erdgas für den Zeitraum von Juli 2000 bis einschließlich April 2010 dargestellt.



Man erkennt dort sehr gut, dass auf ansteigende Heizölpreise schnell und umfangreich reagiert wird. Sinkende Preise für Heizöl führen bei den Erdgaskonzernen dagegen nur teilweise und viel später zu einer Reduzierung ihrer Preise.

Die Preise für Erdgas unterscheiden sich bei den rund 700 Erdgaslieferanten um bis zu 40 %. Das Verhalten bezüglich der Preiskopplung ist bei allen Konzernen ähnlich, wenn auch von einem unterschiedlichen Niveau aus. Deshalb haben die Verbraucher in Deutschland in den letzten 9 Jahren durchschnittlich 8,41 % (z.T. deutlich mehr) zu viel für Erdgas bezahlen müssen. Daraus folgt, dass ein Durchschnittshaushalt mit einer Gasrechnung von 1000 Euro jährlich in den vergangenen 9 Jahren insgesamt 756,90 Euro zu viel für sein Erdgas bezahlen musste. Umgerechnet auf 19 Mio. Haushalte, die in Deutschland mit Erdgas heizen, ergibt das die gewaltige Summe von 14.944.363.200 Euro, also fast 15 Mrd. Euro.

3.1.3.3 Position der MIT

Um eine sichere Energieversorgung in Deutschland zu gewährleisten, muss Erdgas noch mehrere Jahrzehnte zum Einsatz kommen. Im Bereich des Wärmemarktes schadet die Preiskopplung von Heizöl und Erdgas dem Wettbewerb zwischen den beiden Energieträgern. Deshalb muss sie vollständig abgeschafft werden.

Ebenso müssen Produktion und Netzbesitz entkoppelt werden. Der noch nicht ausreichende Wettbewerb muss verstärkt werden.

Die Gewinne der Konzerne sind stark überhöht. Manche Verbraucher können ihre Energierechnung nicht mehr bezahlen. Deshalb muss der Staat regulierend eingreifen und die Konzerne nach § 1 des Energiewirtschaftsgesetzes zu fairen Energiepreisen verpflichten.

3.1.4 Flüssiggas

3.1.4.1 Fakten

Flüssiggas ist ein wichtiger Bestandteil im weltweiten Energiemix. Der Kohlenwasserstoff (Propan, Butan und deren Gemische) wird bei der Förderung von Erdgas und Rohöl gewonnen. Zusätzlich produzieren die inländischen Raffinerien Flüssiggas bei der Rohölverarbeitung. Es verflüssigt sich bereits unter relativ geringem Druck und nimmt dann nur etwa 1/260 seines gasförmigen Volumens ein. Flüssiggas kann überall als transportable, lagerfähige Energie mit hohem Heizwert eingesetzt werden, weltweit trägt es seit Jahrzehnten wesentlich zur Versorgung mit Wärme und als Kraftstoff zu umweltschonender Mobilität bei.

Die vorwiegend mittelständisch strukturierte Flüssiggaswirtschaft hat aus eigener Kraft und ohne Subventionen eine flächendeckende und sicher funktionierende Infrastruktur aufgebaut. Leistungsfähige Import- und Umschlagterminals stellen neben 14 Raffinerien die Versorgung in Deutschland sicher. Die Belieferung der Verteilerlager erfolgt über Binnenschiffe und Eisenbahnkesselwagen, die zuverlässige Belieferung der Endverbraucher übernehmen Straßentankwagen. Flaschengas rundet die Angebotspalette der mobilen Energie ab.

Die mittlerweile über 5.700 Autogastankstellen (Stand Februar 2010) wurden fast ausschließlich durch die Investitionen der mittelständischen Unternehmen der Flüssiggasbranche aufgebaut. Allein an den deutschen Autobahnen bestehen etwa 90 Tankmöglichkeiten für Autogas. Die Anzahl der Autogasstationen hat sich allein in den letzten vier Jahren mehr als verfünffacht. Hinzu kommen rund 1.200 gewerblich genutzte Flüssiggastankstellen, die z.B. für firmeneigene Autogasflotten oder für den Betrieb von Gabelstaplern genutzt werden.

3.1.4.2 Herausforderungen

Brennstoffzellenprojekte und Studien des Zentrums für Brennstoffzellentechnik in Duisburg und des Forschungszentrums Jülich sowie die Neuentwicklungen mehrerer Herstellerfirmen beweisen, dass Flüssiggas ein geeigneter Energieträger mit hohem Wirkungsgrad für Brennstoffzellensysteme ist.

Das erste in Deutschland eingesetzte Flüssiggas wurde in den 20er Jahren des letzten Jahrhunderts in Leuna synthetisiert. Heute ist es möglich biogenes Flüssiggas durch thermo-chemische Umwandlung aus Biomasse zu erzeugen. Erste Anlagen sind in der Versuchsphase. Diese Projekte gilt es zu unterstützen.

Vor kurzem hat ein Forscherteam aus Bremen in Tiefsee-Sedimenten mikrobielle Prozesse nachgewiesen, die zur direkten Erzeugung von Propan in Bioreaktoren führen können. Ob diese Entdeckung für eine biologische Produktion der bewährten Wärme- und Antriebsenergie genutzt werden kann, wird derzeit im Forschungszentrum MARUM an der Universität Bremen erforscht. In Laborversuchen sollen dort die bisher unbekannten Stoffwechselprozesse in den Tiefseesedimenten simuliert werden. Erste Experimente sind vielversprechend verlaufen, so dass eines Tages biogenes Flüssiggas das fossile ersetzen könnte. Die bisherigen Tanks, Lager und Transportsysteme lassen sich dann problemlos weiter verwenden.

3.1.4.3 Position der MIT

Mit Verabschiedung des **Energiesteuergesetzes 2006** durch den Deutschen Bundestag wurde die Steuerermäßigung für Autogas (Flüssiggas als Kraftstoff) bis Dezember 2018 festgeschrieben. Die **MIT** begrüßt, dass dadurch **Wettbewerbsgleichheit mit Erdgas hergestellt** wurde.

Autogas trägt durch **schadstoffarme Verbrennung** zur Umweltentlastung und insbesondere zur CO₂-Reduzierung bei. Nahezu jeder Ottomotor und auch mancher Dieselmotor kann schnell und einfach auf Autogas umgerüstet werden. Damit bleiben bessere Umweltverträglichkeit und Kosteneinsparung nicht nur den Neufahrzeugen vorbehalten. Bereits in den letzten Jahren entstanden durch Autogas viele neue Arbeitsplätze, dieser Trend muss sich weiter fortsetzen.

3.2 Nukleare Energieträger

3.2.1 Kernspaltung

3.2.1.1 Fakten

Die Kernenergie ist derzeit in Deutschland zu fast ¼ an der Deckung des Strombedarfes beteiligt. Schon an diesem bedeutenden Anteil lässt sich erkennen, dass wir nicht auf diese Art der Energiegewinnung verzichten können und dürfen.

Die durch Atomkraft gewonnene Energie ist sauber und umweltschonend in der Herstellung. Sie erspart in Deutschland einen jährlichen CO₂-Ausstoß von 150 Mio. t. Dies entspricht der jährlich in Deutschland durch den gesamten Straßenverkehr freigesetzten Menge. Dieser Beitrag für eine saubere Umwelt wird der Öffentlichkeit zu wenig verdeutlicht. Voraussetzung für den Betrieb von Kernreaktoren muss selbstverständlich der in Deutschland bestehende Sicherheitsstandard sein. Deutsche Kernkraftwerke gehören auf Grund der hochentwickelten und international anerkannten Technik zu den sichersten Anlagen in der Welt.

In vielen Staaten werden derzeit neue Kernkraftwerke errichtet. Unter anderem haben sich China (VR & Taiwan), Südkorea, Japan, Indien, Pakistan, Russland, die USA, Kanada, die Slowakei, Finnland und Frankreich zu Neubauten entschlossen.

Der Brennstoff für Kernkraftwerke hat eine hohe Reichweite. Auf der Basis heutiger Explorationskosten von bis zu 130 \$/kg und bei Zugrundelegung des aktuellen weltweiten Verbrauchs reichen die Vorräte zirka 400 Jahre lang. Bei Explorationskosten von 1.000 \$/kg reichen die Vorräte mehrere 1.000 Jahre und die Stromkosten für den Endverbraucher würden sich nur um zirka 2 Ct/KWh erhöhen.

3.2.1.2 Herausforderungen

Als wesentliche Argumente für einen Ausstieg aus der friedlichen Nutzung der Kernenergie wurden von Rot-Grün vor dem Ausstiegsbeschluss 2002 eine unzureichende Sicherheit der in Betrieb befindlichen Anlagen und eine ungelöste Entsorgung behauptet.

Laut internationalen Statistiken sind die deutschen Kernkraftwerke die sichersten der Welt. Die Sicherheit der Anlagen war trotz der teilweise jahrelangen Blockadepolitik so hoch, dass keine Kernkraftwerke durch aufsichtliche Anordnung sofort abgeschaltet wurden. Nachrüstmaßnahmen wurden durch alle KKW-Betreiber in Deutschland durchgeführt.

In Deutschland besteht seit dem Beginn der friedlichen Nutzung der Kernenergie der Konsens, die entstehenden radioaktiven Stoffe im eigenen Land sicher in einem Endlager zu deponieren. Hierzu wurden seit den 1960er Jahren umfangreiche Forschungs- und Entwicklungsarbeiten durchgeführt. Für nicht wärmeentwickelnde (schwach- und mittelradioaktive) Abfälle ist das Endlager Konrad im Bau. Das

Endlager Konrad soll 2014 den Betrieb aufnehmen. Für den größten Volumenanteil der radioaktiven Abfälle in Deutschland wird damit ein Endlager vorhanden sein.

Für die Endlagerung wärmeentwickelnder radioaktiver Abfälle können in Deutschland die vielen und großvolumigen Salzstöcke der Norddeutschen Tiefebene genutzt werden. Der Salzstock **Gorleben** ist in einem mehrstufigen Auswahlverfahren bis zu seinem heutigen Status eines Erkundungsbergwerkes gebracht worden. Von den inhaltlichen (wissenschaftlichen) Aufgaben waren zirka 90 % abgearbeitet, als im Jahr 2000 das so genannte „Gorleben-Moratorium“ (Erkundungsstillstand) erlassen wurde. Der zur Abarbeitung von Fachfragen eingesetzte Arbeitskreis AkEnd hatte seine Ergebnisse 2002 vorgelegt, doch das Moratorium blieb bestehen. Die Endlagerung für wärmeentwickelnde Abfälle ist somit auch aufgrund des Nicht-Handelns eines Grünen- und eines SPD-Bundesumweltministers nicht abschließend gelöst. Wir kritisieren, dass Gorleben in der Vergangenheit immer mehr **zu einem politischen Freizeitpark mutierte und allein hierfür jährlich Kosten in Höhe von über 20 Mio. Euro aufgebracht werden mussten.**

3.2.1.3 Position der MIT

Die **MIT** spricht sich dafür aus, die Erschließung von Gorleben in jedem Fall ergebnisoffen fortzusetzen und zu einem abschließenden Ergebnis zu bringen. Die Erkundung sollte nach den Regeln der Nuclear Energy Agency der OECD durchgeführt werden.

Die zurzeit diskutierte Abschaltung von Kernreaktoren verbietet sich aus drei Gründen:

1. weil dadurch die Abhängigkeit von fossiler Primärenergie noch verschärft wird,
2. weil dadurch der CO₂-Ausstoß weiter deutlich erhöht wird und
3. weil dadurch ein Zwang entsteht, gleichzeitig Ersatzstrom aus Kernreaktoren in Nachbarländern mit deutlich niedrigerem Sicherheitsstandard zu beziehen.

Die MIT ist entschieden der Meinung, dass Kernkraftwerke so lange laufen sollen, wie die Sicherheit und die Wirtschaftlichkeit gewährleistet sind.

Sollte Schwarz-Gelb beschließen, die Laufzeiten entsprechend zu verlängern, so werden die KKW Betreiber Zusatzgewinne erwirtschaften, die weit über den aktuellen Planwerten liegen. Die **MIT** ist der Meinung, dass diese Mittel nicht beim KKW Betreiber verbleiben sollen. Nach Auffassung der **MIT** sollen die Mittel an den Verbraucher weitergegeben werden (in Form von Preissenkungen an den Stromkunden) und in die Forschung erneuerbarer Energien und in spezielle Infrastrukturprojekte (z.B. Übertragungsnetze, Speichertechniken, intelligente Netze) investiert werden, welche die erneuerbaren Energien wettbewerbsfähiger machen.

Die MIT bekennt sich ausdrücklich zur Kernenergie, d.h. zum weiteren Betrieb bestehender Anlagen und hält die Option zum Bau neuer Kernkraftwerke offen.

Dieses Bekenntnis der **MIT** zur Kernenergie schließt auch die Forderung ein, dass sich Deutschland an der Entwicklung zukünftiger Reaktorgenerationen beteiligt und die führende Rolle, die Deutschland in der Vergangenheit in der Kerntechnik innehatte, zurückgewinnt. Dies gilt auch und insbesondere im Hinblick auf die Kernkraftwerke der Generation IV, die im Zeitraum 2010 bis zirka 2025 entwickelt werden. Bei den Kernkraftwerken der Generation IV handelt es sich um einen neuen Reaktortyp, der mit dem Ziel der inhärenten Sicherheit (eine Kernschmelze ist systembedingt ausgeschlossen), der weiteren Verminderung radioaktiven Abfalls und der weiteren Verbesserung der Wirtschaftlichkeit entwickelt wird.

Das Generation IV Programm GIF (Generation IV International Forum - Nuclear Energy Systems) wird federführend von den USA betrieben. Beteiligt sind die Länder Argentinien, Brasilien, Frankreich, Großbritannien, Japan, Kanada, Schweiz, Südafrika und Südkorea. Deutschland ist nicht vertreten.

Die MIT fordert nachdrücklich, dass Deutschland sich an dem Generation IV Programm beteiligt und wie die EU-Mitglieder Frankreich und Großbritannien eigenständiges Mitglied wird.

Dafür sprechen im Einzelnen folgende Gründe:

1. Deutschland sichert damit die Kernenergie als zukünftige Option der Energieerzeugung.
2. Der Brennstoff für Kernenergie reicht noch für mehrere hundert Jahre. Mit der Beteiligung an dem Generation IV Programm betreibt Deutschland Zukunftssicherung und wird eine spätere Abhängigkeit von Stromimporten vermeiden.
3. Die Emission von Treibhausgasen wird durch Einsatz der Kernenergie drastisch reduziert.
4. Die Generation-IV-Initiative zieht bewusst auch Hochtemperaturreaktoren (siehe auch unten: zusätzliche Erläuterungen zum Hochtemperaturreaktor) in Betracht. Hochtemperaturreaktoren haben ein enormes Potenzial, z.B. für die Erzeugung von Wasserstoff ohne Rückgriff auf fossile Energieträger, für die Kohleveredelung und die Meerwasserentsalzung.

Des Weiteren sind die Leistungsgrößen der geplanten Very High Temperature (VHTR) Reaktoren mit 200 bis 300 MW elektrisch sehr gut für eine Einbindung in kommunale Fernwärmenetze geeignet (dezentrale Energiewirtschaft). In Verbindung mit Wasserstoffherstellung können diese Reaktoren ganzjährig wärmegeführt betrieben werden, so dass eine maximale Wärmeauskopplung im KWK-Betrieb erreicht wird.

Es sei noch erwähnt, dass Deutschland führend auf dem Gebiet der Hochtemperaturreaktoren (HTR) war. Diese Technologie wurde aber im Zuge des Ausstieges aus der Kernenergie aufgegeben. Deutschland könnte bei der Weiterführung der Hochtemperaturtechnologie auf dem bestehenden Wissen aufbauen. Wegen der vielfältigen Vorteile der Hochtemperaturreaktoren ist die **MIT** der Meinung, dass auch diese Option offen gehalten werden sollte.

3.2.1.4 Zusätzliche Erläuterungen zum Hochtemperaturreaktor

Hochtemperaturreaktoren haben gegenüber den heute verwendeten Leichtwasserreaktoren eine ganze Reihe von Vorteilen. Zum Einen liegt, wie der Name es bereits ausdrückt, die Temperatur des Kühlmittels Helium bei deutlich höheren Temperaturen, je nach Typ zwischen 850 und 1.000 °C, so dass der thermodynamische Wirkungsgrad wesentlich höher liegt.

Zum Anderen wird durch die Auskopplung von Prozesswärme auf drei Temperaturniveaus bei zirka 830 °C, 320 °C und 120 °C die Anwendung der Wasserstoffherstellung und damit die Möglichkeit eines komplett wärmegeführten Kraftwerkbetriebs eröffnet, bei der im Winter ein größerer Anteil Wärme zu Fernheizzwecken und im Sommer mehr Wärme zur Wasserstoffherzeugung ausgekoppelt werden kann.

Weiterhin ist es bei dem in Deutschland 1967 erstmalig in Betrieb genommenen Kugelhaufenreaktor AVR (AVR=Arbeitsgemeinschaft Versuchsreaktor) möglich, während des laufenden Betriebes Brennelemente nachzuladen und abgebrannte zu entladen.

Bei AVR und auch bei dem zur Zeit in der VR China in Betrieb befindlichen HTR wurden bereits als „Störfälle“ der Ausfall der primären Wärmesenke durch Abschalten des mit Helium betriebenen Kühlkreislaufes simuliert. Dabei steigt die Temperatur im Reaktorkern zuerst leicht an, daraufhin kommt

die Kettenreaktion zum Erliegen und der Reaktor kühlt langsam ab. Die gesamte Wärme wird hierbei durch Konvektion und Strahlung über die Oberfläche des Reaktordruckgefäßes abgeführt.

Beim Thorium-Hochtemperaturreaktor (THTR) wurde den Brennelementen Thorium 232 beigelegt, aus dem während des Betriebes Uran 233 entsteht, welches wiederum im laufenden Reaktor gespalten werden kann. Dadurch sind die Standzeit einer Brennelementkugel und die Brennstoffausnutzung sehr hoch. Die Reichweite der Kernbrennstoffe wird so deutlich verlängert.

3.2.2 Kernfusion

3.2.2.1 Fakten

Die Kernfusion ist eine auf der Erde bisher nicht angewandte Energiegewinnungsmethode und gilt daher als Zukunftstechnologie mit noch erheblichem Forschungs- und Entwicklungsbedarf bis zur betriebsreifen Anwendung. Gelingt es, die Wirtschaftlichkeit eines Fusionsreaktors zu demonstrieren, so wäre die Menschheit ein für allemal ihre Energiesorgen los, denn die Vorräte sind praktisch unbegrenzt. Die Brennstoffe für die Kernfusion (Deuterium und Tritium) sind im Meer und in der Erdkruste (Lithium, woraus Tritium erbrütet wird) in solchen Mengen vorhanden, dass sie für viele Millionen Jahre ausreichen.

Herkömmliche Kernkraftwerke beruhen auf dem Prinzip der Kernspaltung (Spaltung eines schweren Kernes der Isotope Uran 235/238). Kernfusion beruht auf der Verschmelzung (Fusion) der leichten Atomkerne der Wasserstoffisotope Deuterium und Tritium in einem sogenannten Plasma. Der gleiche Prozess findet in der Sonne statt. Um in einem „irdischen“ Reaktor nutzbare Energie aus der Kernfusion in einem kontrollierten Prozess freisetzen zu können, müssen die Kerne sehr nahe aneinander gepresst werden, bei Temperaturen von bis zu 300 Mio. Grad. Dies geschieht in der Sonne durch die gewaltigen Gravitationskräfte. Bei einem „irdischen“ Reaktor erzielt man dies z.B. durch sogenannten Magneteinschluss oder durch Beschuss mit Laserstrahlung.

Die meisten Forschungsergebnisse liegen zu Fusionsreaktoren nach dem Tokamak-Prinzip vor. In verschiedenen Versuchsanordnungen sind bis zu 16 MW Fusionsleistung erzeugt worden. Jedoch war dabei das „Plasma“ mit den elektrisch aufgeladenen Kernbrennstoffionen nur über wenige Sekunden stabil. Beim Tokamak muss aus technischen Gründen die Fusion im Plasma regelmäßig unterbrochen werden. Deshalb wird in Deutschland vermehrt an der Erforschung und Erprobung von Technologien des Stellarator-Prinzips gearbeitet. Der Stellarator ermöglicht einen kontinuierlichen Leistungsbetrieb. Ein kommerzielles Fusionskraftwerk wird auch unter optimistischen Annahmen erst nach dem Jahr 2050 verfügbar sein.

3.2.2.2 Herausforderungen

Es bleibt zu zeigen, dass:

- eine Energiegewinnung im Dauerzustand möglich ist und
- die Energiebilanz groß genug ist, um eine Anlage auch wirtschaftlich betreiben zu können, und zwar unter Berücksichtigung der gesamten Energiebilanz, der Investitionskosten und der Wettbewerbssituation mit anderen Energiequellen.

Für die Variante „Magneteinschluss“ wird zurzeit der Versuchsreaktor ITER in Südfrankreich gebaut. Die Bauzeit beträgt zirka 8 Jahre, die Kosten werden mit zirka 3,5 Mrd. Euro veranschlagt. Es wird erwartet, dass sich ein über längere Zeit stabiles Plasma mit einer Fusionsleistung von 500 MW erzeugen lässt. Damit ist aber nicht vor 10 Jahren zu rechnen. Sollte sich dieses Ziel realisieren lassen, ist geplant, einen Reaktor als Großanlage für mehrere GW Leistung zu bauen, an dem die wirtschaftliche Realisierbarkeit der Fusionsenergie demonstriert werden soll. Dafür werden 20 Jahre veranschlagt. Die Kosten für diese Großanlage werden sich voraussichtlich auf 8 Mrd. Euro belaufen.

Bis zur Realisierung eines ersten Fusionskraftwerkes werden insgesamt 60 - 80 Mrd. Euro an F&E Geldern aufgewendet werden müssen. Aus heutiger Sicht wird ein Fusionskraftwerk mit einer Leistung von 1 GW zirka 5-6 Mrd. Euro kosten. Das ist etwa drei- bis viermal so teuer wie ein heutiges Kernkraftwerk.

3.2.2.3 Position der MIT

Bis zur Realisierung einer wirtschaftlichen Kernfusion sind gewaltige technische Probleme zu lösen und große Herausforderungen hinsichtlich der Wirtschaftlichkeit zu überwinden. Wenn überhaupt, so ist mit kommerziellen Fusionskraftwerken frühestens ab der 2. Hälfte des 21. Jahrhunderts zu rechnen.

Es bestehen keinerlei Risiken hinsichtlich eines „nuklearen Gau“, da die Kernfusion jederzeit unter Kontrolle gehalten werden kann. Eine Kettenreaktion ist ausgeschlossen. Es besteht auch keine Problematik durch Austritt von Kernbrennstoffmaterial und durch terroristische Anschläge. Es besteht ein Proliferationsrisiko bzgl. des Brennstoffes Tritium, welches aber als wesentlich geringer eingeschätzt wird als bei spaltbarem Kernbrennstoff.

Es werden keine klimaschädlichen Gase freigesetzt. Radioaktive Substanzen werden nur in geringen Mengen freigesetzt. Die überwiegende Menge der radioaktiven Abfälle verliert nach wenigen Jahren ihre Gefährlichkeit.

Eine Abhängigkeit von Importen ist nicht vorhanden. Deuterium ist im Wasser natürlicherweise vorhanden, Lithium ist in Mineralien und Lagerstätten weltweit ausreichend und über viele Länder verstreut vorhanden.

Weil es sich bei der Kernfusion um Großkraftwerke handelt, ist der Mittelstand wie in heutigen Großkraftwerken als Unterauftragnehmer und bei Infrastrukturprojekten beteiligt.

Bei der Kernfusion handelt es sich um eine der größten technologischen Herausforderungen. Die Kernfusion kann nur dann funktionieren, wenn in verschiedenen Technologiebereichen Durchbrüche erzielt werden (Materialien, Erzeugung von Magnetfeldern, Hochleistungsrechner für die Stabilisierung von Magnetfeldern, etc.). Als hochtechnologisches Land ist Deutschland für die Erforschung und Anwendung dieser Technologie prädestiniert. Es sollte aber auch erwähnt werden, dass die beiden führenden Länder auf dem Gebiet der Kernfusion, Frankreich und Japan, auch führend sind bei den traditionellen Kernreaktoren. Die Forschung für Kernfusion ist ähnlich wie zum Beispiel beim Raketenprogramm für den Mondflug in den 60-iger Jahren so breit angelegt, dass mit erheblichen technologischen Neuerungen und Erkenntnissen mit Ausstrahlung auf viele andere Technologiefelder zu rechnen ist.

3.3 Erneuerbare Energien

3.3.1 Biomasse und pflanzliche Öle zur energetischen Nutzung

3.3.1.1 Fakten

Land- und forstwirtschaftliche Biomasse und pflanzliche Öle sind CO₂-neutral. Sie können nachhaltig im Rahmen landwirtschaftlicher Fruchtfolgen aus den deutschen Boden- und Klimaverhältnissen angepassten Pflanzen produziert werden, sind lagerfähig und schonen fossile Ressourcen. Ihre Verfügbarkeit erhöht sich stetig durch stagnierenden Nahrungsmittelverbrauch bei gleichzeitig steigenden Flächenenerträgen, wodurch landwirtschaftliche Flächen für die Energieerzeugung freigesetzt werden. Konkurrenzsituationen zur Nahrungsmittelproduktion sind nicht zu erwarten. Die vor einigen Jahren scheinbar evidente Verknappung hat sich binnen weniger Monate als irrelevant erwiesen. Über die Jahre mehrfach bestätigte Schätzungen lassen Energieflächen in der Größenordnung von 6,1 Mio. ha (dies entspricht 35 % der deutschen landwirtschaftlichen Nutzfläche) für 2050 erwarten. Heute sind es 1,4 Mio. ha für nachwachsende Rohstoffe. Der mögliche Anteil heimischer land- und forstwirtschaftlicher

Biomasse an der Deckung des deutschen Primärenergiebedarfes liegt im Bereich von deutlich über 15% (Datenquellen 2009: Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe, BMVEL und BMU). Unter Einbeziehung von Importen, z.B. Holz und Pellets im Festbrennstoffbereich und Palm- bzw. Sojaöl bei den Kraftstoffen, liegt er noch deutlich darüber.

Als Energiepflanzen steht eine Vielfalt von standortangepassten Pflanzenarten zur Verfügung. Die erwarteten Biomasseertragszuwächse je Flächeneinheit liegen bei zirka 2% pro Jahr. Bei forciertem Wechsel zum Anbau hochproduktiver Energiepflanzen (Miscanthus, schnellwachsende Baumarten) kann die Steigerung deutlich darüber liegen.

Pflanzen können in fester, flüssiger und gasförmiger Form energetisch genutzt werden:

- in fester Form für Wärme und Strom aus Getreide, Miscanthus, Mais, schnellwachsenden Baumarten und Grasland,
- in flüssiger Form als reines Pflanzenöl oder PME (Pflanzenmethylester) aus Raps, Öllein und Sonnenblume oder als Ethanol aus Zuckerrübe, Getreide, Kartoffel und Zuckerhirse oder in Form von BTL (Biomass-to-liquid) - Kraftstoffen aus Zuckerrübe, Getreide, Kartoffel, Zuckerhirse und holzartiger Biomasse,
- für gasförmige Nutzung als Synthesegas aus der Biomasse von Pflanzen oder als Biogas vor allem aus Mais, Futterrübe, Energiegetreide und Gräsern.

Derzeit liegt der Anteil der Biomasse am Primärenergieverbrauch in Deutschland bei 6,2 %. Den größten Anteil hierbei hat die Erzeugung von Wärme aus Holz und holzartigen Festbrennstoffen. Eine rasante Entwicklung hat die Biogaserzeugung genommen, vor allem auf der Basis von pflanzlicher Biomasse und von Reststoffen (z.B. Gülle aus der tierischen Veredelung) zur Erzeugung von Strom und Wärme.

Durch Angleichung der Produktpreise an das Weltmarktpreisniveau, durch gestiegene Flächenerträge und damit sinkende Produktionskosten je Produkteinheit sowie durch Preissteigerungen konkurrierender fossiler Energieträger, konnte die Wettbewerbsfähigkeit land- und forstwirtschaftlicher Biomasse in jüngster Zeit deutlich gesteigert werden.

Die Energieeffizienz ist verhältnismäßig hoch, da land- und forstwirtschaftliche Biomasse dezentral genutzt wird. Am effektivsten ist die Form der kombinierten Erzeugung von Strom und Wärme. Die Verstromung erfolgt i.d.R. in Form von Kraft-Wärme-Kopplung im kleinen und mittleren Anlagebereich. Zusätzlich ist der Energieeinsatz für die Gewinnung und den Transport vor allem bei forst-, aber auch bei landwirtschaftlicher Biomasse im Verhältnis zu anderen Energieträgern gering.

Die Energieerzeugung durch den Einsatz von Biomasse und pflanzlichen Ölen sollte dezentralisiert in der Fläche stattfinden. Dies bietet Raum für regionale Investitionen sowie Arbeitsplätze und bringt entgegen der vorhandenen Konzentration der Energiewirtschaft die erwünschten mittelständischen Wettbewerbsstrukturen in den Energiemarkt.

Deutsche Firmen sind in einigen Bereichen, z.B. Biogas, führend. Der derzeitige rasche technische Fortschritt lässt zunehmende internationale Konkurrenzfähigkeit deutscher Technik und damit Exporterfolge erwarten. Weitere Investitionen in Forschung und Entwicklung für die pflanzliche Produktion und Anbautechnologie sowie für technische Prozesse zur Umwandlung, Lagerung und Transport von Bioenergie sind sehr aussichtsreich, hochrentabel und versprechen rasche Fortschritte hinsichtlich Energiemenge (Flächenertrag und Energieausbeute) und Senkung der Transportkosten.

Land- und forstwirtschaftliche Biomasse ist in vielfältiger Form mit anderen Energiearten und -trägern verknüpfbar. Feste Biomasse kann vergast und verflüssigt und damit in Kraftstoffe für den Verkehrssektor umgewandelt werden. Biogas kann in das Erdgasnetz und Wärme unterschiedlicher Energieträger kann in Fernwärmenetze eingespeist werden (z.B. Holzheizwerk, Biogasanlage, Pflanzenöl-BHKW). Weiterhin ist Biomasse transportfähig und kann mit anderen, auch fossilen (Fest-)brennstoffen in (Heiz-)kraftwerken zu Energie umgewandelt werden.

3.3.1.2 Herausforderungen

Auch wenn ein Klimawandel eintreten sollte, bleibt Mitteleuropa nach allen Prognosemodellen der Klimaforschung eine der produktivsten Agrarregionen der Welt und kann daher neben einer ausreichenden Nahrungsmittelproduktion wesentlich zur Energieversorgung durch Biomasse und pflanzliche Öle beitragen. Eine Schlüsselfunktion kommt dabei der Effizienzsteigerung durch Naturalertragssteigerung je Flächeneinheit und der Kostensenkung je produzierter Energieeinheit zu. Dafür gibt es nur einen Weg, nämlich die Verstärkung der Investitionen in Forschung und Entwicklung über die gesamte Kette von der Pflanzenentwicklung bis zu Prozessen der Konversion von Biomasse in technisch einsetzbare Energieformen. Die Erkenntnisse der Grundlagenforschung machen auf allen diesen Gebieten rasante Fortschritte wahrscheinlich. Für die Umsetzung dieser Erkenntnisse ist die Finanzierung von Pilotprojekten erforderlich, die sowohl die Produktionstechnik in der Landwirtschaft als auch die Konversion einbeziehen.

3.3.1.3 Position der MIT

Die Bedeutung für den Mittelstand ist groß, da Biomasse sich vor allem für kleine und mittlere Anlagen eignet und somit eine preiswerte und sichere Selbstversorgung mittelständischer Betriebe gewährleisten kann. Im Wärmebereich ist die Selbstversorgung über Holzheiz- und Biogasanlagen selbstverständlich. Land- und forstwirtschaftliche Biomasse eignen sich besonders für mittelständische Energiedienstleister bzw. Kontraktoren.

Biomasse und Pflanzliche Öle sind Energieressourcen, die CO₂-neutral sind, d.h. nur so viel CO₂ ausstoßen, wie sie zu ihrer Herstellung verbrauchen und wieder in den pflanzlichen Kreislauf zu weiterem Pflanzenwachstum zurückliefern. Sowohl aus energetischer Sicht als auch unter Umweltaspekten liefern sie daher einen zunehmend wichtigen Beitrag zum angestrebten Energiemix.

Ihre naturgemäß dezentrale, räumlich weit gestreute und konsumentennahe Erzeugung sowie Verteilung und Nutzung sind die Basis breiter mittelständischer Strukturen. Die Verstärkung der Investitionen in Forschung und Entwicklung verdient besondere Aufmerksamkeit.

Neue Subventionen in diesem Bereich lehnt die MIT ab. Subventionstatbestände aus bestehenden Gesetzesvorgaben sind zurückzuführen mit dem Ziel der Abschaffung.

3.3.2 Windkraft

3.3.2.1 Fakten

Die Bewegungsenergie der Windkraft nutzt die Menschheit bereits seit dem Altertum. Dazu werden hauptsächlich Windräder bzw. klassische Windmühlen eingesetzt. Während in früheren Jahrhunderten Menschen die Windkraft hauptsächlich zur Verrichtung mechanischer Arbeit in Mühlen, Sägewerken usw. einsetzten, erfolgt die Windkraftnutzung in der heutigen Zeit mittels moderner Windkraftanlagen mit dem Ziel der Erzeugung elektrischer Energie.

Die Bewegungsenergie des Windes wird in einer Windkraftanlage (WKA) bzw. Windenergieanlage (WEA) in elektrische Energie umgewandelt. Dies geschieht, indem die Windströmung auf die Rotorblätter des Windrades wirkt und dadurch den Rotor insgesamt in eine Drehbewegung versetzt. Diese Rotationsenergie wird in einem Generator in elektrische Energie umgewandelt und anschließend in das Stromnetz eingespeist. Windkraftanlagen werden sowohl an Land als auch auf hoher See (Offshore) installiert.

In Deutschland waren zum Stichtag 31.12.2009 insgesamt **21.164 Windkraftanlagen** mit einer installierten **Gesamtleistung von 25.777 MW** installiert und in Betrieb. Im Jahr 2009 wurden von dieser Gesamtleistung alleine 1.917 MW oder 952 Anlagen neu installiert. Dies entspricht im Vergleich zum

Vorjahr 2008 einer Steigerung von 10 % bei den absoluten Anlagenzahlen. Die neu installierte Leistung stieg als Konsequenz aus der Verschiebung hin zu moderneren Anlagen mit mehr Leistung und größeren Rotordurchmessern im gleichen Zeitraum sogar um rund 15 % an.¹ Die hier genannten Zahlen stellen bereits die um den Altanlagenabbau (Repowering) bereinigten Endsummen dar.

Bei der regionalen Verteilung der Windenergienutzung an Land (ohne Off- und Nearshore) liegt der Schwerpunkt in Deutschland auf den Bundesländern Niedersachsen, gefolgt von Brandenburg und Sachsen-Anhalt. Neben diesen klassischen Aufstellungsorten an Land wurden in Deutschland im relativ jungen Tätigkeitsgebiet der Offshore-Windkraftnutzung bis Anfang 2010 insgesamt 15 Windkraftanlagen mit 72 MW installierter Leistung auf See in Betrieb genommen.

Die deutsche Windindustrie hat sich zu einem bedeutenden Wirtschaftszweig entwickelt, der beispielsweise in 2008 mit 7 bis 8 Mrd. Euro für rund ein Viertel der weltweiten Wertschöpfung im Windsektor verantwortlich war. Aus einigen früheren Kleinunternehmen sind inzwischen weltweit agierende Unternehmen auf allen Stufen der Wertschöpfung geworden. Aber auch mittelständisch geprägte Hersteller und Zulieferer aus dem klassischen Maschinenbau und Dienstleister für Installation, Service und Wartung bis hin zu Planungs- und Ingenieurbüros konnten am starken Wachstum der vergangenen Jahre partizipieren.

In der Windindustrie wurden 2009 in Deutschland nach Branchenschätzungen bis zu 100.000 Arbeitsplätze gesichert. Allein im deutschen Maschinenbau arbeiteten 2008 über 35.000 Menschen direkt in der Herstellung von Windenergieanlagen sowie deren Komponenten.²

3.3.2.2 Herausforderungen

Windkraftanlagen werden heute weltweit in allen Klimazonen an Land und auf See zur Stromerzeugung eingesetzt. Allerdings steht die Windkraft wegen des Sonnenzyklus und wetterbedingt **nicht zu jedem Zeitpunkt an jedem Ort gleichermaßen stetig zur Verfügung**. Aufgrund dieser Unstetigkeit des Windes trägt die mit Windkraftanlagen gewonnene elektrische Energie folglich nicht permanent in gleichbleibender Menge zur Einspeisung in das Versorgungsnetz bei. Eine kontinuierliche und sicher planbare Energiebereitstellung zur Grundlastabdeckung kann durch die Nutzung von Windkraft nicht sichergestellt werden. Windenergienutzung kann somit nur im Verbund mit anderen Energiequellen erfolgen und diese ergänzen. Darüber hinaus bietet die Windkrafttechnik bis heute keine Möglichkeit zur Speicherung überschüssiger Windenergie.

Entscheidend für den starken Anstieg der Erzeugung von Elektrizität aus Windkraft seit Mitte der 90er Jahre war das Stromeinspeisegesetz als Vorläufer des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG), welches schließlich seit 2000 u.a. die **Förderung der Windenergie** regelt.

Die gültige Fassung des **EEG** (EEG-Novelle 2009) fördert die Windkraft wie folgt (Auszug):³

- Die Anfangsvergütung für neue Windenergieanlagen an Land beträgt ab dem 1. Januar 2009 9,2 ct/kWh (bisher 8,03 ct/kWh). Dieser Wert wird für neu in Betrieb genommene Anlagen jedes Jahr um 1 % gesenkt (bisher 2 %).
- Für Windenergieanlagen an Land, die alte Anlagen ersetzen (Repowering), erhöht sich die Anfangsvergütung um 0,5 ct/kWh.
- Die Anfangsvergütung für Windenergieanlagen auf See (Offshore) beträgt 15 ct/kWh bis Ende 2015.

¹ Windenergienutzung in Deutschland – Stand 31. Dezember 2009, C. Ender, DEWI Magazin Nr. 36, Februar 2010, S. 28 ff.

² Die Windindustrie in Deutschland – Wirtschaftsreport 2009, Bundesverband Windenergie e. V., www.deutsche-windindustrie.de, Seiten 10 ff.

³ EEG & Vergütung – EEG-Novelle 2009, Bundesverband WindEnergie e.V., URL: <http://www.wind-energie.de/de/themen/verguetungsmodelle/eeg-verguetung/?type=91>,

Die den Betreibern von Windkraftanlagen auf Basis des EEG 2009 gewährten Förderbeträge werden indirekt über den Strompreis in Form eines prozentualen Aufschlags an alle Stromkunden weitergereicht. **Die Zusatzbelastung für den Stromverbraucher betrug allein im Jahre 2009 3,5 Mrd. Euro.** Durch den geplanten weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien werden diese Zusatzbelastungen für die Stromverbraucher auch in Zukunft steigen.

Neben dem dargestellten EEG-Aufschlag auf den Strompreis werden Stromkunden zukünftig zusätzlich auch die hohen Kosten für die Netzanbindung der Offshore-Windparks übernehmen müssen. Betreiber dieser Windparks auf See müssen die Kosten für die Netzanbindung nicht selbst tragen. Mit diesen Kosten wird stattdessen der jeweils regional zuständige Übertragungsnetzbetreiber belastet, die dieser an die Verbraucher weiterreicht.⁴

3.3.2.3 Position der MIT

Die Energiegewinnung aus Windkraft ist eine wichtige Komponente innerhalb des Mixes aller erneuerbaren Energien. Da eine kontinuierlich gleichbleibende Energiebereitstellung zur Grundlastabdeckung durch Windkraftanlagen wetterbedingt nicht möglich ist, kann Windenergienutzung in der Praxis nur im engen Verbund mit anderen Energiequellen erfolgen und diese ergänzen.

Windanlagen stellen, mit Ausnahme der großen Offshore-Windparks in der Nordsee, eine räumlich dezentrale Form der Elektrizitätsproduktion dar. Naturgemäß bietet dieser Zweig der Energiewirtschaft für den Mittelstand beträchtliche Absatz- und Entwicklungsmöglichkeiten. Deutschland ist ein weltweit führendes Land entlang der gesamten Wertschöpfungskette im Bereich der Wachstumsbranche Windindustrie.⁵ Diese Position gilt es durch Anstrengungen bei Forschung und Entwicklung sowie durch Entwicklung einer tragfähigen, dezentralen Infrastruktur weiter auszubauen.

Die Windenergie wird wie die anderen erneuerbaren Energien in erheblichem Maße mit Hilfe von Fördermaßnahmen unterstützt und ausgebaut. Der Einsatz dieser Fördermittel sowie die Zusatzkosten für die Netzanbindung der großen Offshore-Windparks in der Nordsee sind von allen Stromkunden über den Strom- und Netznutzungspreis zu tragen. Nicht zuletzt auch die mittelständische Wirtschaft wird durch die Windenergieförderung mit Mehrkosten belastet.

Neue Subventionen in diesem Bereich lehnt die MIT ab. Subventionstatbestände aus bestehenden Gesetzesvorgaben sind zurückzuführen mit dem Ziel der Abschaffung.

3.3.3 Wasserkraft

3.3.3.1 Fakten

Die Energie des fließenden Wassers wird schon seit historischer Zeit weltweit genutzt. Üblicherweise wird die Energie des fließenden Wassers in Rotationsenergie umgewandelt. Das geschah früher über einfache Räder, archimedische Schrauben etc. Heute geschieht dies über verschiedenartige Turbinensysteme, die zum Antrieb von Generatoren oder direkt zum Maschinenantrieb genutzt werden. Heute wird mit Wasserkraft in Deutschland fast ausschließlich elektrischer Strom erzeugt.

Das Grundprinzip der Wasserkraftnutzung beruht auf der Nutzung der potentiellen Energie des Wassers - Abfluss von Niederschlags- und Quellwasser auf Grund von Gefälle. Je größer das Gewässer, je höher der Durchfluss und je größer die mögliche Fallhöhe ist, desto größer ist das Energiegewinnungspotenzial.

⁴ Windparks sorgen für Milliardenlasten bei Stromkunden, Handelsblatt, 30.04.2010, Seite 22

⁵ Globaler Wettbewerb beflügelt deutsche Windkraft-Branche – Erneuerbare Energien, Andreas Karius, in: Produktion, Wirtschaftszeitung für die deutsche Industrie, Nr. 36, 04.09.2008

Im Vergleich zu den durch die Nutzung fossiler Energieträger hervorgerufenen Luftreinhalteproblemen lässt sich mittels Wasserkraft ressourcenschonend und überwiegend umweltverträglich elektrische Energie gewinnen.

Wasserkraftnutzung ist eine ausgereifte Technologie. 18 % des global erzeugten Stroms stammen aus Wasserkraftwerken. Die größten Potenziale zur Nutzung der Wasserkraft in Deutschland liegen in den südlichen Bundesländern und den Mittelgebirgen, weil dort die topographischen Bedingungen günstige Voraussetzungen für die Wasserkraftnutzung schaffen.

Der Stellenwert der Wasserkraft bei der Energieerzeugung in Deutschland wird durch die folgenden Zahlenangaben deutlich: Ende 2000 waren in Deutschland zirka 5.500 Kleinwasserkraftanlagen in Betrieb. Die Zahl der mittleren und großen Anlagen beträgt zurzeit etwa 400. Nur etwa 12 % aller Anlagen sind im Besitz von Energieversorgungsunternehmen und erzeugen dennoch über 90 % des gesamten Stroms aus Wasserkraft. Die übrigen 10 % der elektrischen Energie aus Wasserkraft werden von mittelständischen Betrieben erzeugt. Die installierte Gesamtleistung liegt bei rund 4.600 MW.

Der Anteil an der öffentlichen Elektrizitätsversorgung in Deutschland durch Wasserkraftnutzung beträgt weniger als 4 %. Damit ist ihr Potenzial in Deutschland weitestgehend ausgeschöpft. Im Jahre 2009 wurden rund 19 TWh (19 Mrd. Kilowattstunden) Strom aus Wasserkraft ins Netz eingespeist.

Wasserkraftwerke werden in

- Laufwasserkraftwerke und
- Speicherkraftwerke

unterschieden.

3.3.3.2 Herausforderungen

Laufwasserkraftwerke nutzen die Strömung eines Flusses oder die Gezeitenkräfte zur Stromerzeugung. Laufwasserkraftwerke mit Leistungen unter 1 MW werden als Kleinwasserkraftwerke bezeichnet. Alle Anlagen über ein Megawatt gelten als große Wasserkraftanlagen.

Die Nutzung der Wasserkraft bleibt jedoch nicht ohne Auswirkungen für die genutzten Gewässer: So bewirken beispielsweise die Begradigung und Befestigung der Ufer und die Veränderung der Wasserstände und der Strömungsverhältnisse erhebliche Änderungen in der Tier- und Pflanzenwelt des Gewässers und der Uferbereiche. Wanderbewegungen von Fischen werden ganz oder teilweise unterbrochen, der Feststofftransport und dessen Ablagerung im Gewässer werden gestört. Zur Kompensation dieser Gewässerverschlechterungen werden von den zuständigen Landesämtern für Gewässerschutz bzw. für Ökologie vielfach kostenintensive Ersatzmaßnahmen durchgeführt.

In Deutschland besteht noch ein gewisses Ausbaupotenzial bei Kleinwasserkraftanlagen, insbesondere durch die Modernisierung und Reaktivierung bestehender Anlagen, typischerweise mittelständische Aufgabenbereiche. Die Anlagen werden sowohl im Inselbetrieb als auch netzgekoppelt eingesetzt. Technisch handelt es sich hier meist um Laufwasserkraftwerke, die aufgrund geringer Fallhöhen und Wassermengen nur geringe Leistungen liefern.

Die Gestehungskosten von neuen Kleinwasserkraftanlagen liegen bei einer Leistung von 70 bis 1.000 kW zwischen 8.500 und 10.000 Euro pro kW. Die Stromgestehungskosten liegen bei einer typischen Auslastung von 4.000 bis 5.000 Betriebsstunden pro Jahr zwischen 10 und 20 ct/kWh. Die Kosten von Wasserkraftanlagen sind stark von der installierten Leistung, von der Fallhöhe und von Zusatzkosten abhängig.

Speicherkraftwerke nutzen große Höhenunterschiede und die Speicherkapazität von Stauseen, natürlichen Seen und Kavernen zur Stromerzeugung. Beim Pumpspeicherkraftwerk wird ein in der Höhe liegender See über Druckrohrleitungen mit der im Tal liegenden Kraftwerksanlage verbunden. Speicherkraftwerke werden im Wesentlichen zur Deckung der elektrischen Spitzenlast eingesetzt und

haben trotz verhältnismäßig kleiner Leistung bezogen auf den Strommarkt in Deutschland eine große Bedeutung zur Glättung der Lastkurve. Die dabei zur Anwendung gelangende Praxis, Wasser mittels einem temporär verfügbaren Stromüberschuss auf den hochgelegenen Punkt zu pumpen, um später damit erneut Stromerzeugung zu betreiben, verstößt jedoch gegen den Nachhaltigkeitsgrundsatz und verringert damit den Umweltverträglichkeitsbonus.

3.3.3.3 Position der MIT

Die zukünftige Rolle und die wesentlichen Aktivitäten für die Wasserkraftnutzung liegen im Ersatz und in der Modernisierung vorhandener Anlagen. Ein nennenswerter Ausbau der Wasserkraft in Deutschland ist auf Grund der bisher schon erschöpfend stattfindenden Ressourcennutzung unwahrscheinlich.

3.3.4 Solarenergie - Photovoltaik

3.3.4.1 Fakten

Die Photovoltaik (PV) hat in den letzten Jahren vor allem in Deutschland eine sehr dynamische Entwicklung erlebt. Unterstützt durch ein Förderprogramm nach dem Modell des Energie-Einspeise-Gesetzes (EEG) ist die installierte Leistung in Deutschland auf 8 GWp angestiegen. 8 GWp entsprechen etwa einer mittleren elektrischen Leistung von 1 GW. Die weltweit installierte Leistung liegt bei zirka 20 GWp. Also sind in Deutschland 40 % der weltweiten PV-Leistung installiert. Dieses Wachstum war unter anderem möglich, weil bei den verschiedenen Techniken beachtliche Durchbrüche beim Wirkungsgrad (derzeit 14 - 18 %) und bei den Herstellungskosten erzielt wurden. Hierzu haben natürlich auch die weltweit und vor allem die in Deutschland sehr hohen Subventionen beigetragen.

Um aber mit herkömmlichen Stromquellen preislich wettbewerbsfähig zu werden, sind weitere Preisreduktionen in einem relativ sonnenarmen Land wie Deutschland um einen Faktor > 3 und in einem sonnenreichen Land wie z. B. Spanien um den Faktor > 1,5 erforderlich. In sonnenreichen Insellagen, wo kein Strom auf herkömmliche Art zur Verfügung steht, ist teilweise schon heute die Wirtschaftlichkeit (break-even) erreicht. Es wird erwartet, dass in sonnenreichen Ländern bei Erreichen des break-even ein weiterer Nachfrageschub für die gesamte PV Industrie entsteht.

Die Photovoltaik hat wie die Windenergie und die thermische Solarenergie den Nachteil, dass sie nicht gleichmäßig zur Verfügung steht. Dieser Nachteil kann bisher nur teilweise durch neue Technologien der Stromübertragung und Stromspeicherung sowie durch intelligente Netze aufgehoben werden (siehe auch 4.4 Energieübertragung, -speicherung und -verteilung für erneuerbare Energien).

3.3.4.2 Herausforderungen

Die Photovoltaik ist auch heute noch auf enorme Fördermittel angewiesen. Die Förderung wird in Deutschland hauptsächlich durch das EEG geregelt (zirka 0,4 €/KWh für den eingespeisten Strom), indem ein entsprechender Aufschlag auf den Strompreis erhoben wird. Dieser führt zu jährlichen **Zusatzbelastungen für den Stromverbraucher von 2,3 Mrd. Euro.**

3.3.4.3 Position der MIT

Einige statistische Daten (Stand 2008) mögen die steigende wirtschaftliche Bedeutung der Photovoltaik für die deutsche Wirtschaft verdeutlichen:

- Anzahl der Photovoltaikunternehmen (inkl. Handwerk u. Zulieferer) rund 10.000,
- Zuwachs an installierter Kapazität von 2007 auf 2008 rund 44 %,
- Industrieumsatz 2008 rund 9,5 Mrd. Euro,
- Wertschöpfungsanteil Inland > 65 %,
- Entwicklung Produktionskapazitäten Solarstromtechnik seit 2000 weit mehr als verzehnfacht,
- Anzahl der Beschäftigten 2004 / 2008 rd. 17.000 / 53.000,
- Exportquote PV-Industrie 2004 / 2008 rd. 14 % / 48 %,
- Exporterlöse (Industrie u. Zulieferer) 2004 / 2008 rd. 0,27 / 6 Mrd. Euro.

Die Photovoltaik bietet als dezentrale Energieform für den Mittelstand enorme Beschäftigungs- und Entwicklungsmöglichkeiten, wie z.B. für Installateure, Elektriker, Computerspezialisten oder Komponentenlieferanten. Deutschland ist bei der PV technologisch und über die gesamte Wertschöpfungskette hin weltweit führend. Es ist eines der führenden Produktionsländer und ihre Zulieferindustrie ist weltweit Nummer eins.

Diese Position gilt es auszubauen durch Anstrengungen bei der Forschung und Entwicklung und durch Entwicklung einer dezentralen Infrastruktur (siehe auch 4.4 Energieübertragung, -speicherung und -verteilung für erneuerbare Energien).

Neue Subventionen in diesem Bereich lehnt die MIT ab. Subventionstatbestände aus bestehenden Gesetzesvorgaben sind zurückzuführen mit dem Ziel der Abschaffung.

3.3.5 Solarenergie - Solarthermie

3.3.5.1 Fakten

Mit einer thermischen Solaranlage wird die in der Sonneneinstrahlung vorhandene Energie in Wärme umgewandelt. Die weitestgehend bekannten Nutzungsarten sind:

- Solare Schwimmbaderwärmung (Wärme),
- Trinkwassererwärmung (Wärme),
- Heizungsunterstützung (Wärme), Latentwärmespeicher.
-

Weitere und oft noch nicht bekannte Nutzungsarten sind:

- Solare Nahwärmeversorgung (Wärme),
- Solare Luftsysteme (Wärme),
- Solare Klimatisierung (Kälte),
- Solarthermische Kraftwerke (Strom).

Die Sonne strahlt in Deutschland im Jahresdurchschnitt, standortabhängig, zwischen 850 und 1.180 kWh pro m² ein. Diese Energie wird beim Solarkollektor zu 75 - 80 % in Wärme umgewandelt. Damit schickt die Sonne uns ein erhebliches Heizenergiepotenzial, welches mit thermischen Solaranlagen genutzt werden kann.

Die Vorteile einer thermischen Nutzung der Solarenergie sind:

- Kostenlose Energiequelle,
- Bei Großanlagen wettbewerbsfähige Wärmegestehungskosten,
- CO₂-freie Energiegewinnung / -nutzung,
- Bekannte und erprobte Technik,
- Arbeitsplatzsicherung und -schaffung bei deutschen Solarunternehmen und im Handwerk.

Einige statistische Daten (Stand 2008) mögen die steigende wirtschaftliche Bedeutung der Solarthermie für die deutsche Wirtschaft verdeutlichen:

- Anzahl der Solarthermieunternehmen (inkl. Handwerk) rund 5.000,
- In Deutschland 2008 neu installierte Kollektorfläche rund 2,1 Mio. m² / 210.000 Anlagen,
- Neu installierte Leistung 2008 rund 1.470 MW (thermisch),
- Gesamt installierte Leistung 7,9 GW (thermisch),
- Umsatz 2008 (Endkundenumsatz inkl. Montage) rund 1.700 Mio. Euro,
- Umsatz-Zuwachs von 2008 auf 2007 rund 100 %,
- Wertschöpfungsanteil Inland > 75 %,
- Senkung der Kosten für Solarthermieanlagen von 1990 bis 2008 rund 40 %,
- Anzahl der Beschäftigten 2008 rund 25.000,
- Kumulierte Gesamtfläche (km²): 11,3.

3.3.5.2 Herausforderungen

Aufgrund der bisher gesammelten Erfahrungen mit der thermischen Nutzung von Sonnenenergie ergeben sich mehrere Chancen:

- Nachhaltige, importunabhängige Energieversorgung,
- Klimaschutz und Ressourcenschonung.

Mit Großkraftwerken erschließt sich für die Solarthermie eine ganz neue Dimension. Das Projekt **Desertec** fußt im Wesentlichen auf Stromerzeugung durch solarthermische Kraftwerke. Die Realisierung dieses Projektes liegt zwar in der Zukunft, jenseits von 2020, aber angesichts der Abhängigkeit Europas von fossilen Energieträgern und der zunehmenden Verknappung hat dieses Projekt eine für die Energiesicherung Deutschlands und Europas entscheidende Bedeutung.

3.3.5.3 Position der MIT

Ebenso wie die Photovoltaik trägt sich die Solarthermische Energieerzeugung noch nicht selbst. Sie ist noch auf Fördermittel angewiesen. Wegen der vielen mechanischen Komponenten ist eine ähnliche Kostendegression wie bei der PV für solarthermische Anlagen nicht erkennbar. Die Solarthermie ist jedoch in Sonderfällen heute schon wirtschaftlich. Solarthermische Anlagen haben eine zunehmend wichtige Rolle, fossile Energieträger für Heizungsanlagen zu ergänzen. Zwar liegt der Anteil an der Wärmeerzeugung heute noch bei < 1 %, allein von 2007 auf 2008 war aber ein Wachstum von 100 % zu verzeichnen.

Ebenso wie die Photovoltaik bietet die Solarthermie als dezentrale Energieform für den Mittelstand enorme Beschäftigungs- und Entwicklungsmöglichkeiten, wie z.B. für Installateure, Elektriker, Computerspezialisten oder Komponentenlieferanten. Auch bei der Solarthermie ist Deutschland technologisch und über die gesamte Wertschöpfungskette weltweit führend.

Aufgrund der hervorragenden Chancen für die Ergänzung fossiler Energieträger bei der Gebäudeheizung und für Warmwasser sollte der Ausbau und die Nutzung thermischer Solaranlagen verstärkt vorangetrieben werden. Forschungsbedarf besteht noch zur weiteren Verbesserung des Wirkungsgrades und zur Speicherung der gewonnenen Energie, um witterungs- sowie tageszeitunabhängig zu werden.

3.3.6 Geothermie

3.3.6.1 Fakten

Geothermie ist eine unerschöpfliche und von der Witterung unabhängige Energiequelle. Sie ist ganzjährig verfügbar und arbeitet frei von Gerüchen und Gasen. Es gibt keine Staub- oder Lärmentwicklung, keine langfristigen Folgelasten oder störenden Veränderungen des Landschaftsbildes. Sie ist mit herkömmlicher Technik realisierbar und eine echte Grundlastenergie.

In den letzten Jahren wurde eine Vielzahl von geothermischen Kraftwerken, vor allem in Bayern (Füssing, Erding, Birnbach, Aschheim) und in Baden-Württemberg (Baden-Baden, Bruchsal, Konstanz) in Betrieb genommen. Die deutschlandweit installierte Leistung summiert sich auf rund 100 MW. Die elektrische Leistung aller Anlagen liegt bei 6,6 MW. Die Stromerzeugung aus Geothermie stieg von 17,6 Mio. kWh im Jahr 2008 auf 18,6 Mio. kWh in 2009.

Das Potenzial ausschließlich der oberflächennahen Erdwärmenutzung beträgt bei Berücksichtigung der geeigneten Flächen jährlich rund 2.612 Mrd. kWh.

Bei der Geothermie wird unterschieden zwischen:

- den oberflächennahen geothermischen Systemen mit Temperaturen bis 25 Grad Celsius bei max. 400 m Bohrlochtiefe und
- den tiefen geothermischen Systemen mit Bohrlochtiefen von 400 m bis 5.000 m bei Temperaturen von mehr als 100 °C zur Stromerzeugung durch Dampfturbinen.

Die oberflächennahen Systeme haben ihren Siegeszug auch in 2009 mit über 54.000 neu installierten Wärmepumpenanlagen auf jetzt insgesamt 400.000 Anlagen fortgesetzt. Der BDH rechnet bis 2030 mit über 2,1 Mio. Wärmepumpenanlagen im Markt. Wärmepumpen aus Deutschland sind ein Exportschlager. So stieg z.B. der Verkauf nach Frankreich in 2009 um über 60%.

Die oberflächennahe Geothermie ist gerade für den Mittelstand ein großer Betätigungsbereich. Der Branchenumsatz lag 2009 bei zirka 1 Mrd. Euro. Das Bundesumweltministerium erwartet eine Steigerung der installierten Leistung geothermischer Kraftwerke auf 280 MW bis 2020.

Rund 170 Tiefengeothermie - Kraftwerke zur Wärmeerzeugung, mit Erdwärmesonden ab 400 m Tiefe, stehen noch am Anfang der Markteinführung. 2008 kamen 20 Anlagen mit einem Investitionsvolumen von zirka 200 Mio. Euro hinzu. Weitere 15 geothermische Heizkraftwerke sind in Planung. Bis heute sind drei Anlagen zur gleichzeitigen Stromerzeugung in Neustadt-Glewe, Landau und Unterhaching in Betrieb.

Mit einem Investitionsvolumen von 21 Mio. Euro werden in Landau 6.000 Haushalte mit Strom und 300 Haushalte mit Wärme versorgt. 70 % der Gesamtinvestitionskosten entfallen auf das Nahwärmenetz. Die Betriebskosten sind um etwa 60 % niedriger als bei vergleichbaren anderen Kraftwerken.

Bei den Tiefbohrungen, die Kosten von 1 bis 2 Mio. Euro verursachen können, kann es zu Fehlbohrungen kommen. Seit Februar 2009 können unter bestimmten Bedingungen Darlehen in Höhe von bis zu 80 % der Bohrkosten in Anspruch genommen werden. Sollte eine Nichtfündigkeit festgestellt werden, müssen ab diesem Zeitpunkt auch keine Mittel mehr zurückgezahlt werden. (Quelle: Agentur für erneuerbare Energien)

Das Risiko von negativen Folgen bei Tiefenbohrungen kann durch gründliche geologische Erkundung mittels 3D-Computer-Seismik und Geoelektrik/Magnetik auf fast Null reduziert werden (Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe).

3.3.6.2 Herausforderungen

Zurzeit wird noch jede erzeugte Kilowattstunde Strom aus Geothermie (bis 10 MW installierte Leistung) mit 16 ct/kWh bzw. 10,5 ct/kWh bei mehr als 10 MW installierter Leistung unterstützt.

Die hohen Kosten für das Erstellen der Bohrlöcher müssen durch verbesserte Technologien gesenkt werden. Außerdem muss der Fachpersonalmangel und der Mangel an verallgemeinerungsfähigen Vergleichsdaten verringert werden. Die Akzeptanz der Tiefengeothermie muss in der Bevölkerung durch weitere wissenschaftliche Studien gesteigert werden.

Die Investitionskosten sind im Verhältnis zu anderen Wärmeanlagen sehr hoch, die Betriebskosten hingegen sehr niedrig. Obwohl Anlagen bei guter Planung schon seit längerem wirtschaftlich betrieben werden können, kommt es häufig zu Ablehnungen seitens potenzieller Betreiber. Gründe hierfür sind vor allem fehlende Laufzeitgarantien mit finanziellen Absicherungen, das Bohrrisiko und die dauerhafte Leistungsfähigkeit. Obwohl diese Risiken, bezogen auf die Anzahl bereits bestehender Anlagen, verhältnismäßig gering sind, besteht bisher keine Möglichkeit der Risikoumlage. Jeder Betreiber trägt die oben genannten Risiken allein. Eine der größten Herausforderungen für eine verstärkte Nutzung der Geothermie ist die Schaffung einer Risikoumlage in Form einer Versicherung.

3.3.6.3 Position der MIT

Wir fordern

- die Förderung von Forschung und Innovationen zur Erhöhung der Effizienz,
- die Erstellung und Veröffentlichung von Kartenmaterial, um Anwendungsmöglichkeiten und Risiken für Geothermie besser einschätzen zu können und
- den verstärkten Einsatz von tiefen Erdwärmesonden nach vorgeschriebener Anwendungsprüfung für Nahwärmenetze in größeren Neubaugebieten.

3.4 Weitere Energieträger

3.4.1 Müllverbrennung

3.4.1.1 Fakten

Müllverbrennung (auch Abfallverbrennung, thermische Abfallbehandlung oder -verwertung) ist die Verbrennung von Abfall zum Zwecke der Entsorgung unter Nutzung der enthaltenen Energie. Die erste Müllverbrennungsanlage (MVA) wurde 1893 in Hamburg errichtet. Bis 2003 wurden 61 MVAs in Betrieb genommen. Weitere 15 Anlagen, vornehmlich in den Neuen Bundesländern, kamen hinzu. Heute sind gut 75 Anlagen in Betrieb.

Da heute mit wenigen Ausnahmen die im Abfall enthaltene Energie sowohl zur Umwandlung in elektrischen Strom als auch für Heizwärme (Dampf) genutzt wird, werden MVA's auch Müllheizkraftwerk (MHKW), Müllkraftwerk (MKW) oder Müllheizwerk (MHW) genannt, je nachdem ob sie ausschließlich elektrische Energie (Kraftwerk), oder Wärme (Heizwerk) oder beides (Heizkraftwerk) umsetzen. Es geht letztlich darum, Energie aus Müllverbrennungsanlagen in den Energiehaushalt und damit in den Energiemix zu integrieren.

3.4.1.2 Herausforderungen

Die Zusammensetzung des Mülls, der in der MVA verbrannt wird, ist sehr unterschiedlich. In Deutschland ist seit dem 01.06.2005 das Deponieren unvorbehandelter Abfälle verboten (TA Siedlungsabfall). Hausmüll darf erst nach seiner Verbrennung in Form von Schlacke deponiert werden. Bei der Deponierung unvorbehandelter Abfälle entstehen durch anaerobe Abbauprozesse des organischen Anteils Schadstoffe, die Grundwasser, Boden und Umgebungsluft der Deponien belasten. Thermisch behandelte Rückstände mit einem Restanteil von unter 3 % Kohlenstoff lassen sich mit geringen Problemen deponieren.

Die Problematik der Müllverbrennung liegt im Wesentlichen in der Schadstoffbehandlung, der Luftverschmutzung, der Restschlackendeponierung und in der Kapazitätsauslastung der Deponien. Müllverbrennungsanlagen haben es heute schon sehr schwer, geeignetes Material zu beschaffen.

Bei der Verbrennung des Mülls ist nicht bekannt, welche Inhaltsstoffe in welchen Mengen zu einem bestimmten Zeitpunkt verbrannt werden (sehr kritisch sind z.B. PVC, Batterien und elektronische Bauteile, Lacke etc.). Ständig variiert die Zusammensetzung des Rauchgases und der Asche. Es entstehen bei der Verbrennung neben Kohlendioxid und Wasser auch Kohlenmonoxid, Schwefeloxide, Stickoxide sowie Chlorwasserstoffsäure (Salzsäure), Fluorwasserstoff (Flusssäure) und schwermetallhaltige Stäube. Ebenfalls fallen hochtoxische Stoffe wie polychlorierte Dibenzodioxine und Dibenzofurane an.

3.4.1.3 Position der MIT

Niemand baut eine Müllverbrennungsanlage, um damit Energie zu erzeugen. MVA werden zum Zweck der Müllentsorgung gebaut, nicht zur Energieerzeugung. Energie fällt bei MVAs als „Abfallenergie“ an. Die **MIT** unterstützt, dass diese Energie genutzt wird, sofern es wirtschaftlich zu bewerkstelligen ist, z. B. als Fernwärme für nahe liegende Wohneinheiten. **Einen Anschluss- und Benutzungszwang lehnt die MIT ab.**

3.4.2 Wasserstoff

3.4.2.1 Fakten

Die Perspektive der Wasserstofftechnologie ist verlockend: Wasser wird mit Strom aus Sonne, Wind und Wasser durch den Prozess der Elektrolyse in Wasserstoff und Sauerstoff gespalten. Der Wasserstoff wird über Behälter oder Rohrleitungssysteme zum Endverbraucher gebracht. Der wiederum speist den Wasserstoff in Brennstoffzellen ein, die den Haushalt und das Auto mit Strom versorgen. (Jeremy Rifkin, Die H₂-Revolution, 2002). Diese Perspektive ist aber nur dann realistisch, wenn erneuerbare Energiequellen in großem Maßstab wettbewerbsfähig verfügbar sind. Dies wird erst in 5 - 10 Jahren der Fall sein.

Wasserstoff aus fossilen Energieträgern herzustellen, macht keinen Sinn, da man dann besser die fossilen Energieträger direkt verwertet.

Wenn Wasserstoff die fossilen Energieträger ersetzen soll, muss er mit erneuerbaren Energiequellen oder in einem CO₂-armen thermochemischen Verfahren wettbewerbsfähig hergestellt werden. Selbst wenn die Wettbewerbsfähigkeit von erneuerbaren Energieträgern gegeben ist, steht die Wasserstofftechnologie immer noch in Konkurrenz zu anderen Energieträgern, z.B. zur Batterie im Elektroauto.

3.4.2.2 Herausforderungen

Je nach technischem Zustand des Wasserstoffes bestehen unterschiedliche Risiken. Wasserstoff kann sich beim Ausströmen entzünden. Die unsichtbare Flamme ist über 2.000 °C heiß. Tiefkalter Wasserstoff separiert aus der Umgebungsluft flüssigen Sauerstoff und wirkt deswegen gefährlicher als gasförmiger Wasserstoff. Tiefkalter Wasserstoff kann zu „Kälteverbrennungen“ führen.

Die Speicherung von Wasserstoff insbesondere für mobile Anwendungen ist heute noch ein großes Problem der Wasserstofftechnologie. Üblicherweise wird der Wasserstoff entweder gasförmig bei 200 - 700 bar in Druckbehältern oder in flüssiger Form bei -253 °C in Kryostaten gespeichert. Der hohe Druck oder die niedrige Temperatur sind notwendig, um eine möglichst hohe Energiedichte zu erhalten. Eine Speicherung in Feststoffen, wie zum Beispiel Metallhydriden, befindet sich noch in der Entwicklungsphase und ist daher nicht sehr verbreitet.

Aufgrund der hohen Diffusionsrate von gasförmigem Wasserstoff durch feste Medien (Rohr- oder Behälterwandungen) ist der Transport mit größeren Verlusten verbunden. Komprimierung und Verflüssigung sind kostenintensiv. Auf langen Strecken ist der Transport von Flüssigwasserstoff (LH₂) vorteilhaft gegenüber dem gasförmigen Transport.

3.4.2.3 Position der MIT

Ob die Wasserstofftechnologie in Konkurrenz z.B. zu Wärmepumpen, Blockheizkraftwerken oder zum E-Mobil in mittlerer oder ferner Zukunft bestehen kann, ist zurzeit völlig offen. Um die Voraussetzungen für eine technologische Führerschaft auf diesem Gebiet weiter aufrecht zu erhalten, unterstützt die **MIT** eine weitere Förderung der Forschung und Entwicklungsprogramme der Wasserstofftechnologie.

4 Übergeordnete Energie-Themen

4.1 Energieeffizienz - unsere größte Energiequelle

4.1.1 Fakten

Die fossilen Energieträger, auf denen fast unsere ganze Energieversorgung basiert, sind endlich und können daher langfristig unseren Energiebedarf nicht decken. Hinzu kommt, dass diese Rohstoffe nicht nur für die Energieversorgung wichtig sind. Die erneuerbaren Energieträger liefern uns die dringend benötigte Energie. Aber sie reichen (zumindest z.Z.) noch nicht aus, unsere gesamte Energieversorgung sicherzustellen.

Der naheliegende Ausweg aus diesem Dilemma ist es, weniger Energie zu verbrauchen. Vertreter von Industrie, Wissenschaft und Verbänden bestätigen diesen Weg und weisen auf das enorme Potenzial hin, das im sparsamen Umgang mit Energie steckt. **Energieeffizienz ist die größte Energiequelle, die wir in Deutschland haben.**

Zwei grundsätzliche Wege zur Energieeffizienz sind zu unterscheiden:

- Zum einen das verhaltensbedingte Sparen von Energie,
- zum anderem die technisch bedingten Einsparmöglichkeiten, z.B. durch Erhöhung der Wirkungsgrade.
-

4.1.2 Herausforderungen

Das verhaltensbedingte Sparen ist nur durch ein deutliches Umdenken der Bevölkerung möglich. Dies wiederum setzt eine lang angelegte Überzeugungsarbeit voraus, z.B. durch Werbung, Information und Anreize. Das technisch bedingte Sparen ist aufwendiger und kann nur teilweise durch Überzeugungsarbeit erreicht werden, darüber hinaus durch steuerliche Anreize.

Weiterhin sind zwei grundsätzliche Nutzungsarten von Energie zu unterscheiden. Eine Nutzungsart ist die private und damit vorwiegend wohnwirtschaftliche. Die zweite ist die gewerbliche, d.h. Industrie, Gewerbe und Dienstleistung, und damit kommerzielle Nutzung.

4.1.3 Position der MIT

Auf dem Gebäudesektor sehen Experten ein Energiesparpotenzial von 40 % ohne Komfortverlust für den Nutzer.

Ziel muss es sein, diese Potenziale im privaten und gewerblichen Sektor zu nutzen. Damit würde der Energieverbrauch in Deutschland erheblich sinken.

Konkrete Maßnahmen, die aus unserer Sicht erforderlich sind:

- Fortsetzung der Aufklärungs- und Informationsarbeit für Privathaushalte, Industrie, Gewerbe, Dienstleistung und öffentliche Verwaltung,
- Öffentliche Verwaltungen als Vorbilder etablieren, um die Bevölkerung zu motivieren und die Staatskosten zu senken,
- Steuerliche Anreize für Unternehmen und Privatleute, z. B. durch **stärkere steuerliche Absetzbarkeit von Investitionen**, die den Energieverbrauch senken und auf einem niedrigen Niveau halten,

- Förderung des Energiespar-Contracting. Beim Energiespar-Contracting plant, realisiert und finanziert ein Contractor technische, bauliche und organisatorische Maßnahmen, die zu einer Einsparung beim Energieverbrauch und den Energiekosten führen. Der Contractor refinanziert seine Investitionen und laufenden Aufwendungen aus den eingesparten Energiekosten. Der Auftraggeber profitiert bei diesem Vergütungsmodell anteilig durch eine sofortige Haushaltsentlastung, denn zur Realisierung der Maßnahmen sind keine zusätzlichen Mittel erforderlich.
- Derzeit gibt es im Mietrecht noch gesetzliche Hemmnisse, den Mieter angemessen an der Modernisierung der Heizanlage zu beteiligen.
- Die Gesetzgebung hinsichtlich Förderung von energieeffizienten Neubauten (Passivhäuser, Einsparung bis zu 80 % der Energiekosten gegenüber heutigem Standard) ist zu überprüfen.
Eine Förderung sollte sich stets an der Höhe der Primärenergieeinsparung orientieren.

Keine derzeit auf dem Markt verfügbare Energieform kann die Lösung unserer Energiefrage so zügig voranbringen wie die Energieeffizienz. Zusätzlich schafft sie Arbeitsplätze, weil die Maßnahmen technisch und handwerklich durchgeführt werden müssen und entlastet mittel- und langfristig die Finanzen der Privathaushalte und Unternehmen.

Auch werden wir das ambitionierte und von vielen Seiten beschworene Ziel, den Anteil der erneuerbaren Energien bis zum Jahre 2020 auf 20 % zu erhöhen, nur erreichen, wenn wir den Energieverbrauch insgesamt durch Energieeinsparmaßnahmen verringern.

4.2 Fernwärme

4.2.1 Fakten

Wärmeversorgung nimmt in Deutschland und Europa eine zentrale Position bei der Energieversorgung ein. Am deutschen Endenergieverbrauch in 2007 war die gesamte Wärmeenergie, bestehend aus Prozesswärme inklusive Wasser und Raumwärme, mit 54,4 % beteiligt. Im gleichen Jahr betrug der durchschnittliche Energieverbrauch eines 2-Personenhaushaltes in Deutschland insgesamt 28.000 kWh. Davon entfielen rund 36 % auf Kraftstoffe, 11 % auf Strom und 54 % auf Wärme.

Der Anteil der Fernwärme an der Beheizung von Wohngebäuden in Deutschland beträgt etwa 23 %, wobei zu bemerken ist, dass die Fernwärmeerzeugung wesentlich auf der Nutzung von Gas und Öl basiert und somit importabhängig ist.

In absoluten Zahlen ausgedrückt, beträgt der Anschlusswert der Fernwärme in Deutschland rund 57.000 MW. In Städten über 100.000 Einwohnern beträgt der Anteil der Nah- und Fernwärmeversorgung zirka 30 %.

Fernwärme kommt überwiegend in Ballungsgebieten und Inselnetzen (neu erschlossene Wohngebiete) zur Anwendung und wird in Deutschland zu 82 % in Kraft-Wärme Kopplungsanlagen erzeugt. Reine Heizwerke stellen zirka 17 % bereit; nur 1 % stammt aus Abwärme industrieller Prozesse.

Eine zunehmende Bedeutung erlangt die Fernwärme auch im Zusammenhang mit der Nutzung der Energie aus thermischer Bearbeitung von Müll und Alternativenergie wie Biomasse, Erdwärme und Solarenergie (teilweise in Kombination).

Der volkswirtschaftliche Wert der Fernwärmenutzung ergibt sich im Wesentlichen aus der überwiegenden Erzeugung von Fernwärme mittels Koppelprozessen, deren Effizienz, bezogen auf den Brennstoffeinsatz gegenüber Einzelerzeugung von Wärme, weitaus höher ist.

Die Nutzung fester Brennstoffe zur Erzeugung von Fernwärme, im besonderen Stein- und Braunkohle, ist eine zusätzliche Möglichkeit, die Importabhängigkeit durch den derzeitigen hohen Einsatz von Heizöl und Erdgas zu reduzieren. Emissionen von Staub und anderen Schadstoffen können dabei in zentralen Feuerungsanlagen besser reduziert werden als im häuslichen Bereich.

4.2.2 Herausforderungen

Problematisch ist die mangelnde Wettbewerbssituation, die dadurch charakterisiert ist, dass die Fernwärmeerzeugung und der Wärmetransport bis zum Endverbraucher überwiegend in der Hand von kommunalen Unternehmen ist, die einen Wettbewerb nach Kräften verhindern. Diese Handhabung wird gefördert durch Kommunalvorschriften, die den Wärmemarkt einseitig regulieren und einer Monopolisierung Vorschub leisten. Dadurch sind mittelständische Wärmeversorgungsunternehmen, die sich am Markt etablieren wollen, erheblich benachteiligt, so dass hier ein Regulierungsbedarf zu Gunsten des Wettbewerbes und damit der Verbraucher besteht.

4.2.3 Position der MIT

Wir fordern:

- eine Prüfung der wettbewerbsrechtlichen Situation,
- einen Auftrag an die Bundesländer und den Bund für eine rechtliche Regelung zur Verhinderung von Wettbewerbsverzerrung, eine Regelung gegen die Verdrängung mittelständischer Unternehmen und die Wiederherstellung offener Märkte. Wir sind gegen monopolartige Strukturen in den Kommunen und den Ländern.
- Anschluss- und Benutzungszwänge lehnen wir ab.
- Ohnehin anfallende Fernwärme sollte genutzt werden.
- Es sollte nichts gebaut werden, nur um Fernwärme zu erzeugen.

4.3 Elektrischer Strom - Oligopole und Preise

4.3.1 Fakten

Im Jahre 2009 erzeugten die 876 deutschen Produzenten 596 TWh (1 Terrawattstunde = 1 Milliarde Kilowattstunden) Strom und damit 6,74 % weniger als in 2008. Der Verbrauch lag bei 582 TWh.

An der Bruttostromerzeugung waren die einzelnen Energieträger mit folgenden Anteilen beteiligt: Braunkohle 24,6 %, Kernenergie fast ein Viertel, Steinkohle 18,3 %, Erdgas 12,9 %, Windkraft 6,3 %, Biomasse 4,3 %, Wasserkraft 3,2 %, Mineralölprodukte 2,1 %, Photovoltaik 1,0 %, Müll 0,8 % und die übrigen Energieträger mit 3,9 %. Der regenerative Anteil betrug 15,6 %. Die Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe schätzt die weltweiten Reserven an konventionellen Energierohstoffen gegenwärtig auf 34.735 EJ (10^{18} Joule), was dem 90-fachen Weltenergieverbrauch des Jahres 2007 an fossilen Energiestoffen entspricht. Etwa 60 % dieser Reserven entfallen auf Stein- und Braunkohle. Bezogen auf den Verbrauch des Jahres 2007 ergibt sich laut Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie aus den vorhandenen Reserven rein rechnerisch eine Versorgungssicherheit von 42 Jahren für konventionelles Erdöl, 61 Jahren für Erdgas, 129 Jahren für Steinkohle, 296 Jahren für Braunkohle und 70 Jahren für Uran. Die gesamten Ressourcen werden auf das sechs- bis siebenfache der Reserven geschätzt.

4.3.2 Strompreise

Die Strompreise für Industriekunden spiegeln die bei Vertragsabschluss jeweils tagesaktuellen Preise des Großhandelsmarktes wider. Diese werden ergänzt durch Netzentgelte und Steuern und Abgaben. Der Preis betrug nach Angaben von Eurostat im 1. Halbjahr 2009 bei einem jährlichen Verbrauch von 20.000 bis 70.000 MWh 7,88 ct/kWh. Dazu müssen noch 1,54 ct/KWh Steuern und Abgaben addiert werden. Gesamtpreis 9,42 ct/kWh.

Ein Haushalt mittlerer Größe in Deutschland verbraucht jährlich etwa 3,5 MWh und bezahlte dafür laut Eurostat im 1. Halbjahr 2009 14,01 ct/kWh an den Stromlieferanten. Dazu kommen 8,81 ct/kWh Abgaben und Steuern. Gesamtpreis 22,82 ct/kWh.

Die Strompreise in Europa unterscheiden sich erheblich. Bei den Haushaltskunden ist Spitzenreiter von 26 Ländern Dänemark mit 26,94 Ct/kWh gefolgt von Deutschland mit 22,82 Ct/kWh. Damit liegt Deutschland um 7,48 Ct/kWh über dem Durchschnittspreis von 26 Ländern in Europa. Die günstigsten Stromkosten hat Bulgarien mit 8,23 Ct/KWh.

4.3.3 Erzeugerkosten

Die Gestehungskosten ab Kraftwerk betragen in Deutschland:

- bei Kernkraft 2,65 ct/kWh
- bei Braunkohle 2,40 ct/kWh
- bei Steinkohle 3,35 ct/kWh
- Erdgas GUD 4,90 ct/kWh

Die Zahlen sind teilweise nur dürftig belegt und es fehlen deren Berechnungsgrundlagen. So hat beispielsweise ein altes Kraftwerk, welches seine Kapitalkosten bereits amortisiert hat, wesentlich tiefere Stromerzeugungskosten als ein neues Kraftwerk. Zudem sind die Erzeugungskosten auch abhängig davon, ob externe Kosten wie Rückbau- und Entsorgungskosten einberechnet werden.

Für die regenerativen Energieträger sind nicht die tatsächlichen Erzeugerkosten angegeben, sondern die zur Zeit noch gültigen Maximaleinspeisungsvergütungen. Diese werden von Jahr zu Jahr stufenweise reduziert, um den technologischen Fortschritt abzubilden. Sie betragen im Einzelnen bei:

- Wasserkraft (ab 5 MW) 3,50 - 7,25 ct/kWh
- Windkraft an Land 5,02 - 9,20 ct/kWh
- Windkraft Offshore 5,50 - 9,20 ct/kWh
- Geothermie 10,50 - 16,00 ct/kWh
- Photovoltaik 31,00 - 43,01 ct/kWh

Der Strompreis bildet sich am Großhandelsmarkt mit der Strombörse EEX/EPEX in Leipzig und Paris als dem Markt, der das wesentliche Preissignal gibt. Der Stromhandel vollzieht sich im Wesentlichen auf drei Märkten. (Spekulant haben dort ein leichtes Spiel.)

1. Es gibt **Termingeschäfte** an der Börse, die für Stromlieferungen in der Zukunft abgeschlossen werden, in der Regel für ein oder zwei Jahre im Voraus. Das Volumen der Termingeschäfte an der Strombörse übersteigt das des gesamten Stromverbrauchs Deutschlands, denn oft wird der gleiche Strom gleich mehrfach gehandelt. Im Jahr 2009 lag das Volumen bei 994 TWh (davon allerdings 740 als OTC-Clearing).

2. Im so genannten **Spotmarkt** wurden 2009 136 TWh, d.h. zirka 23 % des deutschen Stromverbrauchs, gehandelt. Angebot und Nachfrage legen auf diesem Markt die Strompreise für jede Stunde des nächsten Tages fest.
3. Darüber hinaus gibt es einen außerbörslichen Stromhandel, den so genannten **OTC-Markt (over the counter)**. Hier findet der größte Teil der Handelsaktivitäten im deutschen Strommarkt statt. Dort wird noch einmal ein Vielfaches der Menge des tatsächlichen Stromverbrauchs Deutschlands gehandelt.

Die Transparenz und Anonymität der Strombörse mit ihrer staatlichen Aufsicht verleihen den Börsenpreisen den Anschein der Überparteilichkeit. Die Theorie, dass der Börsenpreis jeweils die Grenzkosten der Erzeugung widerspiegelt, untermauert diesen Anspruch. Allerdings muss dieses Bild vor allem auf der Grundlage der Anfälligkeit des Preisbildungsmechanismus sowie der bestehenden Marktmacht im deutschen Stromerzeugungsmarkt immer wieder in Frage gestellt werden. Der Mechanismus der Preisbildung auf dem Stromgroßhandelsmarkt hat sich mit der Liberalisierung des Strommarktes grundlegend gewandelt. Während in der Zeit vor der Liberalisierung die Preisbildung auf den Durchschnittskosten der Erzeugung basierte, ist mit der Etablierung der Strombörse nach und nach eine vollständige Preisbildung auf Grundlage der Grenzkosten der Erzeugung erfolgt. Da Strom nur in geringem Maße speicherbar ist, muss sich das Angebot und die Nachfrage nach Strom stets die Waage halten.

Die Stromanbieter erhalten, beginnend mit dem niedrigsten Preis, von der Börse einen Zuschlag, bis die prognostizierte Nachfrage gedeckt ist (Merit-Order-Prinzip). Das letzte Gebot, das noch einen Zuschlag erhält, bestimmt den Strompreis, der dann für alle zustande gekommenen Lieferverträge gilt. Der Preis für Strom wird also durch das jeweils teuerste Kraftwerk bestimmt, das benötigt wird, um die Stromnachfrage zu decken.

Die vier großen Stromkonzerne, E.ON, RWE, Vattenfall und EnBW verfügen über mehr als Zweidrittel der deutschen Stromerzeugungskapazität und besitzen damit eine große Marktmacht. Das gibt ihnen die Möglichkeit, über Steuerung von Angebot und Nachfrage die Preisfindung zu beeinflussen. Die steigenden Gewinne der Großkonzerne scheinen diese Vermutung zu bestätigen.

Nach einer aktuellen Pressemeldung des Bundes der Energieverbraucher e.V. ist Strom um mindestens 1,4 ct/kWh zu teuer. Dadurch entstehen bei den Versorgern Zusatzgewinne von über 5 Mrd. Euro jährlich. Der Strompreis in Deutschland hat sich weitgehend gelöst von den Brennstoffkosten. Den 2009 stark gefallen Brennstoffkosten stehen erheblich gestiegene Strompreise gegenüber.

Kevin Canty hat 2009 eine Studie für das Bundesministerium für Umwelt Naturschutz und Reaktorsicherheit erstellt mit der Überschrift „**Faire Strompreise, Grundlagen und Handlungsbedarf**“. Er vertritt die Auffassung, dass für den Anstieg der Strompreise neben der Einpreisung der CO₂-Zertifikate

- der grenzkostenbasierte Preismechanismus,
- steigende Anlagenkosten für Neubaukraftwerke und
- die Marktmacht, zum Beispiel durch Kapazitätszurückhaltung der großen Stromerzeuger

verantwortlich sind.

Bei der Kapazitätszurückhaltung ist zu unterscheiden zwischen der physischen (tatsächlichen) und der ökonomischen Kapazitätszurückhaltung.

- Bei der **physischen Kapazitätszurückhaltung** bringt ein marktmächtiger Erzeuger einen Teil seiner Erzeugerkapazität nicht an den Markt, um über eine Verknappung des Angebotes eine Steigerung des zu erzielenden Preises zu erreichen. Profitabel ist ein solches Verhalten immer dann, wenn der zusätzliche Erlös aus der realisierten Preissteigerung den entgangenen Erlös infolge der zurückgehaltenen Erzeugung übersteigt.

- Bei der **ökonomischen Kapazitätszurückhaltung** hingegen kommt es nicht direkt zu einem Entzug von Erzeugerkapazitäten, sondern zu einem Angebot von Erzeugerkapazitäten zu Preisen, die über den Grenzkosten liegen. Geschieht eine solche ökonomische Kapazitätszurückhaltung im Bereich des Schnittpunktes von Angebot- und Nachfragekurve, so kann dadurch der Markträumungspreis an der Börse über das wettbewerbliche Niveau hinaus angehoben werden.

Konkrete Hinweise auf eine Kapazitätszurückhaltung wurden erstmals im November 2007 durch einen Artikel in der Wochenzeitschrift „**Der Spiegel**“ bekannt, der eine Auswertung des Bundeskartellamtes zu den Hausdurchsuchungen im Mai 2006 u. a. bei E.ON publik machte. Den sichergestellten Unterlagen sei, so der Artikel, zu entnehmen, dass E.ON den wirtschaftlichen Nutzen im Einzelnen kalkuliert (und niedergeschrieben) hatte und überdies offenbar aktiv eine Beeinflussung des Börsenpreises betrieben habe.

Die Studie von **Kevin Canty** legt weiter dar, dass das bestehende Aufsichtsdefizit über den börslichen und außerbörslichen Stromhandel gravierend sei. So gibt es im Gegensatz zu den Wertpapiermärkten für den Stromspotmarkt keinerlei Verbotsvorschriften in Bezug auf Insiderhandel. Ebenso fehlen noch jegliche Ad-hoc-Publizitätspflichten für kursrelevante Informationen (z.B. ungeplante Kraftwerksausfälle).

4.3.4 Position der MIT

- Das mögliche Manipulieren des Preises im Stromgroßhandelsmarkt durch die Maßnahmen der Oligopolisten muss unterbunden werden.
- Insiderhandel muss gesetzlich verboten werden. Die Aufsicht über börsliche und außerbörsliche Geschäfte muss verbessert werden.
- Übertragungsnetze und Energieerzeugung müssen grundsätzlich getrennt werden.
- Die Bundesnetzagentur muss auch weiterhin die Höhe der Netznutzungsgebühren überwachen. Bei Ahndung von im Netzbereich festgestellten überhöhten Kosten darf es keine faulen Kompromisse mehr geben, wie das bei der kürzlich angekündigten Rückforderung von 1,5 Mrd. Euro wegen entsprechender Verstöße der Fall war.
- Dem Bundeskartellamt müssen mehr Kompetenzen zur Überprüfung der Preise eingeräumt werden.
- Die Preisfindung auf Basis der „Grenzkosten“ muss überprüft werden. Hierbei ist der zurzeit noch kostentreibende Teil der regenerativen Energien besonders zu beachten.

4.4 Energieübertragung, -speicherung und -verteilung für erneuerbare Energien

4.4.1 Fakten

Solar- und Windenergie stehen wegen des Sonnenzyklus und wetterbedingt nur unregelmäßig zur Verfügung. Dieser Nachteil kann zum Teil überwunden werden durch

- Verbundnetze und Hochspannungs-Gleichstromübertragung bei der Energieverteilung,
- durch Energiespeicherung und
- durch sogenannte intelligente Netze.

Hierbei sind noch einige technologische Herausforderungen zu bewältigen. Vor allem besteht ein großer Investitionsbedarf im Infrastrukturbereich. Die Vergleichmäßigung des Stromangebots aus Sonne- und Windenergie ist die Voraussetzung dafür, dass in großem Maßstab die grundlastfähigen Energieträger auf Basis Kernkraft, Kohle, Erdöl oder Gas ersetzt werden können.

Der Erfolg der aktuell diskutierten Projekte **Desertec** und die Verschaltung von Offshore-Windkraftwerken in der Nordsee hängen wesentlich von den Fortschritten bei der Übertragung, der Speicherung und der Verteilung ab.

4.4.2 Energieübertragung

Um Windenergie aus Offshore-Windparks in der Nordsee und aus Solarkraftwerken in der Sahara über weite Strecken gleichmäßig in Europa zu verteilen, sind die heute üblichen Wechselstromnetze ungeeignet. Sie verursachen zu große Verluste, insbesondere bei der Unterwasserübertragung. Gleichstromnetze verlangen zwar höhere Investitionen, sind aber wesentlich verlustärmer. So sind Gleichstromnetze oberirdisch im Allgemeinen bereits nach 600 km und unter Wasser bereits nach 100 km wirtschaftlicher als Wechselstromnetze. Zahlreiche Projekte auf Gleichstrombasis sind bereits im Bau und im Betrieb. Die Technologie ist weitestgehend beherrscht, kann aber noch verlustärmer gemacht werden.

Um z.B. Windenergie gleichmäßiger verfügbar zu machen, hilft die Verschaltung verschiedener Windparks über weite Strecken. Je mehr Quellen miteinander verschaltet werden, umso gleichmäßiger ist der Gesamtstrom. So ist schon seit längerem ein Verbundnetz für Offshore-Windkraftwerke in der Nordsee in der Diskussion. Dem Solarprojekt **Desertec** liegt ein solches Konzept zugrunde. Eine weitere Dimension eröffnet sich, wenn man Solar-, Wind- und konventionelle Netze miteinander verbindet und durch intelligente Systeme beim Verbraucher (siehe auch 4.4.4 Energieverteilung, intelligente Netzstrukturen) weiter optimiert.

4.4.3 Energiespeicherung

Möglichkeiten der Speicherung sind Pumpspeicherkraftwerke oder Druckluftspeicher. Diese Art der Speicherung erfordert gewaltige Investitionen. Für die erneuerbaren Energien erscheinen dezentrale Speicher sinnvoller. Sobald Elektro- oder wasserstoffbetriebene Automobile am Markt sind, sollen Batterien und Wasserstofftanks dann beladen werden, wenn Strom aus erneuerbarer Energie im Überschuss zur Verfügung steht. Dezentrale Stromspeicherkonzepte lassen sich hervorragend mit der „intelligenten“ Verteilung und Nutzung kombinieren.

4.4.4 Energieverteilung, intelligente Netzstrukturen

Es gibt zwei Wege, um das schwankende Angebot an solarem Strom oder an Strom aus Wind gleichmäßiger zu machen:

- **Smart grids** - durch Intelligenz im Netz und durch Zuschaltung dynamischer Stromquellen im Falle von Stromdellen (z.B. Strom aus Biogas oder Blockheizkraftwerken),
- **Smart metering** - durch intelligente Mess- und Steuerungstechnik auf Verbraucherebene. Hierbei wird der Verbrauch so gesteuert, dass das verfügbare Angebot aus erneuerbaren Energien optimal genutzt wird.

Wenn beispielsweise ein Windenergiepark in der Nordsee bei Volllast läuft, so wird diese Information über Internet an den Verbraucher weitergemeldet, damit dieser tageszeitunabhängig z.B. die Waschmaschine oder später die Batterie für das Elektroauto aufschaltet. Der Verbraucher kann sich dem Angebot entweder freiwillig anpassen oder anreizgesteuert, indem der Stromtarif nach Verfügbarkeit gestaffelt wird.

Vom Ausbau dezentraler Strukturen und intelligenter Stromverteilung profitieren nicht nur die erneuerbaren Energien. Auch andere dezentrale Energielieferanten, wie z.B. Blockheizkraftwerke oder die Aufladung von Elektroautos können in diese Struktur eingebunden werden und zu einer Vergleichmäßigung von Stromangebot und -nachfrage beitragen.

4.4.5 Herausforderungen

Die oben beschriebenen Technologien stehen zur Verfügung, jedoch gibt es noch große Herausforderungen zu bewältigen, um Batterien für das Elektroauto und Tanks für Wasserstoffautos günstiger zu machen. Auf Seiten der Informationstechnik werden keine entscheidenden technologischen Probleme gesehen. Allerdings besteht auf allen Gebieten noch ein gewaltiger Investitionsbedarf bei der Übertragung (z. B. neue Gleichstromleitungen), der Speicherung (z. B. Batterien für Elektroautos) und bei den intelligenten Netzen (z.B. intelligente Stromzähler).

4.4.6 Position der MIT

Der Mittelstand unterstützt den Ausbau erneuerbarer Energien aus Gründen der Begrenztheit fossiler Energieträger, aus Gründen der Unabhängigkeit von Förderländern und aus umweltpolitischen Gründen. Der Mittelstand vertritt die Meinung, dass der oben beschriebene Ausbau der Infrastruktur unumgänglich ist, um den erneuerbaren Energien zum Durchbruch zu verhelfen und diese schneller in die Wirtschaftlichkeit zu führen. Entscheidungen bei Investitionen sollen sich am technisch Machbaren und an den Kriterien der Wirtschaftlichkeit orientieren. Es sollen nur solche Lösungen gefördert werden, die Aussicht haben, innerhalb eines überschaubaren Zeitraums in die Wirtschaftlichkeit überführt werden zu können.

Das Gebiet der Energieübertragung, der Speicherung und der intelligenten Netze bietet für den Mittelstand besonders in Deutschland ein gewaltiges Aufgabenfeld. Auf vielen technologischen Gebieten ist Deutschland führend. Angesichts der Vorrangstellung Deutschlands bei den erneuerbaren Energien kann der Mittelstand das Beschäftigungspotenzial, die technologische Führung und die Position im internationalen Wettbewerb ausbauen.

4.5 Zertifikatehandel

4.5.1 Fakten

Der Zertifikatehandel ist das zentrale Instrument, um die anspruchsvollen Klimaschutzziele Deutschlands bzw. der EU zu erreichen. Der Stromsektor und energieintensive Industrien sind direkt von diesem Instrument erfasst. Sie haben ein gemeinsames, immer weiter schrumpfendes Emissionsbudget, das sie mit Hilfe von CO₂-Minderungsmaßnahmen einhalten müssen. Aus ökologischer Sicht ist der Zertifikatehandel besonders effektiv, da die Zielerreichung durch die Definition einer Emissions-Höchstgrenze exakt gesetzt werden kann. Der Zertifikatehandel soll dabei unter Nutzung marktwirtschaftlicher Prozesse besonders kostengünstige Lösungen für die Reduzierung von Emissionen auslösen. Das ist aus ökonomischer Sicht grundsätzlich auch möglich, denn anders als mit z.B. dem industriepolitisch geprägten EEG gibt die zentrale Instanz der Politik hierbei nicht vor zu wissen, welche

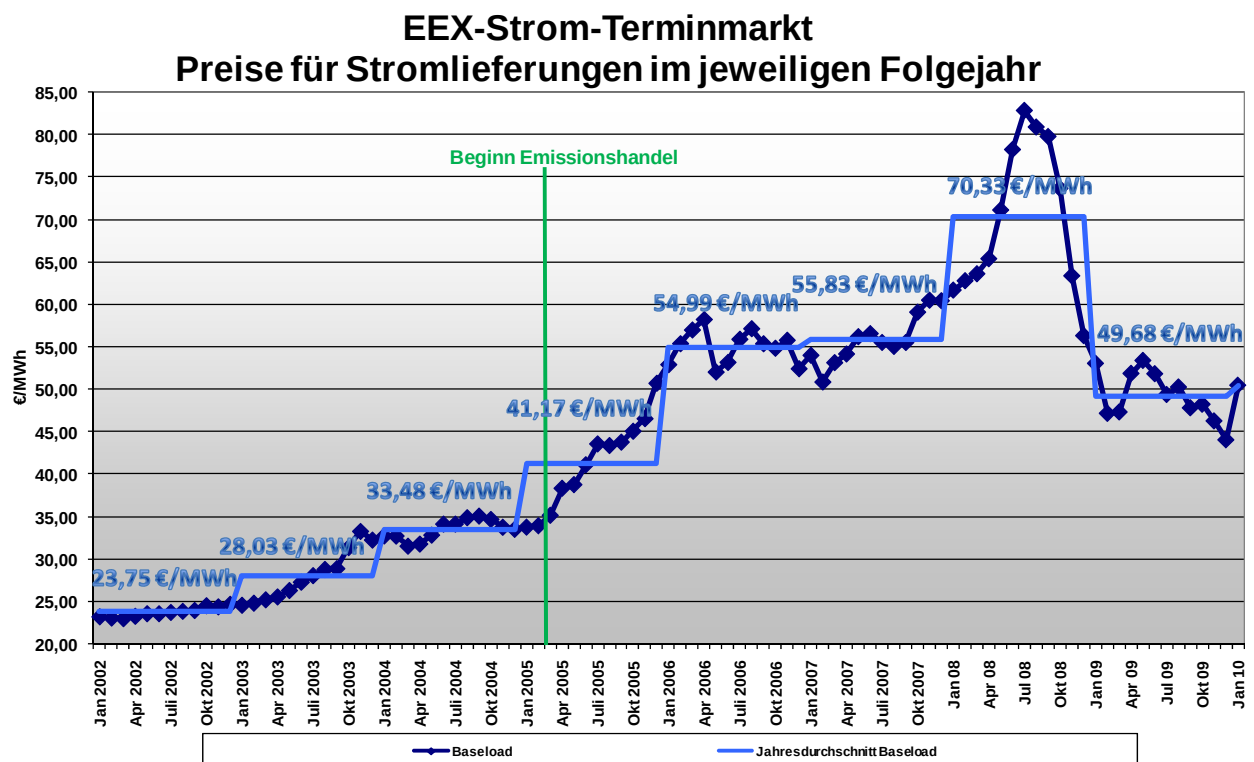
Technologie am geeignetsten ist, sondern überlässt die Auswahl dem Markt auf der Grundlage von Preissignalen, die durch das Verhältnis von Angebot und Nachfrage nach Zertifikaten gesetzt werden.

Das heißt aber nicht, dass der Zertifikatehandel ein wirkliches Marktinstrument ist. Denn letztlich ist es der Staat, der die wesentlichen Parameter für diese Preissetzung und die Kostenwirkungen auf die direkt beteiligten Unternehmen und letztlich auch auf alle anderen Verbraucher setzt. Die wichtigen Parameter sind dabei vor allem die Festlegung der Reduktionsziele sowie die Zuteilungsart.

Der Mittelstand ist vom Zertifikatehandel sowohl direkt als auch indirekt stark betroffen.

Direkt: Knapp die Hälfte der in Deutschland am Zertifikatehandel beteiligten Unternehmen haben weniger als 250 Mitarbeiter. 14 % weisen sogar weniger als 50 Mitarbeiter auf (KfW/ZEW CO₂ Barometer 2009). Unternehmen, die dem Zertifikatehandel unterworfen sind, müssen die CO₂-Emissionen bis 2020 im Vergleich zum Basisjahr 2005 um 21 % reduzieren. Für alle anderen Bereiche (Gewerbe, Haushalte, Verkehr etc.) gilt demgegenüber „nur“ ein Minderungsziel von minus 14 %. Die Kosten für Investitionen in Vermeidungsmaßnahmen oder für den Zukauf von Zertifikaten sind deshalb für die Unternehmen im Emissionshandel beachtlich. Darüber hinaus sind auch die Transaktionskosten für die Administration des Systems (z.B. Monitoring, Handel etc.) nicht zu vernachlässigen und haben gerade für kleinere Akteure besonderes Gewicht.

Indirekt: Seit Beginn des Zertifikatehandels im Jahr 2005 hat er eine **sehr stark preissteigernde Wirkung im Strommarkt**. Da im Strommarkt der Preiswettbewerb mit Konkurrenten, die nicht vom Zertifikatehandel betroffen sind, nicht existiert und zudem insgesamt eine sehr stark durch ein Oligopol und durch Marktmacht geprägte Struktur vorherrscht, konnten die sogenannten Opportunitätskosten für die den Kraftwerksbetreibern unentgeltlich ausgeteilten Zertifikate in Gänze eingepreist und an die Verbraucher weitergegeben werden. Hohen Kosten auf Seiten der Verbraucher standen Mitnahmeeffekte bei den Stromerzeugern in Milliardenhöhe gegenüber. Diese betrugen allein im Jahr 2005 zirka 5 Mrd. Euro.



Im Jahr 2009 lag der Preiseffekt, den auch die Verbraucher aus dem Mittelstand zu tragen hatten, bei zirka 17 €/MWh (Anteil im Strompreis am Großhandelsmarkt für eine Grundlastlieferung von insgesamt 70 €/MWh). Mit der Entscheidung der Politik zur vollen Ersteigerungspflicht der Stromerzeuger in der dritten Handelsperiode, d.h. ab 2013, wird der starke Strompreiseffekt des Emissionshandels weiter zunehmen. Es ist mehr als zu befürchten, dass die Versteigerungskosten bei den Stromerzeugern nur durchlaufende Posten sein und letztlich als Zusatzbelastung bei den Stromverbrauchern ankommen werden. **Für den Verbraucher wäre die politische Versteigerungsentscheidung letztlich gleichzusetzen mit der Einführung einer neuen CO₂-Steuer auf den Stromverbrauch.** Auf jeden Fall zeigen auch heute schon die Preise für Stromlieferungen in den Kalenderjahren der 3. Handelsperiode eine deutliche Absetzbewegung nach oben im Vergleich zu den davorliegenden Jahren.

Die Gründe dafür können einerseits in der Margensicherung der Erzeuger sowie in den deutlich schlechteren Investitionsbedingungen für neue Kraftwerke durch den Zertifikatehandel ab 2013 gesehen werden. Beide Effekte gehen voll zu Lasten der Stromverbraucher.

4.5.2 Herausforderungen

Die Regeln für die Versteigerung sind bereits politisch festgeschrieben und werden ihre **negativen Kostenwirkungen auf alle Stromverbraucher** ausüben. Für die Industrie im Zertifikatehandel ist dagegen eine teilweise oder vollständige Befreiung von dieser kostenintensiven Zuteilungsmethode vorgesehen. Diese Ausnahmeregelungen wurden politisch beschlossen, um das sogenannte „Carbon Leakage“ zu verhindern, d.h. Verlagerungen von Produktionen und damit auch von CO₂-Emissionen in Länder außerhalb der EU als Folge der Kostenbelastungen und damit Wettbewerbsverlusten von EU-Unternehmen. Konsequenz solcher Verlagerungen wären erhebliche Arbeitsplatz- und Wohlstandsverluste auf Seiten der EU einerseits und ein Mehr an Emissionen in der globalen CO₂-Bilanz andererseits. Eine durchgängige Negativbilanz für das europäische Klimaschutzinstrument!

Gerade mit Blick auf die entmutigenden Ergebnisse des Klimagipfels in Kopenhagen im Dezember 2009 muss sich die EU darauf einstellen, den Zertifikatehandel und ihre anspruchsvolle Klimaschutzpolitik weiterhin in einer einsamen Vorreiterrolle zu betreiben. Mehr denn je ist es deshalb geboten, den Zertifikatehandel so kostengünstig wie möglich zu gestalten. Ohne damit das anspruchsvolle Minderungsziel antasten zu müssen, muss deshalb zumindest der Versteigerungsanteil (= Kosten für noch erlaubte Zertifikate) so niedrig wie möglich gehalten werden. Die Zuteilung nach Benchmarks für die beteiligten Industrieunternehmen muss die zulässigen Mengen möglichst vollständig ausschöpfen. Damit können auch die beteiligten Unternehmen des Mittelstandes zumindest ihre direkte Kostenlast aus dem Emissionshandel eindämmen.

Die Strompreiseffekte, d.h. die Weitergabe von Versteigerungskosten der Stromerzeuger über den Strompreis, müssen auch für mittelständische stromintensive Unternehmen, die im internationalen Wettbewerb stehen, finanziell ausgeglichen werden. Diese finanzielle Kompensation ist neben der Befreiung von der Versteigerungspflicht der zweite, ebenso wichtige Baustein, um den Carbon-Leakage-Effekt des isoliert betriebenen Zertifikatehandels in der EU wirkungsvoll zu vermeiden.

Neben den Problemen, die das international unkoordinierte Vorgehen mit sich bringt, gibt es auch national offene Koordinierungsprobleme. Die klimapolitischen Ziele werden national mit zwei Instrumenten verfolgt: dem **EEG** und dem **Zertifikatehandel**. Da aber im Zertifikatehandel die Höchstgrenze der Emissionen vorgegeben ist, können vom EEG keine weiteren Reduktionen ausgehen. Mit dem **unkoordinierten Nebeneinander** beider Instrumente wird der Energieverbraucher mit Kosten belastet, ohne dass eine zusätzliche Wirkung erzielt werden kann.

4.5.3 Position der MIT

- Der Staat wird durch die eingeführte Versteigerungspflicht erhebliche **Mittel** einnehmen. Diese **müssen in vollem Umfang an die Verbraucher zurückfließen**. Bestehende Doppelbelastungen im Bereich Klimaschutz müssen dabei konsequent abgebaut werden, um die hohe Abgabenlast von Verbrauchern und Unternehmen zu verringern.
- Das Zusammenspiel der Instrumente gehört auf den Prüfstand. Die Förderung der Forschung und Innovation muss das Hauptinstrument der staatlichen Förderung sein.
- **Der Zertifikatehandel ist ein Instrument, das letztlich nur im globalen Konzert wirklich sinnvoll wird.** Sollte deshalb in den kommenden internationalen Verhandlungen die internationale Staatengemeinschaft deutlich signalisieren, diesen Weg nicht gehen zu wollen, ist die EU und Deutschland dringend aufgerufen, ihren Weg mit diesem zentralen Instrument im Mittelpunkt ebenfalls hinsichtlich seiner Wirksamkeit für globale Erfolge und EU-weite Belastungen auf den Prüfstand zu stellen.

5 Nachwort zum Thema Klimaschutz

Der **Bundesfachausschuss Umwelt-, Natur- und Klimaschutz der CDU** arbeitete in der vorletzten Legislaturperiode an einem Grundsatzpapier, das wegen der vorgezogenen Neuwahlen 2005 zum Deutschen Bundestag nicht mehr verabschiedet wurde. Der Bundesfachausschuss geht im alten Entwurf von folgenden Annahmen aus:

- In den Jahren 1994-2003 ereigneten sich beinahe dreimal so viele extreme Wetterereignisse wie in den 60er Jahren.
- Die Durchschnittstemperatur der Erde ist allein seit 1900 bereits um 0,6 °C angestiegen, in Deutschland waren es sogar 0,9 °C. Der Temperaturanstieg der letzten 140 Jahre übersteigt die natürliche interne Variabilität der Temperatur deutlich.
- Für die kommenden 100 Jahre rechnen Wissenschaftler mit einem weiteren Temperaturanstieg zwischen 1,4 und 5,8 °C weltweit und um 2,0-6,3 °C in Europa.
- Aufgrund des Klimawandels ist zu erwarten, dass der Meeresspiegel bis 2100 um 10-90 cm steigen könnte.
- In den letzten 30 Jahren hat die Eisfläche der Arktis um 15-20 % abgenommen.
- Die CO₂ Konzentration ist seit 1750, also seit dem Beginn der Industrialisierung, um 31 % angestiegen. Damit liegt die gegenwärtige CO₂ Konzentration höher als jemals zuvor innerhalb der letzten 450.000 Jahre.

Um diese Entwicklung des Klimas aufzuhalten, müssten nach Ansicht des CDU-Bundesfachausschusses Klimavorsorge und Ressourcenschonung vorangetrieben werden. Folgen des Klimawandels seien unter anderem extreme Wetterereignisse und die Ausbreitung von Wüsten, Dürren und Wassermangel. Die ökonomischen Schäden in Folge von extremen Wetterereignissen seien in den letzten 3 Jahrzehnten um den Faktor 15 gestiegen.

Die **MIT** ist bei der Frage der Ursachen des Klimawandels geteilter Auffassung. Es gibt Befürworter der These, dass der Klimawandel von Menschenhand verursacht ist. Es gibt aber mehrheitlich Befürworter der These, dass die oben genannten Annahmen umstritten sind:

- Klimawandel gibt es seit Bestehen der Erde, sonst könnten Flora und Fauna auf unserem Planeten nicht existieren. Nicht die Zahl der extremen Wetterereignisse hat sich erhöht, sondern lediglich ihre Berichterstattung darüber. Es hat früher schon Wetterkatastrophen in gleicher Anzahl und in mindestens gleichem Ausmaß gegeben.
- Die Durchschnittstemperaturen auf unserer Welt haben sich nicht erhöht. Im Gegenteil, sie sind an einigen Stellen sogar gesunken. Alle bisherigen Prognosen über ein Ansteigen der Durchschnittstemperatur haben sich nicht bewahrheitet.
- CO₂ ist ein natürlich vorkommendes Gas, das die Pflanzen zum Wachsen brauchen. 96 % des auf der Welt erzeugten CO₂ werden von der Natur selbst produziert. Nur 4 % sind anthropogen, also von Menschenhand hervorgerufen. Sind wir wirklich in der Lage, mit diesen 4 % das Weltklima zu beeinflussen?
- Dass die ökonomischen Schäden angeblich um den Faktor 15 gestiegen seien, wird mit Zahlen der Münchner Rückversicherung belegt. Andererseits steht aber fest, dass früher wesentlich weniger technische Anlagen existierten und somit auch wesentlich weniger zerstört werden konnte. Heute ist aufgrund der Technologisierung ein wesentlich höheres Volumen versichert. Dann muss naturgemäß auch die Anzahl der Schadensregulierungen größer sein.

Unabhängig von der Positionierung zur Frage der Ursache des Klimawandels kommt die **MIT** zu ähnlichen Schlussfolgerungen wie die Klimaschützer, nämlich über den Ansatz der Energieeffizienz und Ressourcenschonung, z.B. durch Programme zur Einsparung von Heizkosten in Gebäuden oder zur Verbesserung des Wirkungsgrades von Kraftwerken. Wir wissen, dass die fossilen Energien endlich sind. Der beste Umweltschutz wird dann betrieben, wenn Öl, Gas und Kohle gar nicht erst verbrannt werden. Jeder Kubikmeter Erdgas und jeder Liter Öl, der nicht verbrannt wird, entlastet die Umwelt. Deswegen sollten wir viel mehr Geld investieren für die

- Erforschung neuer Technologien zur Effizienzsteigerung und Ressourcenschonung,
- Grundlagen- und Anwendungsforschung als Voraussetzung für die Entwicklung von Zukunftstechnologien zur Energiegewinnung sowie
- Forschung und Entwicklung erneuerbarer Energien.

Der **MIT** kommt es auf die Reduzierung des Primärenergieverbrauchs an. Programme, die allein auf CO₂ Reduzierung abzielen, entstammen meist dem ideologischen Zeitgeist und sind oft nicht der effizienteste Weg, sowohl was die Schonung der fossilen Energien als auch die Wirkung für den Klimaschutz betrifft.

Fazit:

Die MIT will Umweltschutz durch Energieeffizienz und Ressourcenschonung bei gleichzeitiger Förderung der Forschung und Entwicklung erneuerbarer Energien und Unterstützung der Weiterentwicklung von Zukunftsenergien.

**Ausarbeitung durch die
MIT-Kommission Energie und Umwelt**

Vorsitzender und Ansprechpartner
Dieter Bischoff
e-mail: bischoff@mittelstand-deutschland.de

Herausgeber:
MIT-Bundesgeschäftsstelle
Charitéstraße 5 • 10117 Berlin
Telefon: 030 / 220798-0
Telefax: 030 / 220798-22
e-mail: office@mittelstand-deutschland.de