

Verheizt?

Heizöl im deutschen Wärmemarkt

Preisrisiken und Alternativen

Kurzstudie
im Auftrag der Bundestagsfraktion
Bündnis 90/Die Grünen

Autor:
Dr. Steffen Bukold

EnergyComment
Hamburg 2013

Inhaltsverzeichnis

0. Zusammenfassung und Schlussfolgerungen	3
1. Einleitung	5
2. Der Wärmemarkt	6
2.1 Raumwärme in deutschen Haushalten	6
2.2 Erneuerbare Energien im Wärmesektor	11
2.3 Heizöl im Raumwärmemarkt	12
3. Preisrisiken im Heizölmarkt	16
3.1 Ölpreise bis 2012	16
3.2 Ist-Vergleich der Heizkosten	18
3.3 Preisprognose für Heizöl	20
3.4 Argumente für weiter steigende Ölpreise	22
3.5 Zwischenfazit	30
3.6 Preisprognose für Heizöl	32
4. Heizöl in der Bewertungsmatrix	33

0. Zusammenfassung und Schlussfolgerungen

Heizöl als Preisfalle für 12 Millionen deutsche Haushalte

Die Energiewende in Deutschland findet in drei Sektoren statt: Strom, Wärme und Kraftstoffe. Die politische Diskussion konzentriert sich zur Zeit auf die Strompreisdebatte und übersieht dabei die weitaus höheren Preisrisiken fossiler Energieträger für Heizungen und Kraftstoffe.

Das gilt in besonderem Maße für Erdöl, denn die Rohölpreise haben sich in den letzten zehn Jahren verfünffacht und befinden sich auch weiterhin in einem steilen Aufwärtstrend. Dadurch ist Heizöl zur Preisfalle für 12 Millionen deutsche Haushalte geworden: Die Heizölpreise stiegen in den letzten 10 Jahren um 153%. 2012 war das teuerste Heizöljahr der Geschichte.

Heizöl kommt insbesondere in schlecht gedämmten Wohnungen und älteren Einfamilienhäusern zum Einsatz. Die Brenner sind oftmals veraltet und wenig effizient.

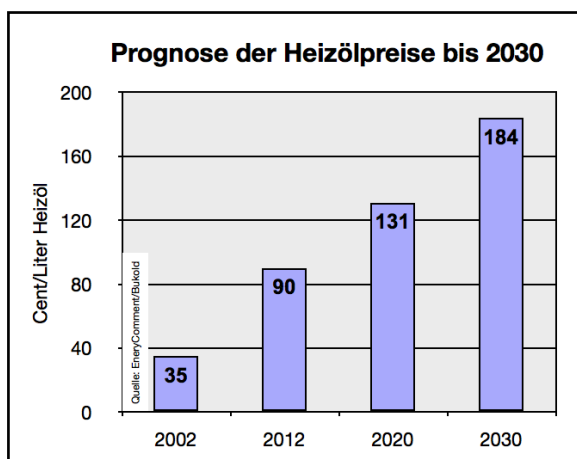
Dadurch wird Heizöl nicht nur zu einer klimapolitischen Herausforderung, sondern auch zu einem drängenden sozialpolitischen Problem, denn einkommensschwächere Familien und ältere Menschen sind besonders häufig betroffen. Als Mieter haben sie kaum Einfluss auf eine Jahr für Jahr steigende Heizölrechnung.

Die Risiken und Belastungen verschärfen sich weiter

Politik und Wirtschaftsforschung haben den Anstieg der Ölpreise bislang häufig unterschätzt oder sogar ignoriert. Dabei ist es aus vielen Gründen weitaus plausibler, mit einem weiteren Anstieg der Ölpreise zu rechnen als mit einer Seitwärtsbewegung oder gar einem dauerhaften Preisrückgang (vgl. Kap. 3.4). Erschwerend kommt hinzu, dass die Einflussmöglichkeiten der nationalen Politik in den letzten Jahrzehnten geschrumpft sind, da der Energiemix einseitig auf zunächst preiswerte und leicht verfügbare, zunehmend aber knappe und teure Energieimporte ausgerichtet wurde.

Die staatliche Energie-, Verkehrs- und Wirtschaftspolitik agiert zur Zeit ohne ein belastbares Szenario zur langfristigen Ölpreisentwicklung. Diese Haltung ist schwer nachvollziehbar, wenn gleichzeitig mit Hinweis auf das Wirtschaftlichkeitsgebot die Weichen gegen eine raschere Gebäudesanierungspolitik und gegen den zügigeren Ausbau erneuerbarer Energien gestellt werden. Ohne (zumindest implizite) Annahmen zur längerfristigen Entwicklung der Brennstoffpreise lässt sich diese Wirtschaftlichkeit nicht beurteilen.

Unsere Preisprognose erwartet, dass die Heizölpreise von 35 Cent/Liter (2002) über 90 Cent/Liter (2012) weiter auf 131 Cent/Liter im Jahr 2020 und 184 Cent/Liter im Jahr 2030 klettern werden.



Die Kosten für die Füllung eines handelsüblichen 3000-Liter-Tanks werden sich dadurch von 2700 Euro im Jahr 2012 auf 5520 Euro im Jahr 2030 **verdoppeln**.

Im Vergleich zum Jahr 2002 haben sich die Kosten dann sogar **verfünffacht** und gegenüber 1998, einem Jahr mit niedrigen Rohölpreisen, sogar verachtfacht.

Die Heizölrechnung für eine durchschnittlich gedämmte 70qm-Wohnung steigt dadurch von 945 Euro im Jahr 2012 auf 1932 Euro am Ende des kommenden Jahrzehnts. Der monatliche Heizkostenabschlag steigt von 79 auf 161 Euro.

Alternativen für Verbraucher und Klimaschutz

Heizöl steht auch den klimapolitischen Zielen im Weg. Es weist im Vergleich zu anderen Heizarten sehr hohe CO₂-Emissionen auf. Ölbrenner sind zudem am Ende ihrer technischen Entwicklung angelangt, was keine weiteren Verbesserungen erwarten lässt.

Diesem fossilen Brennstoffkonzept steht heute eine ganze Palette neuer Technologien und Sanierungskonzepte gegenüber, die ein erhebliches Entwicklungspotenzial haben, klimapolitisch akzeptabel sind und deren Kosten eher sinken als steigen werden.

In einer Bewertungsmatrix (Kap.4) zeigt sich, dass fast alle Alternativen gegenüber Heizöl ein besseres Profil aufweisen. Ein zentrales Ziel der Wärmepolitik muss daher sein, den Verbrauch von Heizöl rasch und umfassend mit folgenden Maßnahmen zu reduzieren:

1. Die **Reduzierung des Heizbedarfs** ist der Königsweg der Wärmepolitik. Die Preisrisiken fossiler Brennstoffe werden dadurch drastisch reduziert, die CO₂-Bilanz deutlich verbessert und der Einstieg in innovative Konzepte der Wärmeversorgung erleichtert.

Dazu gehört in erster Linie eine stark beschleunigte Sanierung des Gebäudebestands. Nur so besteht eine Chance, die wärmepolitischen Ziele bis 2050, also einen weitgehend klimaneutralen Gebäudebestand, zu erreichen und die Preisrisiken bei Öl und Gas zu entschärfen. Eine isolierte Effizienzsteigerung der Heizanlagen vertagt die Preis- und Klimarisiken nur, beseitigt sie jedoch nicht.

Ergänzend sind Anforderungen an Neubauten nötig, die nicht nur den technischen Stand des letzten Jahrzehnts fordern, wie es zur Zeit der Fall ist, sondern energetisch und konzeptionell wegweisend sind.

2. Auf der **Angebotsseite** sollten Anreize und Vorschriften dafür sorgen, dass Ölheizungen gestaffelt durch nachhaltigere Lösungen ersetzt werden. Auch hier ist der Bestand entscheidend, denn nur noch ein Prozent der Neubauten nutzt Heizöl als Wärmequelle.

Die Staffelung der Anreize sollte sich zunächst auf ältere Brenner konzentrieren. Etwa 25% der Ölheizungen sind älter als 20 Jahre, 5% sogar älter als 32 Jahre. Die anderen Dimensionen der Anreizstaffelung sollten nach Ein-/Zweifamilienhäusern und Mehrfamilienhäusern sowie nach Mietern bzw. Selbstnutzern von Wohneigentum differenzieren.

Aber auch bei der Angebotssteuerung gilt das Primat der Nachfragepolitik. Entscheidend ist nicht der Brennstoffwechsel, sondern die deutliche Reduzierung der Nachfrage und die intelligente Lösung für den Restwärmebedarf auf der Basis regenerativer Energien.

Nur so besteht die Chance, die klimapolitischen Ziele im Wärmesektor zu erreichen und die wachsenden sozialen Probleme fossiler Energiepolitik zu bewältigen.

1. Einleitung

Die **Energiewende** im Stromsektor beherrscht in diesem Jahr die energiepolitischen Schlagzeilen. Dabei besteht die Gefahr, dass im Schatten dieser Debatte die zweite und dritte Säule der deutschen Energiewende aus dem Blick geraten: Das ist zum einen der Wärmemarkt und zum anderen der Kraftstoffmarkt. In beiden Sektoren kommt die Energiewende langsamer als geplant voran (Wärmemarkt) oder sie legt sogar den Rückwärtsgang ein (Kraftstoffmarkt).

Beide Märkte sind durch erhebliche Versorgungs- und Preisrisiken geprägt, da hier fossiles Öl in Form von Heizöl, Benzin oder Diesel eingesetzt wird.

Heizöl - Preisfalle für 12 Mio. Haushalte

Heizöl ist mittlerweile zur **Preisfalle** für 12 Millionen deutsche Haushalte geworden. Im Sommer 2012 wurden in vielen Regionen Deutschlands die Allzeithochs aus dem Jahr 2008 erreicht und zum Teil sogar überschritten. Preise zwischen 85 und 95 Euro für 100 Liter (Standardlieferung) wurden 2012 zur Norm. Das Jahr wird damit zum teuersten Heizöljahr der Geschichte. Zehn Jahr zuvor lagen sie im Schnitt nur bei 35 Euro, 1998 bei lediglich 22 Euro.

Energiearmut und fehlende Alternativen

Hohe Ölpreise machen sich nicht nur bei der Heizkostenrechnung in 29% aller deutschen Haushalte bemerkbar, sondern auch in anderen Lebensbereichen, insbesondere bei den Spritpreisen. Hier bestehen in manchen städtischen Räumen Ausweichmöglichkeiten (Bus/Schiene, Fahrrad). Diese kurzfristigen Lösungen sind jedoch im Heizbereich wegen der hohen Investitionskosten nicht vorhanden. Zudem entscheidet im Normalfall der Vermieter über die Art der Heizanlage, deren Brennstoffkosten einfach an die Mieter weitergereicht werden.

Hier ist die Politik gefordert, die Rahmenbedingungen in geeigneter Form zu verändern, um die Preisrisiken für Mieter und Selbstnutzer von Wohneigentum zu entschärfen.

Akzeptable Zimmertemperaturen während der Heizperiode sind Teil der Grundversorgung der Bevölkerung. Verbraucherverbände beklagen bereits europaweit bei der Strom- und Gasversorgung eine grassierende "Fuel Poverty" (Energiearmut) bei Mietern. Strom- und Gassperren werden statistisch erfasst, aber das gilt nicht für leere Heizöltanks oder kalte Wohnungen.

Hinzu kommt, dass gerade ältere Einfamilienhäuser oder schlecht gedämmte Mietwohnungen mit Heizöl versorgt werden. Sie werden überdurchschnittlich häufig von älteren Menschen bewohnt, die sich auch tagsüber zu Hause aufhalten und daher höhere Heizkosten haben. Ein Großteil der 18 Mio. Wohngebäude wurde vor 1978 errichtet, also vor der ersten Wärmeschutzverordnung. Hier, im älteren Gebäudebestand, liegt die größte wärmepolitische Herausforderung.

Im Jahr 2008 (der aktuellsten verfügbaren Zahl) mussten 13,8% der deutschen Haushalte mehr als 10% ihres Nettoeinkommens für Energie aufbringen.¹ Nach einem Bericht der Landesregierung in Schleswig-Holstein sind Geringverdiener ohne Transferleistungen von Energiepreissteigerungen besonders stark betroffen:

"Nach Daten des Verbands Norddeutscher Wohnungsunternehmen für die Entwicklung der kalten und warmen Wohnkosten in Schleswig-Holstein sind Nettokaltmieten im 12-Jahres-Vergleich um

¹ Auskunft der Bundesregierung, Quelle: Kleine Anfrage der Abgeordneten Bärbel Höhn u.a.: Energiearmut erkennen und Lösungen anbieten, 28. August 2012, BT-Drucksache: 17/10475.

rd. 16 %, die Vorauszahlungen für die warmen Betriebskosten um mehr als 70 % gestiegen... Ein Vergleich der Steigerungsraten der Haushaltspreise für Strom, Gas und Heizöl zeigt, dass im Zeitraum 1998 bis 2012 die mit Abstand höchste Steigerung um 290% bei Heizöl stattgefunden hat, gefolgt von Gas mit 110% und Strom mit 50%."2

Heizöl und die Wärmeversorgung der Zukunft

Heizöl weist im Vergleich zu anderen Heizarten sehr hohe CO₂-Emissionen auf. Ölbrenner konnten in den letzten Jahrzehnten zwar technisch verbessert werden (vom Niedertemperaturkessel zur Brennwerttechnik). Heute sind sie jedoch in einer technologischen Sackgasse angelangt, die keine weiteren Effizienzsprünge erwarten lässt. Mit anderen Worten: Das Heizen mit Öl wird immer teurer werden.

Dem steht heute eine ganze Palette neuer Technologien gegenüber, die ein erhebliches Entwicklungspotenzial haben, klimapolitisch akzeptabel sind und deren Kosten eher sinken als steigen werden.

Noch wichtiger als der Technologiewechsel in der *Wärmeerzeugung* ist jedoch die Nachfragereduzierung durch eine umfassende Sanierung der Gebäude. Hier besteht aktuell die Gefahr, dass das Sanierungstempo gedrosselt wird und stattdessen nur eine isolierte Effizienzsteigerung der Heizanlagen erfolgt.

Daher lohnt ein Blick über den Tellerrand der Tagespolitik. Ein klimaverträgliches, integriertes Strom- und Wärmenetz der Zukunft auf Basis regenerativer Technologien kann nur dann wie geplant verwirklicht werden, wenn die Wärmenachfrage rechtzeitig und nachhaltig verringert wird.³

2. Der Wärmemarkt

2.1 Raumwärme in deutschen Haushalten

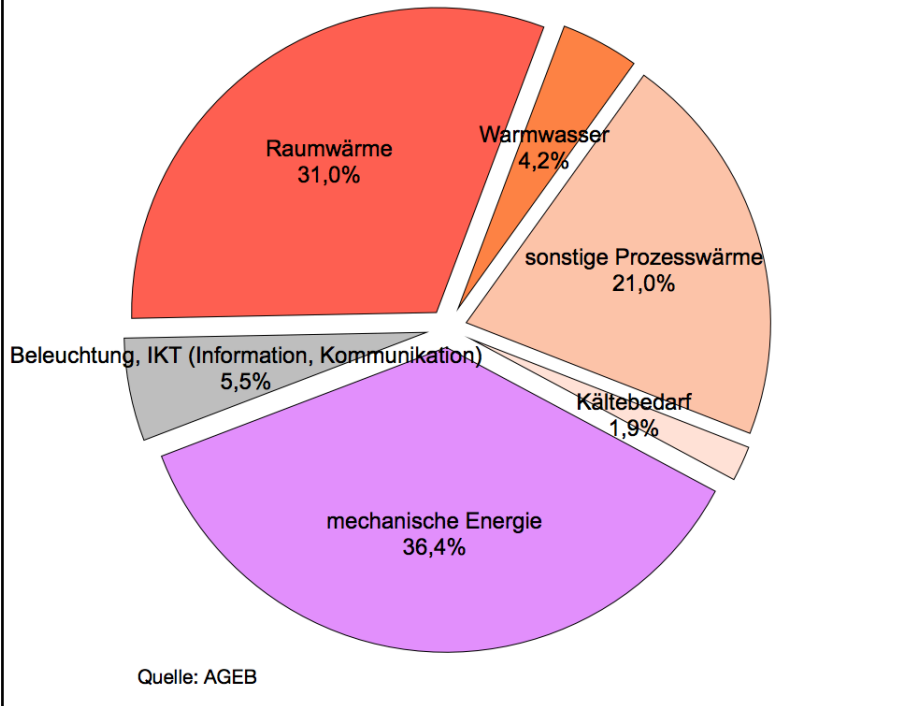
Die Größe des Wärmesektors wird häufig unterschätzt. Das folgende Schaubild zeigt, dass allein die Raumwärme 31% unseres Endenergieverbrauchs verschlingt. Hinzu kommen Warmwasserzubereitung mit 4%, der große Bereich der Prozesswärme (Industrie, Kochen) mit 21% sowie der Kältebedarf mit 2%.

Mehr als die Hälfte der Endenergie entfällt also auf die Erzeugung von Wärme. Der Wärmesektor ist energetisch gesehen deutlich größer als z.B. der Verkehrssektor (mechanische Energie).

² Bericht des Ministeriums für Energiewende, Landwirtschaft, Umwelt und Ländliche Räume des Landes Schleswig-Holstein zur Entwicklung und den Auswirkungen der Strompreise, Kiel 2012.

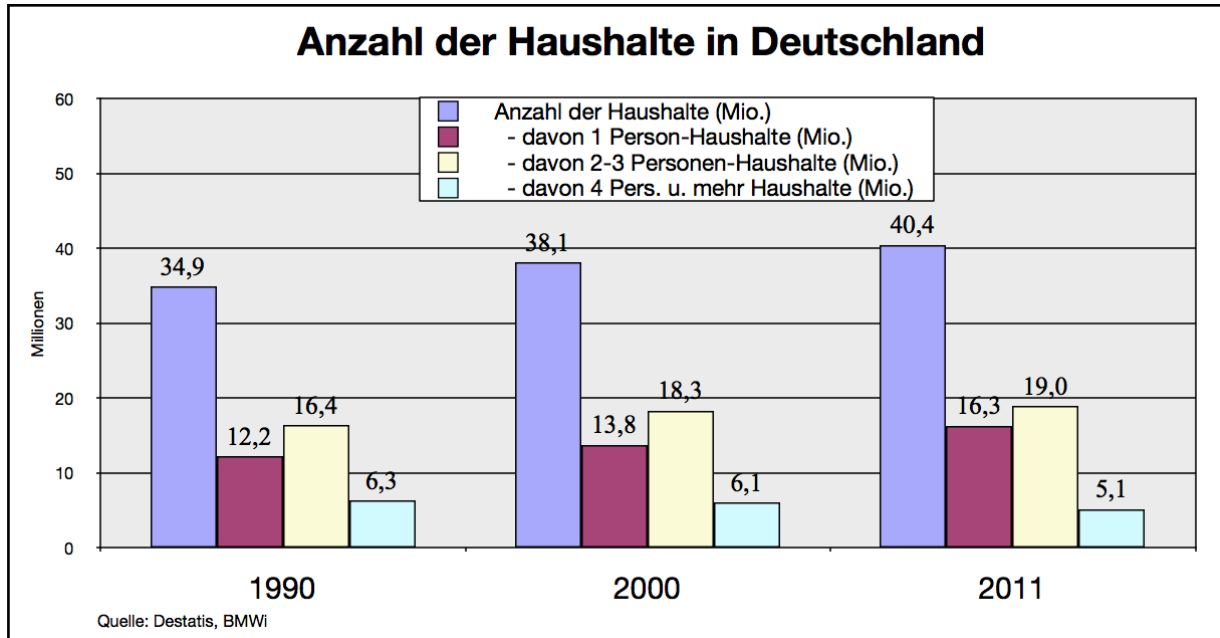
³ An dieser Stelle möchte der Autor den vielen wertvollen Anregungen aus dem Expertennetzwerk des PFI danken (Postfossilinstitut Hamburg e.V.).

Endenergieverbrauch nach Anwendungsbereichen 2010



Seit 1990 wuchs die Zahl der deutschen Haushalte bei weitgehend konstanter Bevölkerungszahl deutlich an. Immer mehr Menschen leben allein oder in einem 2-3-Personen-Haushalt. Die Zahl größerer Haushalte mit mehr als drei Personen ging hingegen zurück.

Anzahl der Haushalte in Deutschland



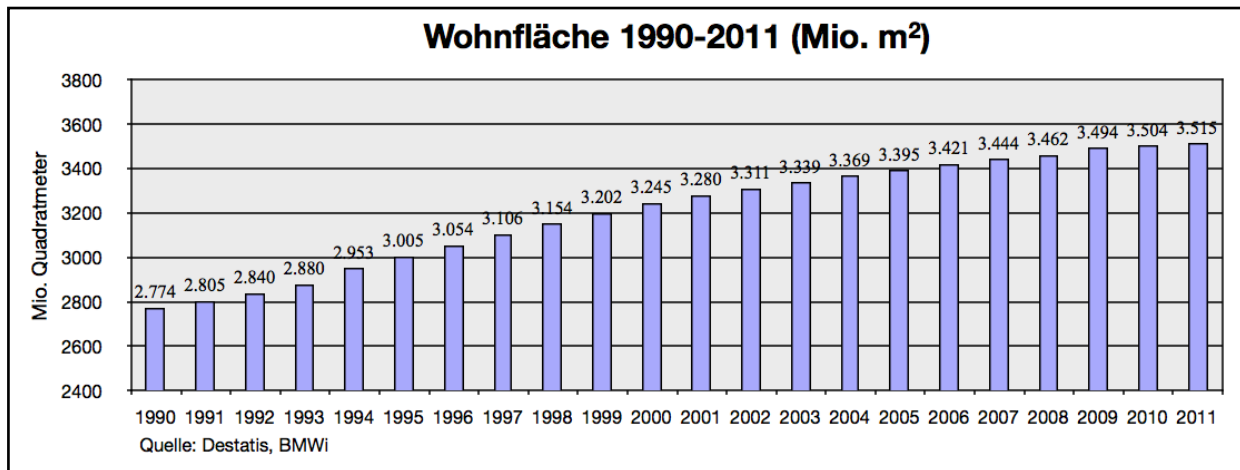
Parallel dazu wuchs die Wohnfläche von 2,77 auf 3,52 Milliarden Quadratmeter an. Das sind umgerechnet 3520 Quadratkilometer oder 1 Prozent der Fläche Deutschlands, die in der Heizperiode beheizt werden müssen.⁴

⁴ Hinzu kommen die großen Flächen für Büros, Läden und andere gewerbliche Nutzungen, die ebenfalls geheizt werden müssen.

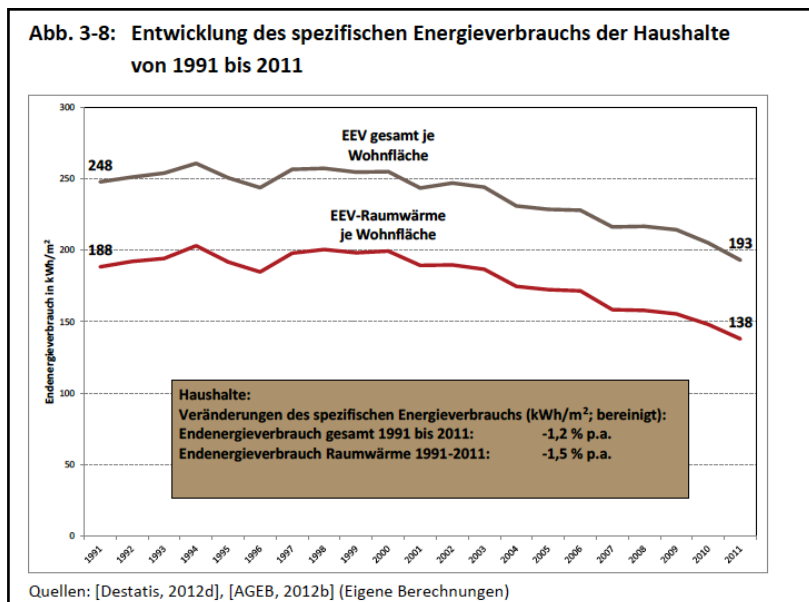
Das stellt einen beträchtlichen Zuwachs von 27% dar. Die zunehmende Wohnfläche ist eine zentrale Ursache dafür, dass der Bedarf für Heizenergie in Deutschland nicht schneller sinkt.

Bei einer Wohnbevölkerung von 81,8 Mio. Menschen und 40,4 Mio. Haushalten stehen heute im Durchschnitt:

- jedem Haushalt 87 m² Wohnfläche zur Verfügung
- jeder Person im Schnitt 43 m² Wohnfläche zur Verfügung.



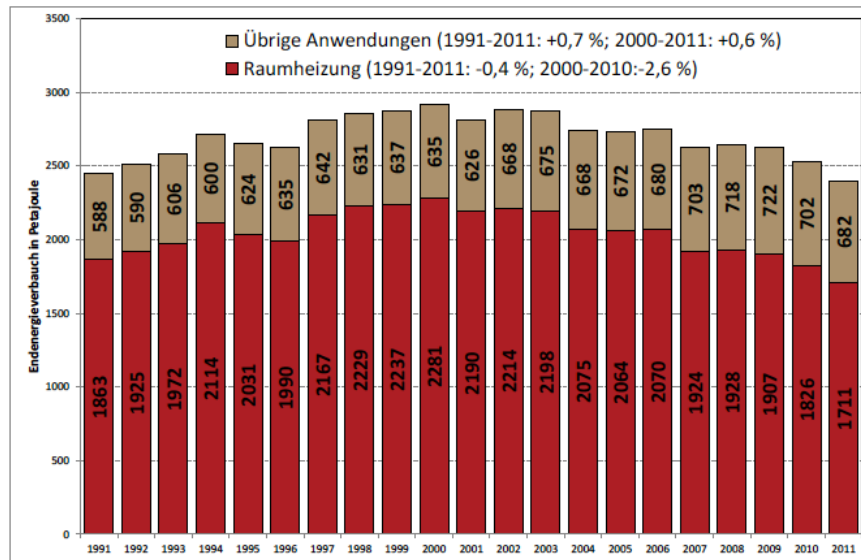
Der Heizenergieverbrauch pro Quadratmeter geht also bereits seit Ende der 90er Jahre zurück, aber das wurde durch den Flächenzuwachs zum großen Teil kompensiert, wie die beiden folgenden Schaubilder zeigen. Pro Quadratmeter wurden Jahr für Jahr 1,5% weniger Heizenergie benötigt. Aber die steigenden Wohnflächen sorgten dafür, dass der Gesamtverbrauch in den letzten 20 Jahren nur um 8% gesunken ist.⁵



Quelle: Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“: Stellungnahme zum ersten Monitoring-Bericht der Bundesregierung für das Berichtsjahr 2011, Dezember 2012

⁵ Quellen: Shell Hauswärme-Studie: Nachhaltige Wärmeerzeugung für Wohngebäude. Fakten, Trends und Perspektiven, Hamburg 2011; Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“: Stellungnahme zum ersten Monitoring-Bericht der Bundesregierung für das Berichtsjahr 2011, Dez. 2012

Abb. 3-7: Entwicklung des Endenergieverbrauchs der Haushalte nach Anwendungszwecken von 1991 bis 2011

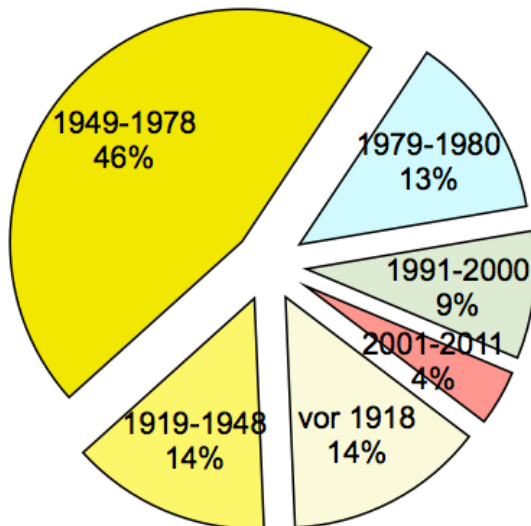


Quellen: [AGEB, 2012b], [RWI, 2012] (Eigene Berechnungen)

Quelle: Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“: Stellungnahme zum ersten Monitoring-Bericht der Bundesregierung für das Berichtsjahr 2011, Dezember 2012

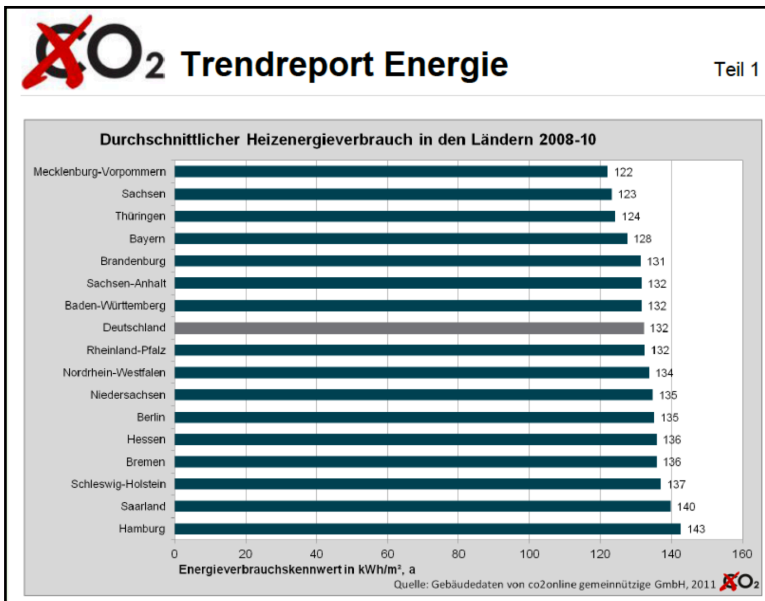
Die meisten Gebäude (74%) in Deutschland wurden vor 1978 errichtet, also vor Inkrafttreten der ersten Wärmeschutzverordnung. Dieser Altbestand hat den höchsten Bedarf an Heizenergie pro Quadratmeter. Er liegt je nach Einzelfall **2-5 mal höher als bei einem modernen Neubau.**

Altersklassen des Gebäudebestands in %



Quelle: Destatis

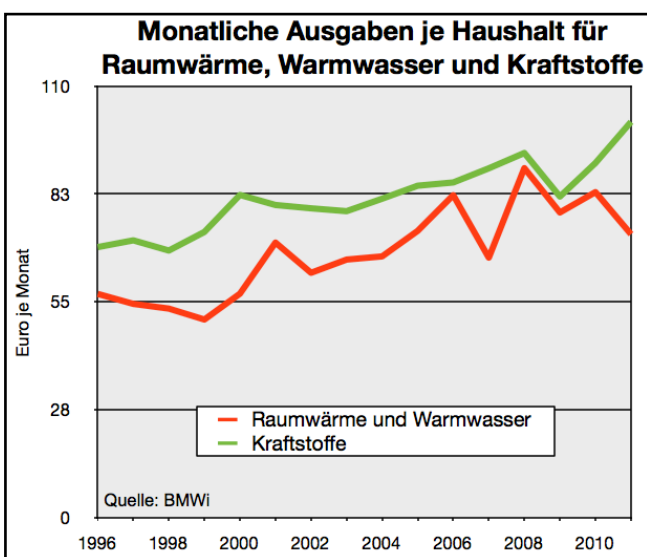
Die neuen Bundesländer weisen den geringsten Verbrauch an Heizenergie pro Quadratmeter Wohnfläche auf. Das ist eine Folge der umfangreichen Sanierungs- und Modernisierungsmaßnahmen seit 1990 an den Gebäuden und den Heizungsanlagen.⁶



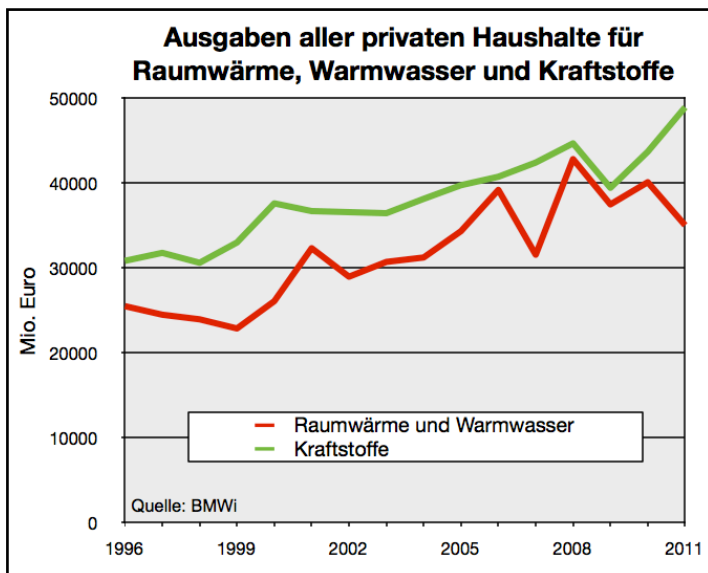
Im Durchschnitt wuchsen die **Ausgaben** der deutschen Haushalte für Raumwärme (inkl. Warmwasser) nur moderat an. Sie lagen 1996 bei 57 Euro pro Monat, 2010 bei 83 Euro und 2011 wegen des milden Winters bei 72 Euro. Die Ausgaben für Kraftstoffe (Benzin, Diesel) liegen je nach Einzeljahr leicht oder deutlich darüber.

Alle deutschen Haushalte zusammen gaben für Raumwärme (inkl. Warmwasser) 1996 25,5 Mrd. Euro aus, 2010 waren es 40,1 Mrd. Euro und 2011 35,0 Mrd. Euro.

Diese Überblickszahlen verdecken allerdings die **individuell sehr unterschiedliche** Entwicklung. Während die Heizkosten in neu sanierten Gebäuden, Neubauten oder bei Nutzung regenerativer Energien stabil blieben oder sogar stark sanken, waren die Mieter/Selbstnutzer in älteren Gebäuden voll vom **Anstieg der Brennstoffkosten für Öl und Gas** betroffen.



⁶ Dena-Sanierungsstudie Teil 1: Wirtschaftlichkeit energetischer Modernisierung im Mietwohnungsbestand. Begleitforschung zum dena-Projekt „Niedrigenergiehaus im Bestand“, Berlin Dezember 2010.



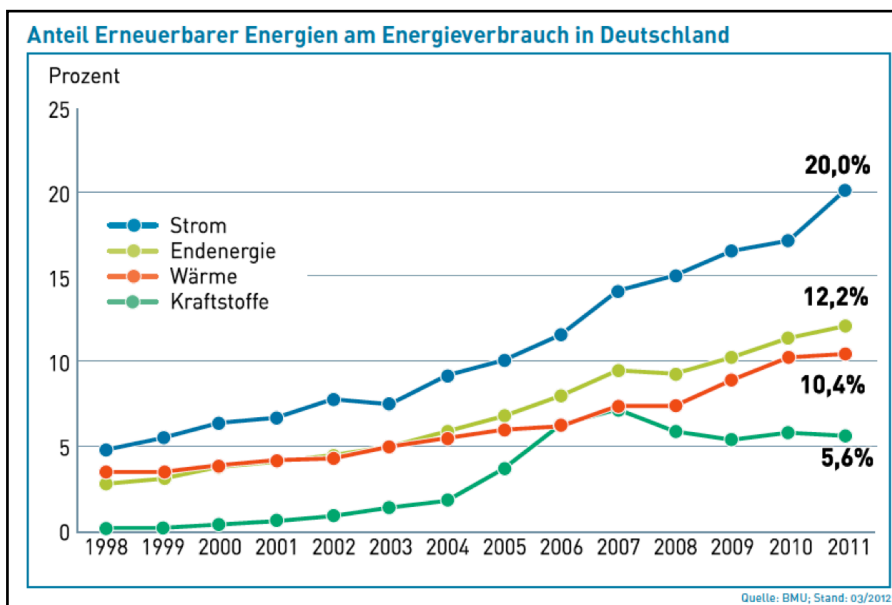
2.2 Erneuerbare Energien im Wärmesektor

Erneuerbare Energien hatten 2011 einen Anteil von 12,2% bei der Bereitstellung der Endenergie insgesamt. Der Anteil im Stromsektor steigt steil an, während die Biokraftstoffe nach 2007 Marktanteile verloren haben.

Im Wärmemarkt (Raumwärme, Warmwasser, Prozesswärme, Kälte) erreichten die regenerativen Energien einen Marktanteil von 10,4%. Der Marktanteil wächst mit durchschnittlich 0,5 Prozentpunkten pro Jahr nur langsam.

Etwa drei Viertel davon entfallen auf feste Biomasse, insbesondere Holz für die etwa 9 Mio. Kaminöfen und andere Holzfeuerstätten, darunter seit einigen Jahren auch eine steigende Zahl moderner Holzpellettheizungen. Das verbleibende Viertel wird durch Gas (Biogas, Klärgas, Deponiegas), Pflanzenöl, Solarthermie und Geothermie (Erdwärme, Umweltwärme) erzeugt.

Da die Biomasse nicht beliebig vermehrbar ist und auch für andere Anwendungen zur Verfügung stehen muss, steht die deutsche Wärmepolitik vor einem großen konzeptionellen Problem. **Die Hauptstütze des Wachstums wird stagnieren**, während sich die Alternativen nur langsam entwickeln. **Nach dem Einbruch bei den Biokraftstoffen droht nun auch im Wärmemarkt ein Rückschlag bei der Energiewende.**



Quelle: www.unendlich-viel-energie.de (AEE/BMU)

2.3 Heizöl im Raumwärmemarkt

Hintergrund

Heizöl wird aus fossilem Rohöl hergestellt. Zusammen mit Diesel und Kerosin gehört es zu den Mitteldestillaten, also den Rohölfraktionen "mittlerer" Dichte.

Heizöl hat einen sehr hohen Energiegehalt: 1 Liter Heizöl hat einen Heizwert von 10 kWh. Es ist leicht zu transportieren und verbrennt sauberer als Kohle. Bis Anfang der 70er Jahre war Heizöl bei Rohölpreisen um die 2 Dollar pro Fass (\$/b) extrem billig. Im Vergleich zu anderen Brennstoffen bleibt es bis Ende der 90er Jahre bei Rohölpreisen um die 20 \$/b immer noch relativ preiswert.

Diese Eigenschaften führten seit den 60er Jahren dazu, dass es zum bevorzugten Rohstoff für den Hausbrand wurde. Erst die staatlich geförderte Einführung von Erdgas und Fernwärme verdrängte die Ölheizungen auf den zweiten Platz.

Im privaten Hausbrand kommt fast nur noch leichtes, relativ schwefelarmes Heizöl zum Einsatz. Es hat heute einen Schwefelanteil von maximal 50 mg/kg (zum Vergleich: Dieselkraftstoff hat maximal 10mg). Bis vor wenigen Jahren dominierte noch leichtes Standardheizöl mit einem Schwefelanteil von max. 1000 mg/kg. Seit kurzem werden auch Heizölsorten mit Biokomponenten angeboten. Der Anteil der Pflanzenöle liegt hier bei 5 bis 15 Prozent.

Heizölverbrauch in Deutschland

Deutschland und die USA sind die größten Heizölmärkte der Welt. Daneben haben auch Frankreich und Kanada einen hohen Verbrauch.

Etwa 60% des Heizöls wird in Deutschland in privaten Haushalten für die Raumwärme oder Warmwasser verbrannt. Weitere ca. 25-30% werden für dieselben Zwecke in gewerblichen Räumen (Büros, Läden, Werkstätten) eingesetzt. Der Rest (10-15%) wird in der Industrie für eine breite Palette von Anwendungen verbraucht.⁷

Im letzten Jahr (2011) wurden 18,0 Mio. Tonnen Heizöl abgesetzt. Das waren 16% des deutschen Ölverbrauchs. Im Jahr 2012 dürfte der Wert ähnlich ausgefallen sein. Die deutschen Privathaushalte verbrennen also, je nachdem wie streng der Winter ausfällt, zur Zeit 11-13 Millionen Tonnen Heizöl pro Jahr.⁸

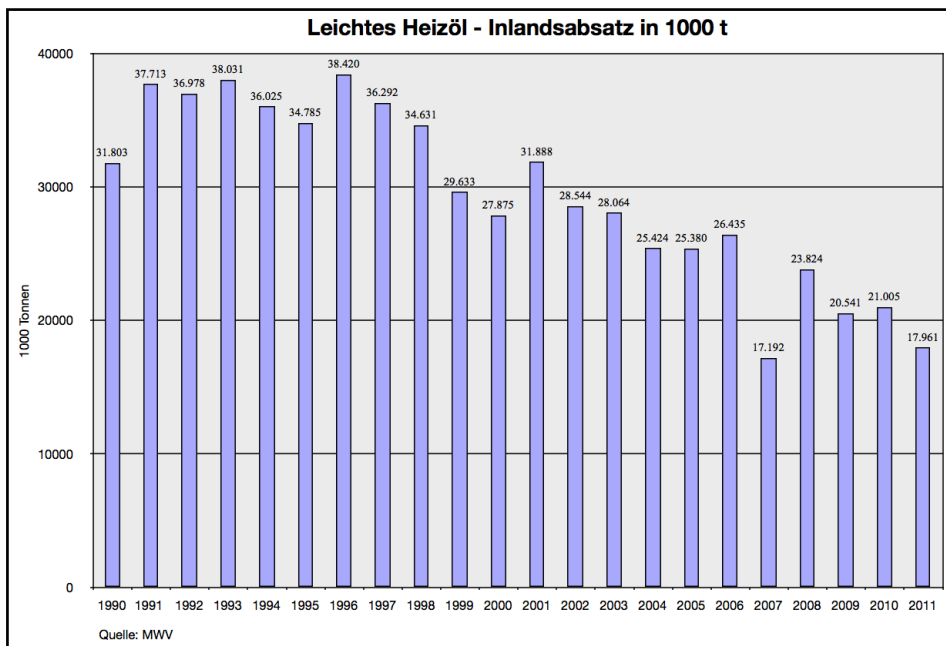
Der Heizölverbrauch (alle Verwendungen) ging in den letzten beiden Jahrzehnten um fast die Hälfte zurück. Anfang der 90er Jahre lag er um die 35 Mio. Tonnen, aktuell bei 18-21 Mio. Tonnen. Die wichtigsten Ursachen dafür sind effizientere Ölbrenner, der Wechsel zu anderen Heizarten und mildere Winter.

Dieser Abwärtstrend dürfte sich fortsetzen, denn:

- (1) In Neubauten liegt der Anteil von Ölheizungen bei unter 2% (siehe unten)
- (2) Gebäudesanierungen senken den Heizölverbrauch drastisch.
- (3) Der Ersatz alter Ölheizungen durch moderne Brennwertkessel senkt den Verbrauch.

⁷ Quellen: MWV, Shell, Destatis, Branchenkreise.

⁸ Genauere Daten sind nicht verfügbar: (1) Der Verbrauch des nicht-industriellen Gewerbes in Abgrenzung zu den privaten Haushalten wird nur unregelmäßig erfasst. (2) Die Statistiken erfassen nur den Heizölabsatz, nicht den tatsächlichen Verbrauch. Der wechselnde Füllstand privater Heizöltanks kann nur geschätzt werden und wird nicht flächendeckend erfasst.

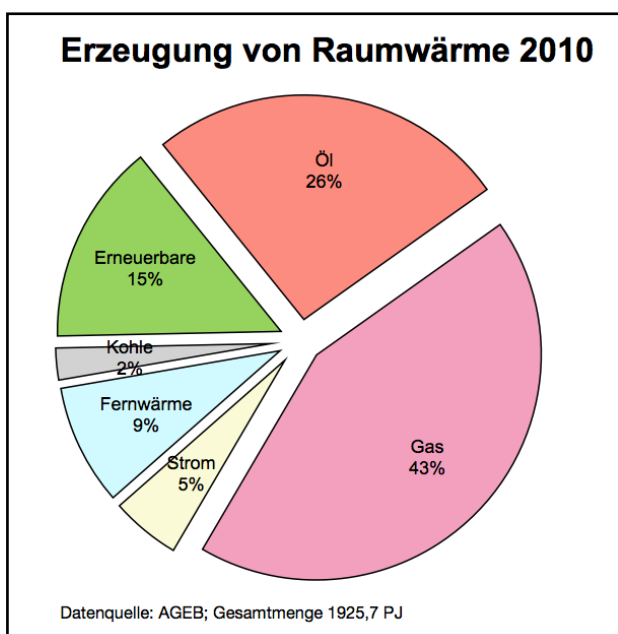


Die deutsche Heizölbranche mit ihren Tausenden meist kleinerer Betriebe (Händler, Servicebetriebe, Anlagenbauer) sieht sich also einem schrumpfenden Markt gegenüber, der allerdings auf der Kundenseite noch einen enormen Modernisierungsbedarf hat, da in vielen Gebäuden veraltete Anlagen arbeiten.

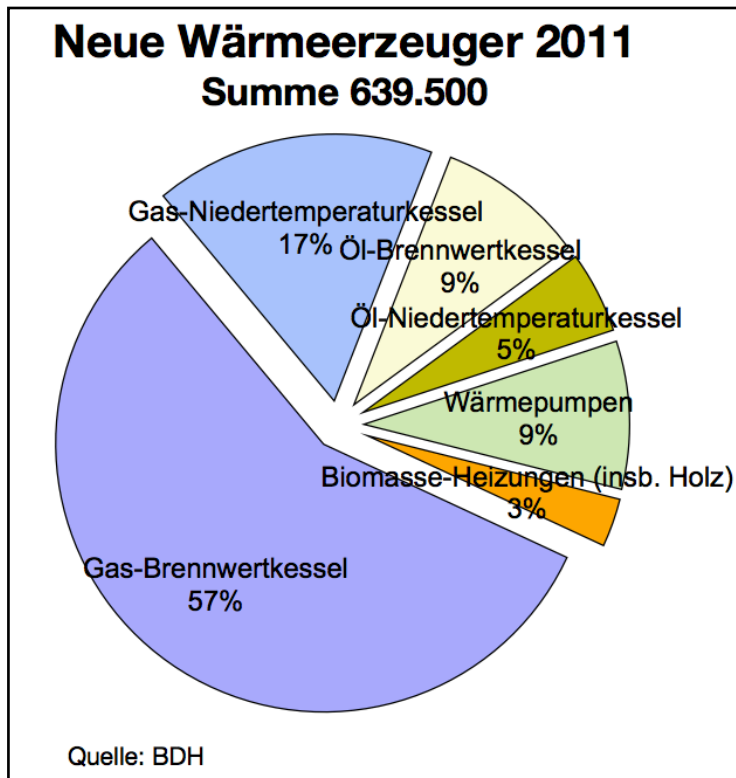
Die Zulieferer reagieren darauf mit effizienteren Anlagen oder Hybridheizungsanlagen, insbesondere in der Kombination Öl-/Solarthermie. Die Heizölhändler reagieren mit neuen Produkten, z.B. Bioheizölbeimischungen, oder nehmen Holzpellets in ihr Angebot auf.

Relevanz der Heizölanlagen im privaten Raumwärmemarkt

Die Bedeutung von Heizöl lässt sich auf unterschiedliche Weise erfassen. Betrachtet man die **erzeugte Raumwärme**, stellt Heizöl 26% des Bedarfs zur Verfügung. An erster Stelle steht Gas mit 43%. Bereits an dritter Stelle kommen erneuerbare Energien mit einem Anteil von 15%.

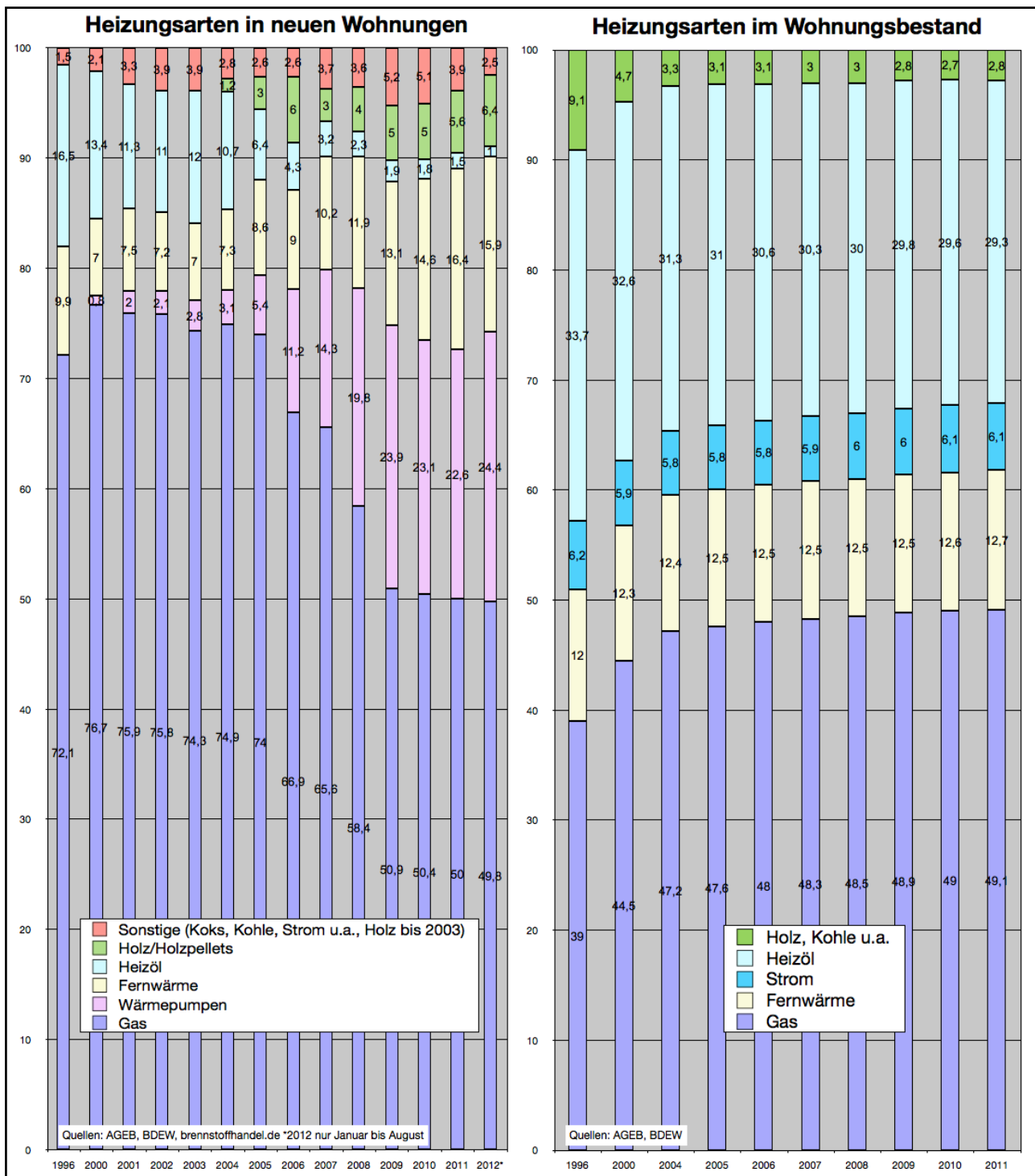


Blickt man auf den Markt für neue Heizungen, liegt der Anteil von Ölheizungen bei 14%, davon 9% Öl-Brennwertkessel und 5% Niedertemperaturkessel. Gas führt im Neumarkt mit weitem Abstand mit 74% Marktanteil. An dritter Stelle stehen Wärmepumpen.



Betrachtet man nur die Heizungsarten in **neuen** Wohnungen und läßt die Heizungsmodernisierung im Bestand außen vor, dann wird die schrumpfende Attraktivität von Heizöl überdeutlich. Nur noch 1,0% aller Neubauten nutzen Heizöl. Im Jahr 2000 waren es noch 13,4%. Gas und Wärmepumpen sind zur Zeit die attraktivsten Optionen.

Anders verhält es sich im **gesamten** Wohnungsbestand. **Hier heizen noch 29,3% aller Wohnungen mit Heizöl.** Der Anteil schrumpft, aber nur langsam. Im Jahr 2000 lag der Heizölanteil bei 32,6%, also nicht wesentlich darüber.

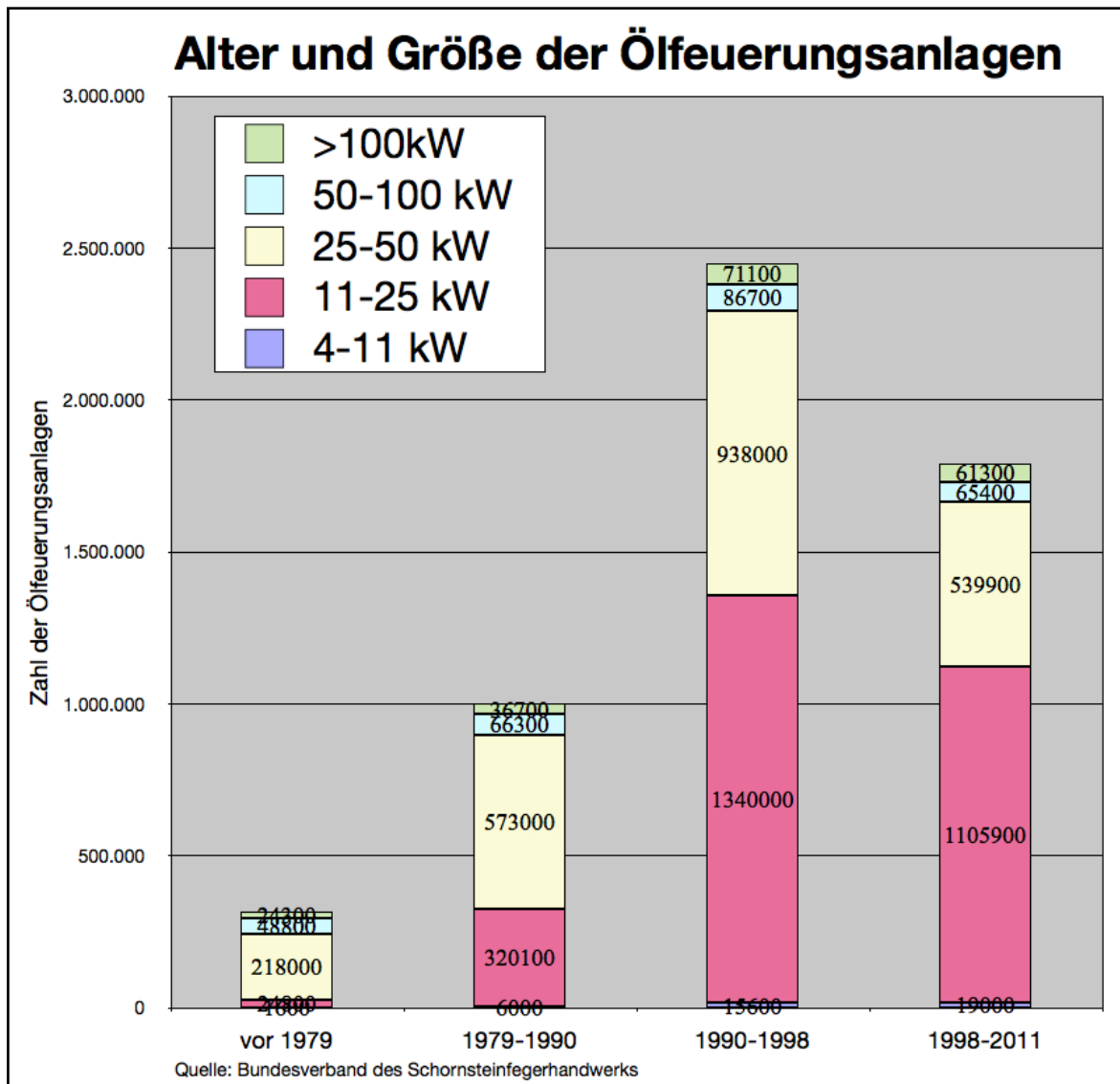


Ein zentrales Problem: Die Altersstruktur der Ölheizungen

Nach Erhebungen des Schornsteinefegerverbandes gibt es zur Zeit 5,85 Mio. Ölfeuerungsanlagen in Deutschland (und 9,3 Mio. Gasfeuerungsanlagen).

Von diesen 5,85 Mio. Anlagen sind 1,3 Millionen Anlagen älter als 20 Jahre, haben also ihre normale Lebensdauer bereits überschritten. 0,3 Mio. Anlagen sind sogar älter als 32 Jahre (vor 1979). 2,45 Mio. Anlagen sind immerhin älter als 12 Jahre und haben daher höchstwahrscheinlich keine modernen Brennwertkessel. **Nur 1,8 Mio. Anlagen, also 31% des Bestandes, sind jünger als 12 Jahre.**

Daraus ergibt sich ein enormer Modernisierungsbedarf in zweistelliger Milliardenhöhe, da mehr als zwei Drittel aller Ölheizungen durch modernere Konzepte ersetzt werden müssen. Ein Drittel aller Anlagen ist schon heute weit vom Stand der Technik entfernt.



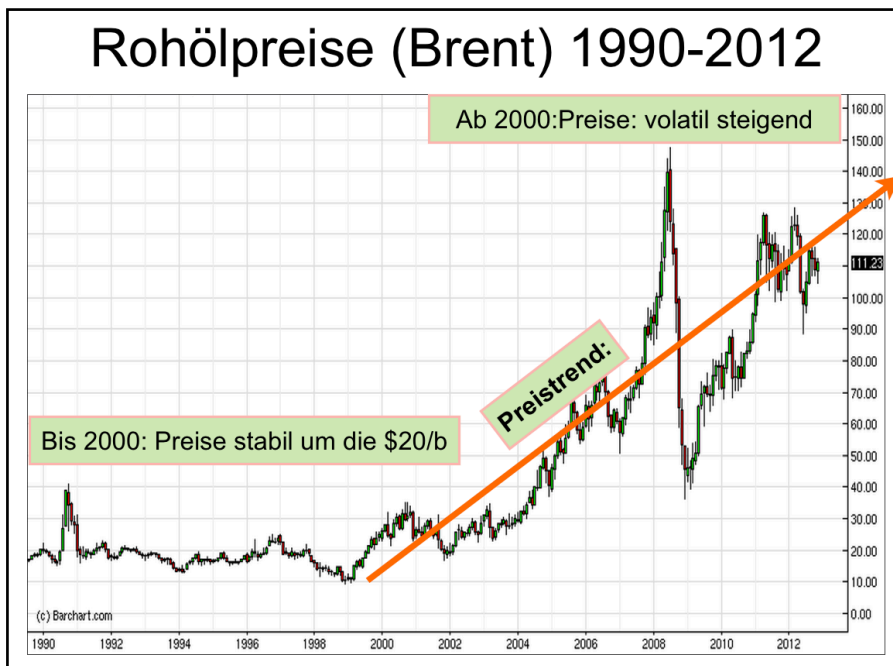
3. Preisrisiken im Heizölmarkt

3.1 Ölpreise bis 2012

Die Preise für Ölprodukte sind in den letzten zehn Jahren stark gestiegen. Das gilt für Benzin, Diesel, leichtes und schweres Heizöl gleichermaßen, da ihr Vorsteuerpreis an den Rohölpreis gekoppelt ist.

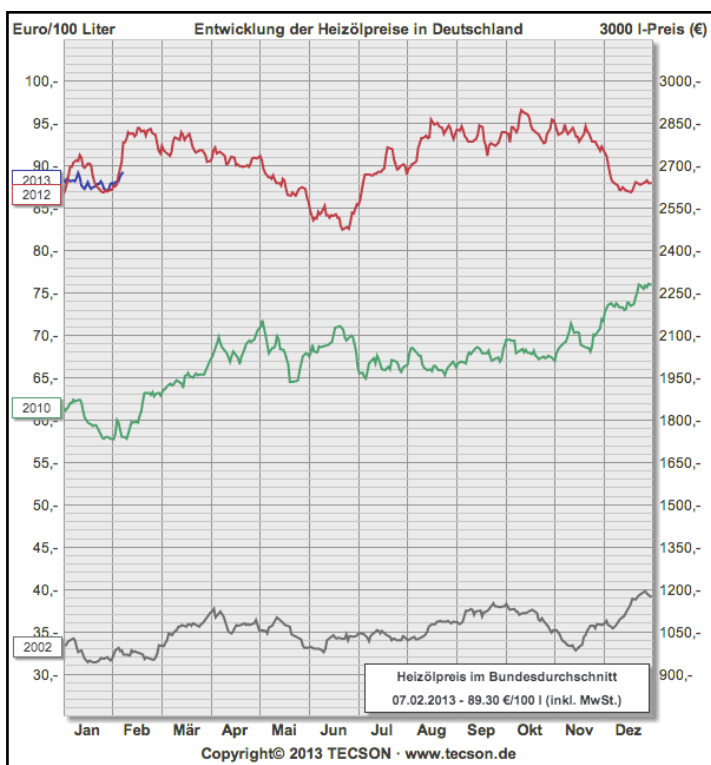
Die **Rohölpreise** (Brent) verließen 2004 ihren langjährigen Preiskorridor von 10-30 Dollar pro Barrel (\$/b) und setzten sich im Jahr 2011 und 2012 trotz zahlreicher Krisen auf den Finanzmärkten, konjunktureller Schwächen und eines regionalen Überangebots im amerikanischen Mittleren Westen bei über 100 \$/b fest. Die Ursachen für diesen steilen Aufwärtstrend sind vielfältig und werden im nächsten Kapitel ("Preisprognosen") näher erläutert.

Rohölpreise (Brent) 1990-2012



In Deutschland kam 2012 erschwerend die Schwäche des Euros gegenüber dem US-Dollar hinzu. Die Preise für Heizöl, aber auch für Diesel und Benzin, stiegen daher noch schneller als der internationale Rohölpreis und erreichten Rekordhöhen.

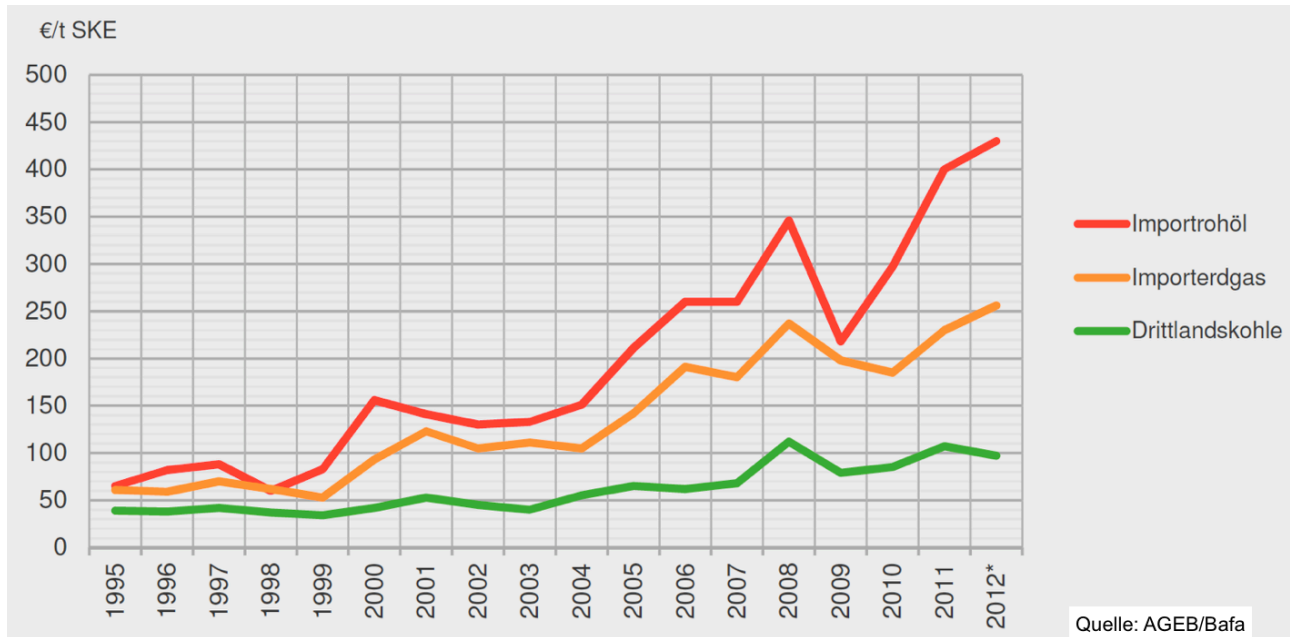
Der folgende Chart zeigt die Preissprünge bei Heizöl für ausgewählte Jahre (2002, 2010, 2012, 2013). Das Jahr 2012 war das bislang teuerste Jahr für Heizölverbraucher.



Quelle: <http://www.tecson.de/pheizoel.html>

Die tatsächlichen Kosten liegen für private Einzelhaushalte eher noch etwas höher, da der Trend zu kleineren Bestellmengen geht: Der Preiszuschlag etwa für eine 1000-Liter-Bestellung gegenüber einer 3000-Liter-Standardorder liegt bei durchschnittlich 3-5%.

Auch Erdgas und Steinkohle wurden teurer, wenn auch weniger stark. Das Schaubild zeigt die deutschen Importpreise für fossile Energieträger seit 1995. Die Ölpreise setzten sich nach 1999 von Erdgas und Kohle nach oben ab.



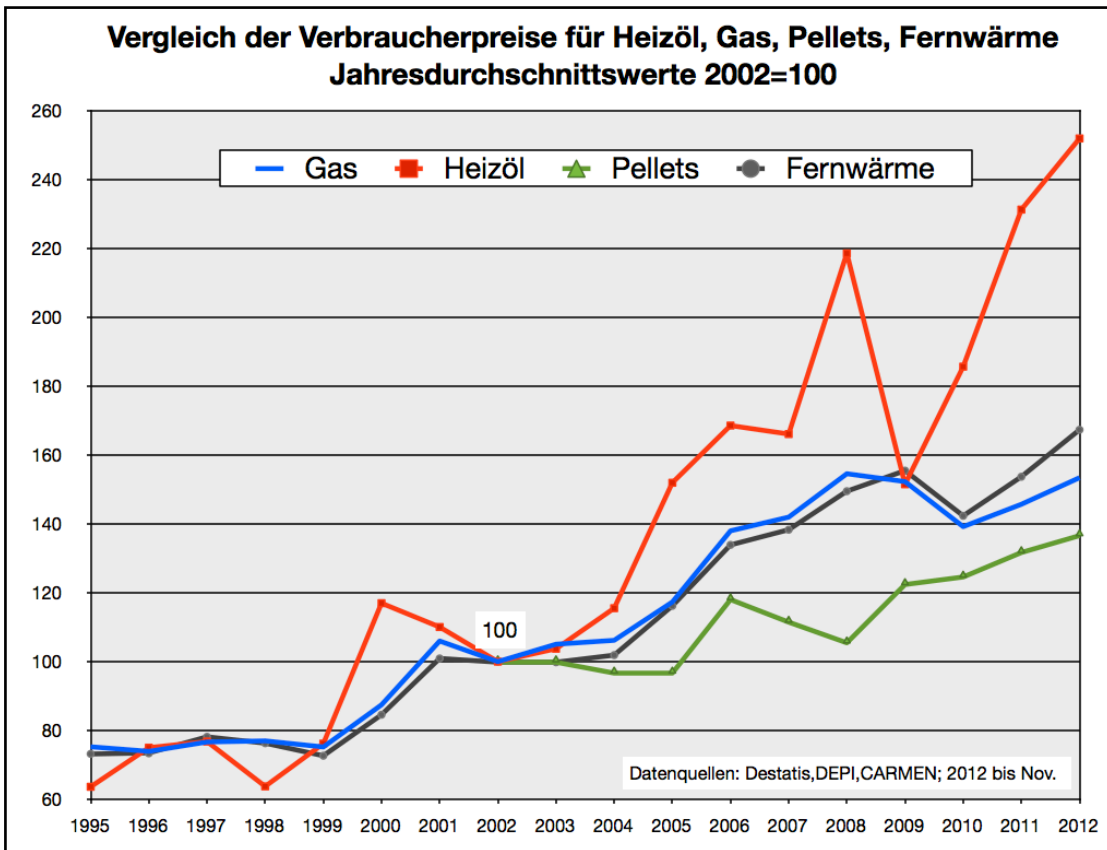
3.2 Ist-Vergleich der Heizkosten

Schon die bisherige Preisentwicklung machte aus dem ehemals preiswerten Brennstoff Heizöl eine vergleichsweise teure Heizart mit hohem Preisrisiko.

Im Jahr 2011 ist der Heizenergieverbrauch in Deutschland durch den milden Winter um 18% gegenüber dem Vorjahr gesunken. Da der Heizölpreis jedoch um 24,5% gestiegen war, erwartete Heizölnutzer trotzdem eine höhere Heizrechnung. Mieter mit Erdgasheizungen oder Fernwärme zahlten demgegenüber 11% weniger als im Vorjahr.⁹

Heizöl wurde zur Preisfalle: Die Preise stiegen in den letzten 10 Jahren um 153%, während die Gaspreise "nur" 53%, Fernwärme 67% und Holzpellets 37% zulegten.

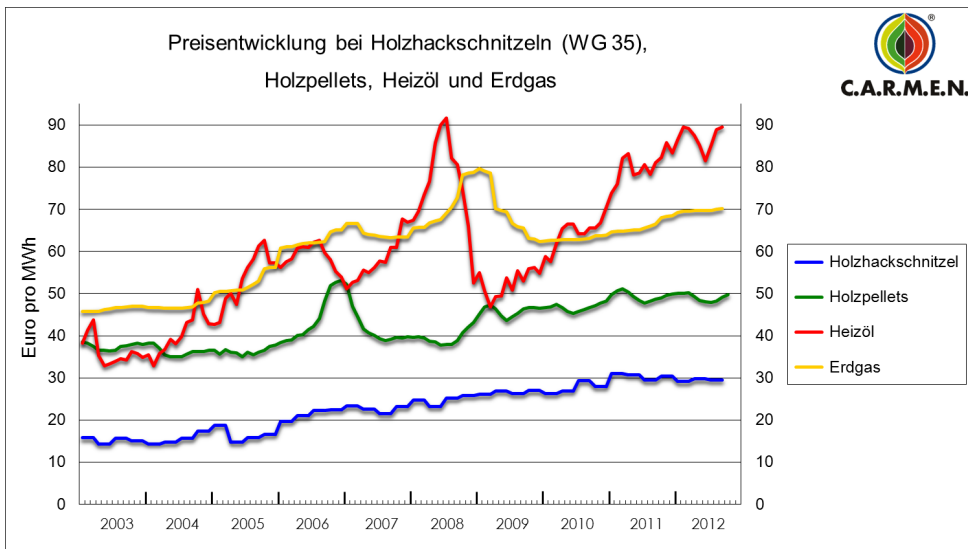
⁹ www.co2-online.de "Bundesweiter Heizspiegel 2012" Der Energiedienstleister Techem kam zu ähnlichen Ergebnissen: www.techem.de "Energiekosten 2011" 27. April 2012: "So sparten Verbraucher, die mit Erdgas heizen, rund 13,5 Prozent an Heizkosten. Auch mit Fernwärme ließ sich sparen. Hier lagen die Kosten 2011 um mehr als acht Prozent unter denen von 2010. Bei Heizöl verpufften die Einsparungen im Verbrauch durch die hohen Brennstoffkosten. Deshalb zahlten die Verbraucher in 2011 hier ein Prozent mehr als 2010."



Auch in absoluten Preisen je kWh hat sich Öl deutlich nach oben abgesetzt. Für eine Kilowattstunde lag der Preis im November 2012 bei folgenden Werten:¹⁰

- Heizöl 8,71 c/kWh
- Gas 6,79 c/kWh
- Pellets 5,05 c/kWh

Diese Einschätzung deckt sich mit anderen Erhebungen, wie der folgende Chart zeigt.



Quelle: www.carmen-ev.de/dt/energie/pellets/pelletpreis_grafiken.html

¹⁰ Deutsches Pellet Institut, www.depi.de.

Am 23. November 2012 kosteten 3000 Liter Heizöl (bzw. die vergleichbare Energiemenge) laut Brennstoffspiegel/Ceto, jeweils inkl. MwSt.:¹¹

- Heizöl 2776 Euro (3000 Liter)
- Erdgas 2282 Euro (33540 kWh; inkl. Arbeits- und Grundpreis)
- Holzpellets 1532 Euro (6100 kg)
- Fernwärme 2586 Euro (28426 kWh inkl. Grundpreis)
- Strom 5127 Euro (28426 kWh, Leistung des Elektroofens 13kW)

Bei den vorgenannten Beispielen handelt es sich um Brennstoffkosten. Ein Vergleich der Jahresvollkosten, also Brennstoffverbrauch plus Betriebs- und Kapitalkosten ist wegen der technischen Unterschiede der Anlagen naturgemäß schwierig.

Jedoch bleibt **Heizöl wegen der hohen Brennstoffkosten nach dem Elektroofen die teuerste Variante**.¹² Die Attraktivität von Holzpellets und Sole-Wasser-Wärmepumpen leidet jedoch unter den hohen Kapitalkosten, während sich die Bilanz der Fernwärme durch die hohen betriebsgebundenen Kosten verschlechtert. Ein Erdgasbrennwertkessel kann in dieser Situation die günstigere Variante sein.

An dieser Stelle soll noch kurz auf die sehr unterschiedlichen Arten von **Stromheizungen** eingegangen werden, die nicht einheitlich betrachtet oder bewertet werden können:

a) Als ältere **Nachtspeicherheizungen**, die ursprünglich den Nachtstrom unflexibler Atomkraftwerke nutzen sollten, weisen sie häufig noch höhere Kosten auf als Heizölbrenner. Das gilt umso mehr, als immer mehr Versorger die rabattierten Nachttarife abschaffen und so gerade in älteren, schlecht gedämmten Wohnungen die Heizkosten auf einen Schlag verdoppeln.

b) **Moderne, flexible Stromheizungen**, die z.B. überschüssigen und daher kostengünstigen Windstrom im Netz aufnehmen könnten, entweder direkt oder indirekt über einen Warmwasserspeicher, haben hingegen ein zukunftsweisendes technisches Profil, das sich gut in ein regenerativ gespeistes Stromnetz einfügen wird, wenn die Stromtarife für Verbraucher attraktiv gestaltet werden.

3.3 Preisprognose für Heizöl

*"Generell macht sich die Bundesregierung keine Prognosen zur langfristigen Preisentwicklung von Öl, Kohle und Gas zu eigen."*¹³

Längerfristige Prognosen für Rohstoffpreise sind naturgemäß schwierig, da es viele Einflussfaktoren gibt. Die Ölpreise werden z.B. auch von den Finanzmärkten beeinflusst, so dass ölferne Variablen wie die Geldpolitik oder Fondsstrategien eine Rolle spielen können. Hinzu kommen schwer abschätzbare technologische Entwicklungen, etwa im Bereich Elektromobilität oder Schieferöl.

Dennoch enthält jede Energiepolitik, explizit oder implizit, eine Ölpreisprognose. Häufig leider implizit, insbesondere in der Form, dass stillschweigend ein relativ stabiler Ölpreis unterstellt wird, ohne dass diese gewagte Annahme explizit zur Diskussion gestellt wird. Eine zweite Variante ist ein "Alles ist möglich", wenn stillschweigend angenommen wird, dass Ölpreise in den kommenden Jahrzehnten ebenso gut fallen wie steigen könnten.

¹¹ www.brennstoffspiegel.de "Energiemarktrend November 2012" 11.12.2012

¹² Vgl. hierzu AGFW: Heizkostenvergleich nach VDI 2067 Musterrechnung: 15.10.2012, Frankfurt/M. 2012; M. Cerveny/Th.Sturm: Vollkostenvergleich von Heizsystemen für Einfamilienhäuser, ÖGUT Wien Dezember 2011.

¹³ Kleine Anfrage der Abgeordneten Bärbel Höhn u.a.: Energiearmut erkennen und Lösungen anbieten, 28. August 2012, BT-Drucksache: 17/10475.

Fehlprognosen

In den Mainstream-Studien zur deutschen Energiepolitik überwog in der Vergangenheit die Prognose, dass sich die Ölpreise nur geringfügig ändern können. Höhere Preise würden, so das Argument, an verstärkten Anstrengungen zur Ausweitung des Ölangebots und attraktiven Alternativen scheitern. Dieser sog. "Goldman-Sachs Consensus" hielt sich auch in anderen Ländern bis weit in das letzte Jahrzehnt, obwohl die tatsächlichen Preise immer deutlicher eine andere Sprache sprachen.

Bis heute orientieren sich die meisten deutschen Planungsdokumente an den Preisszenarien der Internationalen Energieagentur (IEA). Das ist doppelt bedenklich, denn zum einen führt die IEA keine Preisprognosen im engeren Sinn durch.¹⁴ Zum anderen hat die IEA den Preisanstieg seit 2003 zunächst buchstäblich "verschlafen" und anschließend als vorübergehende Abweichung vom langjährigen Trend fehlinterpretiert.¹⁵

Dennoch unterstellen selbst langfristige politische Planungen im Bereich der Verkehrspolitik, der Verkehrsinfrastruktur, der Energieversorgung und der Raumordnung in Deutschland in vielen Fällen noch immer langfristig stabile, wenn nicht sogar niedrige Ölpreise.¹⁶

Besonders bedenklich ist,

- dass die Planungsansätze die Erfahrungen der Preishausse 2008 und der aktuellen Ölforschung noch gar nicht zur Kenntnis genommen haben;
- dass die eklatanten Fehlprognosen beim Ölpreis während der letzten sieben Jahre offensichtlich nicht ausgereicht haben, die Prognosemodelle entsprechend zu überdenken.

Die Bundesregierung macht sich, wie im eingangs erwähnten Zitat deutlich wird, keine Preisprognosen zu eigen.

Diese Haltung ist schwer nachvollziehbar, wenn gleichzeitig mit Hinweis auf das gesetzliche Wirtschaftlichkeitsgebot die Weichen für die Gebäudesanierungspolitik und die Förderung erneuerbarer Energien gestellt werden sollen.

Ohne (zumindest implizite) Annahmen zur längerfristigen Entwicklung der Brennstoffpreise lässt sich die Wirtschaftlichkeit langfristiger angelegter politischer Programme wie der Energiewende nicht beurteilen. Ohne Preisprognosen werden solche Projekte zwangsläufig auf Sicht gefahren. Sie irrliehern dann ohne klaren Kurs, getrieben von tagespolitischen Imperativen und Lobby-Interessen.

¹⁴ Stattdessen orientieren sich die meisten Berichte entweder an der Terminpreiskurve oder an Annahmen zu steigenden Kosten der Ölförderung. Die IEA ist sich der Unzulänglichkeit dieser Hilfsmittel bewusst und macht das auch in Fußnoten explizit. Der Duktus der Berichte lädt jedoch zu - energiepolitisch weitreichenden - Missverständnissen geradezu ein, da der Preisanstieg dadurch systematisch unterschätzt wird.

¹⁵ In jüngster Zeit scheint sich dieses Muster zu wiederholen, wenn - zumindest in der politischen Botschaft - ein dauerhaftes Absinken des Ölpreises wieder für wahrscheinlich gehalten wird. Die Detailberichte der IEA legen jedoch weitaus höhere Preisrisiken nahe.

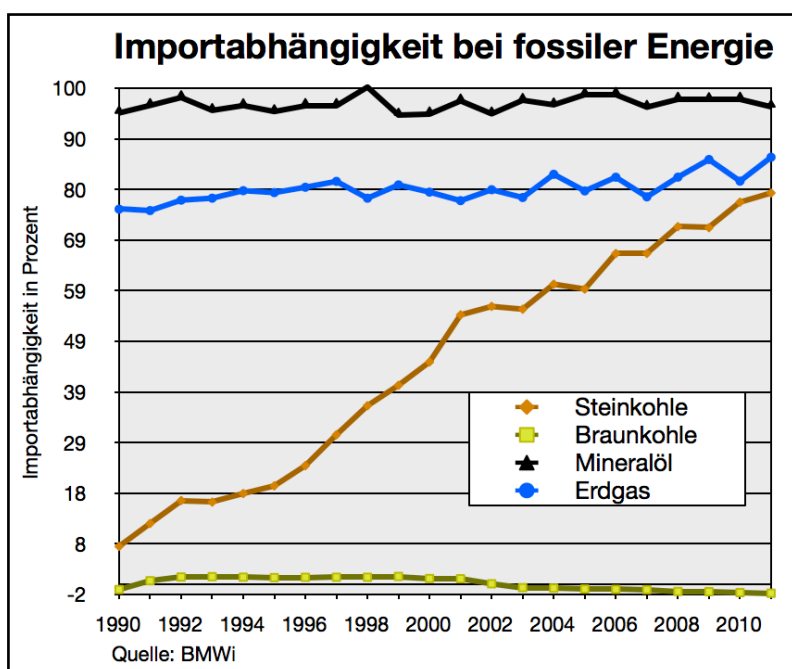
¹⁶ Zum Beispiel: EWI/GWS/Prognos: "Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung, August 2010. Hier wird eine reale Ölpreissteigerung **von 1%** p.a. bis 2050 angenommen (Tab.2.3.1). Heizölpreise steigen um 0,4 c/l pro Jahr bis 2020. Ähnlich: EWI/Prognos: Auswirkungen höherer Ölpreise auf Energieangebot und -nachfrage, 2006. Hier wird 2010-2020 ein realer **Rückgang** der Ölpreise um 0,3 \$/b p.a. angenommen.

Relevanz von Ölpreisprognosen

Die Preise von Öl und Gas beeinflussen unmittelbar den Lebensstandard der Bevölkerung und die Wettbewerbsfähigkeit der Unternehmen. Dadurch wird der Preisanstieg fossiler Energieträger zu einer vielschichtigen Herausforderung: energiepolitisch, wirtschaftspolitisch, verkehrspolitisch und sozialpolitisch.

Die Einflussmöglichkeiten der nationalen und europäischen Politik auf die Energiepreise sind in den letzten Jahrzehnten geschrumpft, da der Energiemix und die Verkehrspolitik einseitig auf zunächst preiswerte und leicht verfügbare, zunehmend aber knappe und teure Energieimporte ausgerichtet wurde.

Heute ist Deutschland fast vollständig von fossilen Energieimporten abhängig. Die Importabhängigkeit lag 2011 bei Öl nahe 96%, bei Erdgas um die 86% und bei Steinkohle nahe 79% (vgl. Chart). Nur bei den Erneuerbaren Energien und der Braunkohle liegt der Inlandsanteil bei 100%. Die hohe Außenabhängigkeit gilt zunehmend auch für die gesamte EU, da der Höhepunkt (Peak) der Öl- und Gasproduktion überschritten ist.



Preisanstieg und Importabhängigkeit wiegen bei Öl besonders schwer, da hier keine gleichwertigen Alternativen zur Verfügung stehen, während Gas und Kohle zumindest bei der Stromerzeugung leichter substituierbar sind. Zudem kann auf Öl kurz- und mittelfristig nicht verzichtet werden, da ohne eine ausgedehnte Mobilität der Wirtschaftskreislauf und das soziale Leben zusammenbrächen.

3.4 Argumente für weiter steigende Ölpreise¹⁷

Die Annahme, dass die Ölpreise im wesentlichen unverändert bleiben (oder sogar fallen werden) ist nicht nur willkürlich: Sie setzt einen Trendbruch in der Preisentwicklung voraus und sie ignoriert klare, weitgehend akzeptierte Argumente für einen weiteren Ölpreisanstieg. Insofern ist es notwendig, politische Projekte und Programme auch unter dem Blickwinkel der Stichhaltigkeit von Preisprognosen zu bewerten.

¹⁷ Zu den folgenden Argumenten ausführlich: EnergyComment: Global Energy Briefing, Nr.77-81, Vol.4/5, 2012/2013

Preistrend eindeutig

Auch wenn man den unten aufgeführten Argumenten nicht folgen will, spricht doch der Preistrend der letzten 10 Jahre eine deutliche Sprache. Die Argumentationslast liegt bei der Gegenseite: Warum sollte dieser Trend plötzlich stoppen?

Selbst die in Preisfragen notorisch überoptimistische Internationale Energieagentur (IEA) rechnet mit einem Anstieg der Rohölpreise auf 216 \$/b (New Policies Scenario) bzw. 250 \$/b (Current Policies Scenario) im Jahr 2035.¹⁸ Das bedeutet einen erheblichen Preisanstieg, der real umso stärker ausfällt, je weniger es weiten Bevölkerungsteilen gelingt, jährliche Einkommenszuwächse zu erzielen, die mit der allgemeinen Inflationsrate Schritt halten.

Überoptimismus auf der Angebotsseite: Von der Nordsee bis zum Shale Oil

Die Wirtschaftsforscher taten sich lange schwer mit der neuen Ölwelt. Die Verknappung eines wichtigen Rohstoffes schien undenkbar.

Immer wieder wurden neue "Game Changer" beschworen, die eine Fortsetzung steiler Verbrauchszuwachsraten ermöglichen sollten.¹⁹ Doch in den letzten 25 Jahren hat sich eine Hoffnung nach der anderen zerschlagen:

a) Das Nordseeöl schien seit den 80er Jahren die Preismacht der OPEC brechen zu können. Ende der 90er wurden 10% der globalen Ölversorgung vor unserer Haustür gefördert. Doch in den letzten 12 Jahren brach die Produktion um 70% ein, weil die Vorkommen erschöpft sind.

b) Ende der 1990er Jahre sollte die Kaspische Region zu einem "zweiten Persischen Golf" werden. Studien vermuteten enorme Ölreserven. Der Fund des Ölfeldes Kashagan im Jahr 2000 (der größten Feldentdeckung der letzten 30 Jahre) schien alle Hoffnungen zu bestätigen.

Fakt ist, dass die Fördermengen in der Region nur im Zeitlupentempo steigen. Die Reservenschätzungen stellten sich als weit überzogen heraus. Kashagan produziert bis zum heutigen Tag keine nennenswerten Mengen und hat sich wegen seiner horrenden Erschließungskosten von weit über 100 Mrd. Dollar seinen Branchennamen "Cash-all-gone" verdient.

c) Ebenso kurzlebig war die Hoffnung, mit akzeptablem Aufwand große Mengen von Ölprodukten aus Gas (GTL Gas-to-Liquids) oder Kohle (CTL Coal-to-Liquids) herzustellen. Die Kosten sind nach wie vor extrem hoch, während die Umwelt- und CO₂-Bilanz desaströs ist.

Heute gibt es nur eine einzige moderne große GTL-Anlage in Qatar (Shell Pearl), für die das Erdgas praktisch zum Nulltarif bereitgestellt wird.

CTL wird bzw. wurde nur in Südafrika und in China verfolgt. Peking musste wegen des Wassermangels in den Kohleregionen die meisten Projektanträge ablehnen.²⁰

¹⁸ In Preisen des jeweiligen Jahres; 2,3% p.a. Inflationsrate; IEA World Energy Outlook 2012, Paris 2012, Tab. 1.4. Auch die Erdgaspreise werden laut IEA steigen. Europäische Gasimporte kosten demnach in 2035 21,6 \$/MBtu (NPS) bzw. 23,6 \$/MBtu (CPS); 2011 waren es 9,6 \$/MBtu.

¹⁹ Den Höhepunkt des Optimismus bildete wohl die Prognose des "Economist" Ende der 90er Jahre, wonach der Ölpreis langfristig bei 5 \$/b verharren werde.

²⁰ EnergyComment: China Energy Briefing Nr.13, Hamburg 2012.

d) Mitte des letzten Jahrzehnts schienen Biokraftstoffe eine Lösung zu bieten. Doch schon 2008 wurde die Nutzungskonkurrenz zu Nahrungsmitteln überdeutlich. Heute können nur Brasilien und die USA größere Ethanolmengen anbieten. Die Biokraftstoffe der zweiten und dritten Generation, die spezielle Energiepflanzen oder Zellulose verwenden, werden noch über Jahrzehnte hinaus keine Rolle spielen.

e) Nach 2007 trat Brasilien ins Blickfeld. Vieles deutet darauf hin, dass sich etwa 50 Mrd. Barrel Öl (3% der bekannten Ölreserven) in Tiefstwasserfeldern befinden, vielleicht sogar mehr.

Aber die technisch sehr aufwendige und riskante Erschließung kommt kaum voran. Brasilien hat keine Eile, da es mit Rohstoffen gut versorgt ist. Die brasilianische Ölproduktion geht zur Zeit sogar zurück, weil ältere Felder schneller versiegen, als neue Felder erschlossen werden. Der Staatskonzern Petrobras, der alle Tiefstwasserprojekte operativ leitet, ist tief in innenpolitische Skandale verstrickt und hält die Wertschöpfung im eigenen Land, auch wenn dies die Ölförderung über viele Jahre hinaus verzögern wird.

f) Light Tight Oil (LTO, "Schieferöl"), also Öl aus besonders dichtem und undurchlässigem Gestein²¹, ist der aktuelle Hoffnungsträger, der die Ölversorgung grundsätzlich verändern soll.

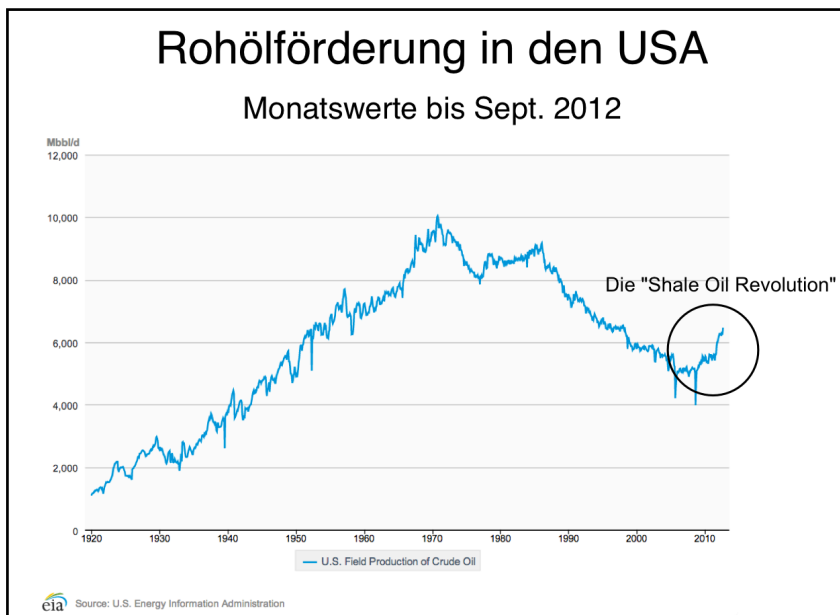
Das Öl wird hier mit aufwendigen Fördermethoden (Fracking, Einpressen von Chemikalien und Wasser, horizontale Fächerbohrungen) an die Oberfläche befördert. Technische und organisatorische Fortschritte sowie eine laxer Umweltpolitik in der Bush-Ära lösten einen Ölboom in mehreren Bundesstaaten aus, insbesondere in North Dakota und Texas. Außerhalb der USA und Kanadas wird auf absehbare Zeit keine große Shale Oil Produktion erwartet, da die kurz- und langfristigen Umweltbelastungen und Risiken sehr hoch sind.

In der Tat sind die Mengen in nationaler Perspektive beträchtlich (siehe Schaubild), jedoch in globaler Perspektive kein Game Changer. Zur Zeit liefert amerikanisches Shale Oil 2% der Weltölversorgung. Die IEA hält einen Anstieg auf 3-4% der Weltölversorgung für denkbar, erwartet aber schon Mitte des kommenden Jahrzehnts einen allmählichen Rückgang der Fördermengen, da die Vorkommen begrenzt sind.

Der Boom wird auch durch die Konkurrenz mit kanadischem Teersand relativiert. Es versorgt zum großen Teil dieselben Regionen der USA wie Shale Oil. Die Preise im Mittleren Westen der USA liegen mit knapp 90 \$/b bereits 25% unter dem Weltmarktniveau, da das Öl wegen der unzureichenden Pipelinekapazitäten nur mit großem Preisabschlag an die Golfküste (dem Raffineriezentrum der USA) abtransportiert werden kann. Kanadisches Öl aus Teersand (Western Canada Select) kann derzeit nur zu knapp 50 \$/b verkauft werden.

Schon jetzt ist ein Abflauen der Investitionen und Bohraktivitäten sichtbar, denn die Kosten steigen, während die Preise fallen. Doch selbst ein Boom in der Shale Oil Förderung in den USA muss nicht zu niedrigeren Ölpreisen in Europa führen. Zahllose logistische Probleme, die Raffineriestruktur und amerikanische Exportverbote für Rohöl könnten Shale Oil zu einer "inneramerikanischen" Angelegenheit machen, die den Weltmarkt nur begrenzt entlasten kann.

²¹ Es handelt sich hier im Normalfall um hochwertiges, leichtes Öl, das im Source Rock, in dem das Öl ursprünglich entstand, gefangen blieb; normalerweise wandert Öl aufwärts, bis es in poröserem Gestein etwa durch eine darüber liegende, undurchlässige Salzschieht aufgehalten wird und sich dort ansammelt.



Der Höhepunkt der globalen Rohölförderung ist erreicht

Laut IEA²² ist die globale Rohölförderung (ohne Feldkondensate) auf einem Plateau angelangt, das nicht mehr überschritten werden kann. Der Ausblick der Experten wurde auch für das gesamte Ölangebot ("All Liquids") in den letzten 10 Jahren immer pessimistischer. Während vor 10 Jahren noch eine Förderung von 125-135 mb/d im Jahr 2030 erwartet wurde, sind es jetzt nur noch etwas über 100 mb/d.

Das Rohölangebot wird ab dem kommenden Jahrzehnt sinken, selbst wenn es zu keinen politischen, ökonomischen oder technischen Störungen kommen sollte. Im Jahr 2008 war der Peak für Rohöl (ohne Feldkondensate) bei 70 mb/d erreicht. Bis 2035 erwartet die IEA nur noch 65,4 mb/d. Außerhalb der OPEC fällt das Rohölangebot sogar noch steiler um knapp 20%.

Jedes zusätzliche Ölangebot muss also aus anderen Quellen kommen. Das sollen vor allem die NGL sein (Natural Gas Liquids: Propan, Butan u.a.), die aus Erdgasfeldern stammen. Auch das Angebot an unkonventionellem Öl (Ölsand, Shale Oil, Schweröl) muss bis 2035 verdreifacht werden. Selbst die Produktion von Biokraftstoffen muss bis dahin von 1,3 auf 4,5 mb/d vervielfacht werden, um die weiter steigende Ölnachfrage decken zu können. Im Tiefwasser muss bis 2035 fast doppelt so viel gefördert werden wie heute (von 4,8 auf 8,7 mb/d).

Der Wettlauf gegen die Erschöpfung bereits erschlossener Rohölfelder geht allmählich verloren. Ihre Fördermengen fallen auf nur noch 26 mb/d bis 2035. Die Depletion Rate (Geschwindigkeit des Förderrückgangs) wird tendenziell immer höher, da der Anteil kleinerer Felder und Tiefwasserfelder zunimmt.

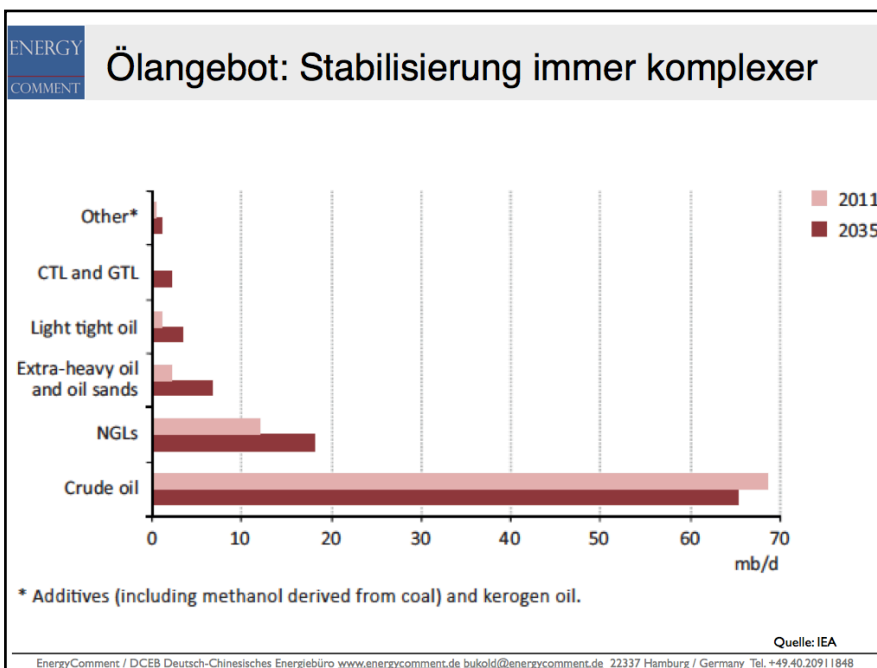
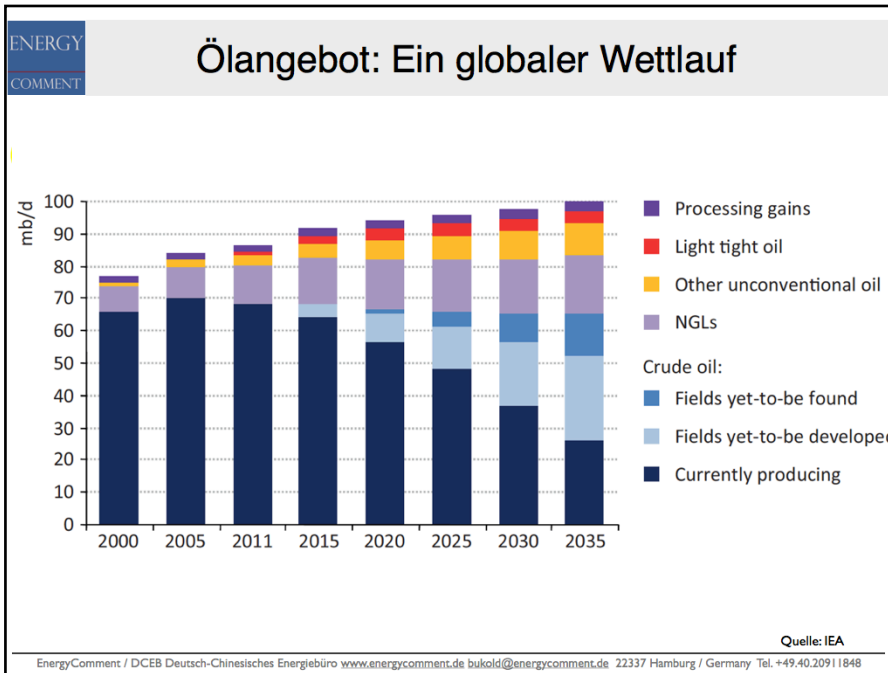
Vor allem Europa muss mit einem Einbruch seiner Ölproduktion von derzeit 3,8 mb/d auf 2,1 mb/d (2035) rechnen. Großbritannien wird dann nur noch 0,34 mb/d fördern. 1999 waren es 2,9 mb/d, fast 10mal so viel.

Ohne Gasboom keine sichere Ölversorgung

Auch die Ölwelt braucht nun den "Dash for Gas", also eine steil steigende Förderung der Erdgasfelder, weil nur dann die dort beigemengten NGL in ausreichenden Mengen dem Markt zur Verfügung gestellt werden können.

²² Vgl. IEA: World Energy Outlook 2012, Paris 2012

Das gilt vor allem für Erdgas am Persischen Golf, weil dort die Felder einen überdurchschnittlich hohen NGL-Anteil haben.



Nachfrage ist mittelfristig steiler als Ausweitung der Angebotskapazität

Zur Zeit werden über 1000 Fass Öl pro Sekunde verbraucht, 90 Millionen Fass pro Tag. Und die Nachfrage steigt weiter: Bis 2035 werden zusätzliche 1,5 Milliarden Menschen auf der Erde leben. Das reale BIP wird sich bis dahin voraussichtlich mehr als verdoppeln.

Eine stagnierende oder leicht zurückgehende Ölnachfrage in den alten Industrieländern wird durch einen stark steigenden Bedarf im Rest der Welt überkompensiert, insbesondere in China, Südostasien, Brasilien und den ölreichen Staaten. Eine Entspannung ist also nicht zu erwarten.

In den Schwellenländern steigen etwa eine Milliarde Menschen in die Mittelschicht auf, deren Lebensstil durch einen hohen, weitgehend konjunkturunabhängigen Ölkonsum geprägt ist. Die Automobilisierung und eine höhere räumliche Arbeitsteilung führt dort schon jetzt zu einem raschen Anstieg des Straßenverkehrs. Der private Konsum wächst ebenso wie die Größe der Wohnungen und die Freizeitmobilität.

Preisuntergrenze (I): Die Produktionskosten der Ölförderung steigen

Die Produktionskosten für Rohöl, ohne Profitmarge und vor Steuern, bewegten sich lange Zeit in einer Kostenspanne bis zu 30 \$/b.

Doch nur am Persischen Golf gibt es noch größere Reserven mit vergleichbarer Kostenstruktur. Diese Mengen werden allerdings weitgehend vom OPEC-Kartell kontrolliert, das den Markt so versorgt, dass die Ölproduzenten mit den höchsten Kosten die Preisuntergrenze definieren. Diese Grenzkostenanbieter sind zur Zeit die kanadischen Ölsandminen ("Heavy Oil/Bitumen"), aufwendige Tiefwasserprojekte und viele Shale Oil Projekte, deren Kosten sich um die 70-80 \$/b bewegen.

Allein schon die Kostenseite, wie gesagt hier ohne Profitmargen und ohne Steuern, zeigt also, dass die Zeiten billigen Öls definitiv der Vergangenheit angehören. Einzelne Anbieter mit günstigen geologischen Bedingungen werden auch in der Zukunft große Windfall Profits erzielen, aber die marginalen Anbieter brauchen immer höhere Ölpreise, nur um den Break-Even zu erreichen.

Im Jahr 2012 haben die globalen Kosten der Öl- und Gasförderung ein neues Allzeithoch erreicht (IHS UCCI und UOCI). Sie liegen jetzt 130% (Investitionskosten) bzw. 90% (operative Kosten) über dem Stand des Jahres 2000. 2012 werden voraussichtlich 633 Mrd. US-Dollar (2011: 557 Mrd.) an Investitionskosten bzw. 493 Mrd. Dollar (2011: 464 Mrd.) an laufenden operativen Kosten ausgegeben. Für 2013 wird ein weiterer Kostenanstieg erwartet.²³

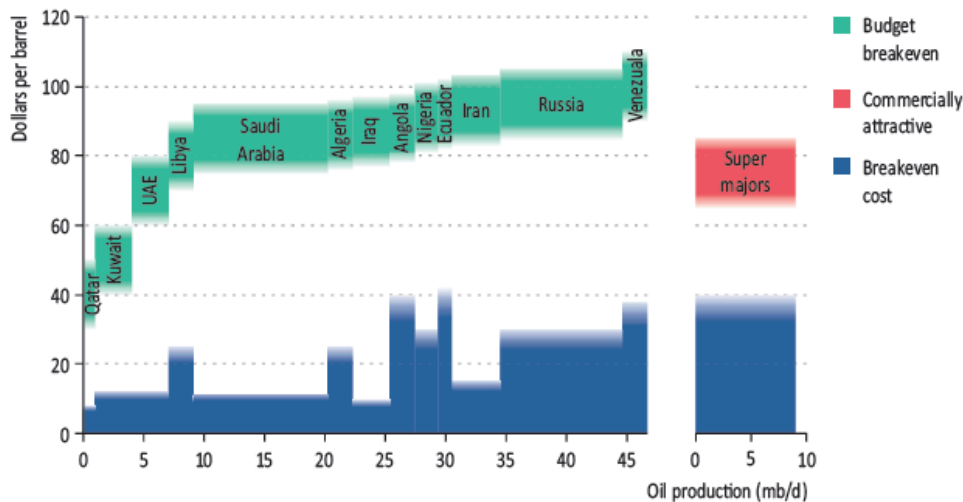
Preisuntergrenze (II): Die politischen Kosten der Ölproduktion

Das folgende Schaubild zeigt ein realistischeres Bild der Preisuntergrenze als die reine Kostenbetrachtung des letzten Abschnitts. Hier werden nicht nur die Kosten der bisherigen Ölproduktion vor Steuern (blau) dargestellt, sondern auch das Ölpreisniveau, das große Ölstaaten für einen ausgeglichenen Staatshaushalt benötigen (grün). Rechts (rot) befindet sich das Preisniveau, das private Ölkonzerne zur Zeit als Untergrenze für neue Projekte veranschlagen.

Nur Qatar und Kuwait könnten als bevölkerungsarme, aber ressourcenreiche Staaten mit Ölpreisen um die 60 \$/b leben. Die großen Produzenten wie Saudi-Arabien, Russland, Irak, Iran und Venezuela benötigen hingegen mindestens 80-110 \$ für einen Barrel Öl, um fiskalpolitisch und damit innenpolitisch stabil zu bleiben. Insbesondere im arabischen Raum sind die Anforderungen in den letzten beiden Jahren gestiegen, da ein stabiler Lebensstandard für die Gesamtbevölkerung und eine aufwendige Klientelfinanzierung für die innenpolitische Legitimierung der Autokraten garantiert werden muss.

²³ <http://www.ogfj.com/articles/2012/12/cost-of.html?cmpid=EnlOGFJDecember112012.html>

Figure 3.21 • Breakeven costs, budget breakeven and commercially attractive prices for current oil production for selected producers, mid-2011



Notes: Only OPEC countries, Russia and the aggregation of the five super-majors (BP, Chevron, ExxonMobil, Shell and Total) are included. The breakeven cost is the realised oil price at which all operating expenses (excluding taxes) and capital costs (including a 10% capital discount rate), are fully recovered.

Sources: IEA databases and analysis based on industry sources: APICORP (2011), Deutsche Bank (2011), Credit Suisse (2011), IMF (2011), PFC (2011) and CGES (2011).

Quelle: IEA: World Energy Outlook 2011, Paris 2011

In diesem Zusammenhang sollte auch auf die freien Produktionskapazitäten (Spare Capacity) verwiesen werden. Außerhalb der OPEC gibt es im Krisenfall keinen Kapazitätspuffer mit Ausnahme der strategischen Notreserven. Nur die OPEC-Staaten am Persischen Golf, und hier zu 80% Saudi-Arabien, verfügen über eine Spare Capacity von aktuell 3 mb/d pro Tag, also etwa 3% der Weltnachfrage.

Die Preistrends während der Libyenkrise im Jahr 2011 und während des Iran-Embargos seit 2012 haben gezeigt, dass diese Reserven nur zögerlich und "preisschonend" eingesetzt werden. Sobald sich die Preise auf einem höheren Preisniveau festgesetzt haben, gilt dieser Wert aus OPEC-Sicht als "angemessen". Insofern sind auch Reservekapazitäten kein Garant für stabile Ölpreise.

Die kurzfristigen technischen und politischen Risiken werden unkalkulierbar

Auch ohne große Krisen wie im Fall Libyen, Iran oder Irak wird die globale Ölversorgung immer anfälliger. Der folgende Chart zeigt die Prognoserevisionen zum Ölangebot (non-OPEC) zwischen April und Oktober 2011: Zunächst wurde ein Zuwachs von 800.000 b/d erwartet; wenige Monate später war daraus ein Rückgang um 30.000 b/d geworden. Die wichtigsten Ursachen sind "normale" Störungen im Produktionsablauf von China über Kanada bis zur Nordsee.

Hinzu kommen schwelende Sicherheitsrisiken in wichtigen Förderländern: Die Auseinandersetzung mit dem Iran (Atomprogramm) ist ungelöst; die Zahl der Anschläge im Irak nimmt wieder dramatisch zu; die Lage in Syrien ist unkalkulierbar; die Normalisierung der innenpolitischen Situation in Libyen ist alles andere als eine Einbahnstraße; und die sozialen und innenpolitischen Konflikte in Nigeria unterbrechen regelmäßig die Ölproduktion.

Ölangebot: Die Unsicherheiten nehmen zu

IEA April 2011 "Ölförderung (ohne OPEC) wächst 2011 um 800.000 b/d"

IEA Oktober 2011 "Ölförderung (ohne OPEC) fällt 2011 um 30.000 b/d"

Selected Third Quarter 2011 Outages

Colombia Protests	-10
China Bohai Bay Spill	-80
Yemen outages	-50
Malaysia Kikeh outages	-60
Canada Horizon fire	-110
Argentina protests/damage	-30
Norway other outages	-130
UK unplanned outages	-110
US hurricane adjustment	-70
North Sea maintenance	-250

Quellen: IEA Oil Market Reports 2011 und EnergyComment: Global Energy Briefing, Nov. 2011

Extreme Abhängigkeit: Alles hängt an sechs Staaten

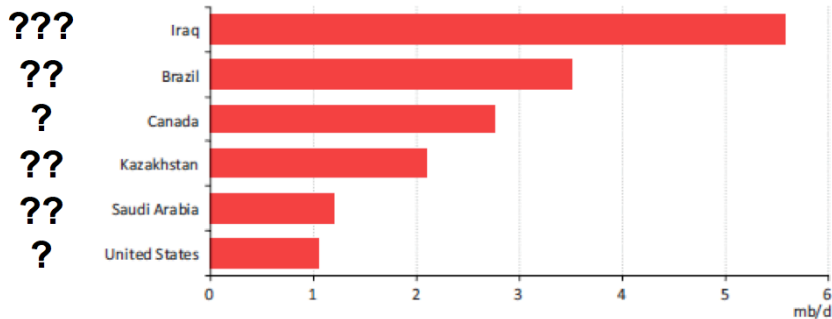
Die einzigen Länder, die ihre Ölförderung noch nennenswert ausweiten können, sind Irak, Brasilien (Tiefstwasser), Kanada (Ölsand), Kasachstan, Saudi-Arabien (NGL) und die USA (Shale Oil). Der Ölmarkt braucht den Erfolg aller dieser Länder, um ausreichend versorgt werden zu können.

Der geplante Ausbau mag gelingen, aber die Risiken sind offensichtlich. Hunderte von Großprojekten müssen planmäßig durchgeführt und abgeschlossen werden, um die Ölversorgung nicht zu gefährden. Das eigentliche Risiko von Krisen wie z.B. beim Iranembargo ist dabei nicht die unmittelbare Bedrohung der Lieferströme, sondern die längerfristige Verzögerung beim Ausbau des Ölangebots, das sich in einem Kopf-an-Kopf-Rennen mit der Ölnachfrage befindet.

Die Sicherheit der Ölversorgung hängt heute davon ab,

- dass am Persischen Golf ein Erdgasboom stattfindet,
- dass gute Ernten in USA und Brasilien die Bioethanolproduktion ermöglichen,
- dass die irakische Zentralregierung langfristig stabil bleibt,
- dass die Staaten des OPEC-Kartells ihre Produktion mit großem Aufwand ausweiten, obwohl sie auch von Knappheitspreisen profitieren könnten,
- dass die innenpolitischen Querelen der brasilianischen Ölpolitik abebben
- u.v.m.

Große politische und technische Unsicherheiten bei den langfristigen Produktionsprognosen

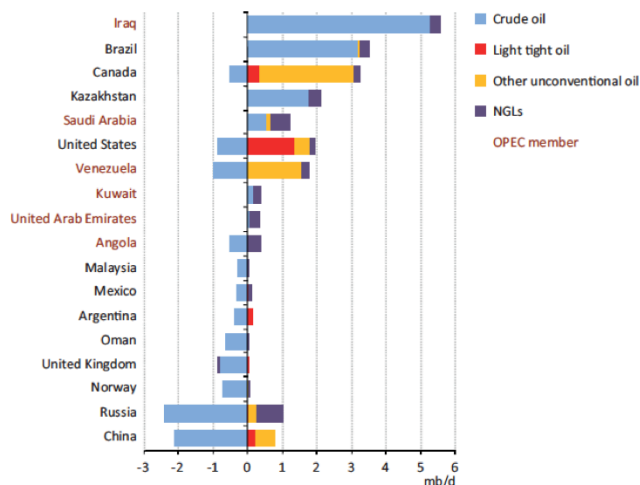


Quelle: IEA

EnergyComment / DCEB Deutsch-Chinesisches Energiebüro www.energycomment.de bukold@energycomment.de 22337 Hamburg / Germany Tel. +49.40.20911848

Quelle: IEA: World Energy Outlook 2012, Paris 2012 und eigene Darstellung

2012-2035: Nur noch 7 Länder mit Potenzial



Quelle: IEA

EnergyComment / DCEB Deutsch-Chinesisches Energiebüro www.energycomment.de bukold@energycomment.de 22337 Hamburg / Germany Tel. +49.40.20911848

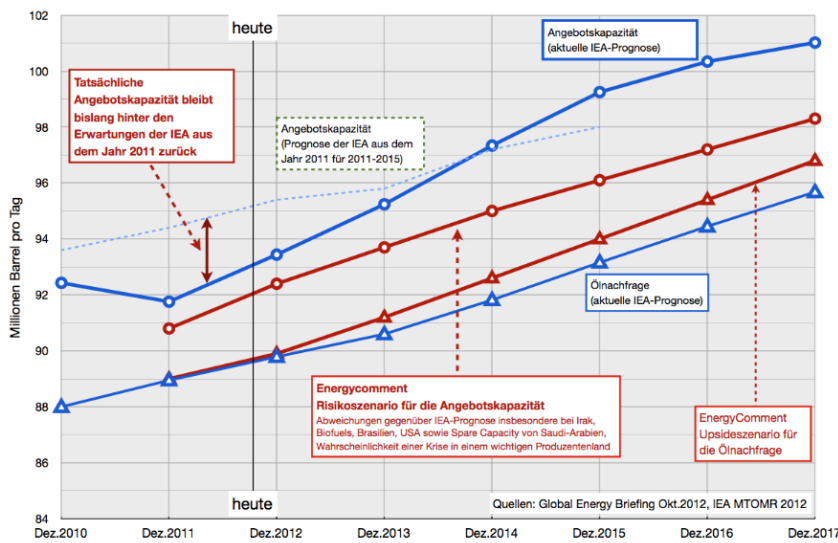
Quelle: IEA: World Energy Outlook 2012, Paris 2012 und eigene Darstellung

3.5 Zwischenfazit

Größere Produktionsstörungen, eine zurückhaltende Export- oder Investitionspolitik des OPEC-Kartells oder eine Fortsetzung des bisherigen Nachfragetrends stellen Risiken dar, die nicht von der Hand zu weisen sind. Wenn nur eines dieser Risiken manifest wird, könnte sich die Schere zwischen Nachfrage und Angebotskapazität noch in diesem Jahrzehnt schließen.

Das folgende Schaubild zeigt, wie schon eine leichte Abweichung (EnergyComment in rot) vom erwarteten Trend (IEA in blau) eine Verknappung verursachen könnte, wenn die Angebots- und Nachfrageparameter nur leicht verändert werden.

Peak Oil Barometer: Zwei Szenarien für die Jahre 2012-2017



FAZIT:

Die IEA musste ihre Erwartungen zur Angebotskapazität in den letzten zwei Jahren um über 2 mb/d nach unten revidieren. Sie bleibt aber für die nächsten Jahre optimistisch und rechnet mit einem komfortablen Kapazitätspuffer.

Wir halten es dagegen für wahrscheinlich, dass diese Serie von Abwärtsrevisionen anhält und lassen daher unsere ursprüngliche Risikoprognose aus dem April 2011 unverändert, bleiben also bei 96 mb/d für Jahr 2015.

Der Ölmarkt ist aktuell ausreichend versorgt. Das Risiko einer Ölverknappung ist jedoch hoch, da wegen der hohen saudischen Förderung zur Zeit nur geringe freie Produktionskapazitäten als Risikopuffer zur Verfügung stehen.

Die Preise bewegen seit Anfang 2011 seitwärts um die 110 \$/b, aber jede zusätzliche Krise würde wegen des schmalen Puffers starke Preisreaktionen auslösen. Hinzu kommt, dass auch im Raffineriesektor immer wieder Engpässe auftauchen, so dass die Verbraucherpreise überproportional steigen werden.

Die freien Förderkapazitäten für unvorhergesehene Störungen liegen in unserem Risikoszenario 2017 nur noch bei 1,5 mb/d (etwa 1,5% des Ölverbrauchs). Nach der aktuellen IEA-Prognose wird er 5,3 mb/d umfassen.

© EnergyComment Dr. Steffen Bukold für Energiepolitik.DE 2012

Quelle: <http://www.peak-oil.com/peak-oil-barometer/>

Der Ölpreis würde dann so lange steigen, bis einzelne Nachfrager ihre Aktivitäten dauerhaft einstellen ("Demand Destruction") oder bis einzelne Staatshaushalte kollabieren, da sie die Subventionierung der oft lebensnotwendigen Ölprodukte nicht mehr finanzieren können.

Als Zwischenfazit lässt sich also feststellen:

1. Die globale Ölnachfrage wächst weiter.
2. Die konventionelle Rohölförderung kann nicht mehr gesteigert werden (abschüssiges Plateau).
3. Das zusätzliche Ölangebot hängt von der raschen Erschließung höchst unsicherer Regionen sowie umstrittener Ersatzrohstoffe ab.
4. Die Ölversorgung ist keine Ressourcenfrage ("Wieviel ist vorhanden?"), sondern eine Produktionsfrage und ein Wettlauf mit der Nachfrage ("Wieviel steht dem Markt rechtzeitig zur Verfügung?").
5. Es besteht aus heutiger Sicht ein beträchtliches Risiko, dass es immer wieder zu einer relativen Ölverknappung kommen wird.
6. Der Ölpreis steigt in diesen Phasen so lange, bis der Nachfragetrend gebrochen wird.

Aus heutiger Sicht ist es aus den genannten Gründen deshalb weitaus plausibler, mit einem weiterhin steilen Anstieg der Ölpreise zu rechnen, als mit einer Stagnation oder gar einem dauerhaften Preisrückgang.

3.6 Preisprognose für Heizöl

Die genannten Gründe legen die Schlussfolgerung nahe, dass auch in Zukunft mit weiter steigenden Ölpreisen gerechnet werden sollte. Die Wahrscheinlichkeit einer Preisstagnation oder gar dauerhaft fallender Preise erscheint vergleichsweise gering. Jede vorausschauende Energiepolitik sollte diese Preisrisiken berücksichtigen.

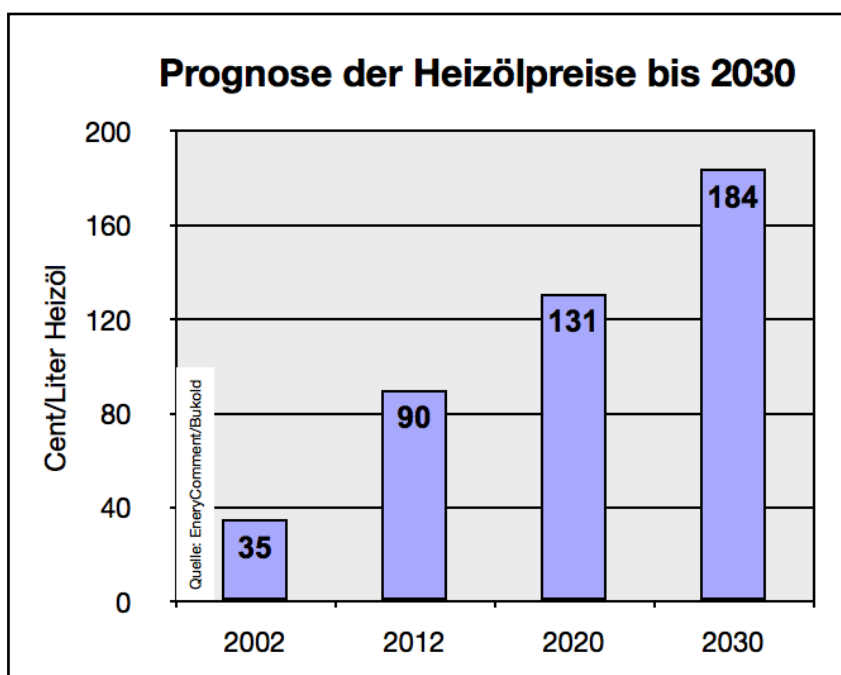
Wir rechnen daher, unter folgenden konservativen Annahmen:

- stabiler Mehrwertsteuersatz
- stabile Energiesteuern
- in realen Preisen konstante absolute Margen im Gasoil- und Heizölmarkt
- stabiles Euro-Dollar-Verhältnis
- Fortsetzung des Rohölpreisanstiegs (Brent) der letzten 10 Jahre in absoluten Werten (plus 8,5 \$/b pro Jahr)

mit den folgenden Verbraucherpreisen für Heizöl:

- **2002 35 c/l (ca. 3,5c je kWh)**
- **2012 90 c/l (ca. 9c je kWh)**
- **2020 131 c/l (ca. 13c je kWh)**
- **2030 184 c/l (ca. 18c je kWh)**

Das entspricht einer Kostensteigerung von durchschnittlich 4% pro Jahr. Die Kostenstruktur verschiebt sich dadurch weiter von den eher stabilen Investitionskosten für Ölheizungen zu den rasch steigenden variablen Kosten für den Brennstoff Heizöl.



- *Andere Prognosen erwarten noch höhere Preise. Die Agentur für erneuerbare Energien (www.unendlich-viel-energie.de) kommt noch zu weitaus pessimistischeren Ergebnissen.²⁴ Der Ausgangspreis für Heizöl ist dort niedriger (6 c/l im Februar 2010), aber es wird aus der Vergangenheit eine jährliche Steigerung der Heizölpreise von 10,78% abgeleitet. Das erscheint zu pessimistisch, da der Verbraucherpreis auch konstante (Energiesteuern) oder eher linear wachsende Komponenten enthält (Margen für Transport, Handel; Raffineriemarge je Tonne).*

²⁴ Renewes Spezial Januar 2011; „Erneuerbare Wärme“ www.unendlich-viel-energie.de.

Selbst beim Rohölpreis führt die Annahme eines exponentiell steigenden Preises über 20 Jahre hinweg rasch zu unwahrscheinlichen Werten.

- *Die Verbraucherzentrale Nordrhein-Westfalen kommt in ihrer Prognose zu leicht höheren Ergebnissen. Sie erwartet, dass die Heizölpreise 2011-2020 um 59 Prozent steigen werden. "Für eine 70-m²-Wohnung würde das bei gleichbleibender Energiemenge folgende Erhöhungen bedeuten: Im Jahr 2011 lagen die Brennstoffkosten für das benötigte Heizöl bei durchschnittlich 800 Euro. Im Jahr 2020 kostet die gleiche Menge Heizöl 1.280 Euro. Die Brennstoffkosten für Erdgas liegen heute bei 700 Euro und steigen im Jahr 2020 auf 940 Euro. Für Fernwärme mussten Mieter und Eigentümer einer 70-Quadratmeter-Wohnung im vergangenen Jahr 900 Euro bezahlen, im Jahr 2020 werden im Schnitt 1.390 Euro für die gleiche Brennstoffmenge fällig."²⁵*

Je länger der Betrachtungszeitraum ist, desto attraktiver erscheinen im Vergleich zu Heizöl Sanierungsmaßnahmen oder Heizungsarten mit geringeren Brennstoffkosten.

Die Kosten für die Füllung eines handelsüblichen 3000-Liter-Tanks würden sich dadurch von 2700 Euro im Jahr 2012 auf 5520 Euro im Jahr 2030 verdoppeln und gegenüber 2002 verfünffachen.

Die Heizölrechnung (ohne Warmwasser) einer durchschnittlich gedämmten Wohnung (150 kWh/qm) mit 70 qm Wohnfläche steigt dadurch **von ca. 945 Euro im Jahr 2012 auf 1932 Euro am Ende des kommenden Jahrzehnts (2030)** - falls keine Sanierungsmaßnahmen erfolgen. Der monatliche Heizkostenabschlag steigt von 79 Euro auf 161 Euro.

4. Heizöl in der Bewertungsmatrix

Die aufgezeigten Risiken der Ölversorgung beeinflussen die Beurteilung unterschiedlicher Technologien zur Wärmeerzeugung sowie der Maßnahmen zur Verringerung des Wärmebedarfs erheblich.

In der folgenden Matrix werden ausgewählte Aspekte dieser Neubewertung präsentiert. Der Vergleich ist in keiner Weise erschöpfend. Er soll vielmehr energiepolitische Aspekte betonen, die in der vorherrschenden tagespolitischen, oft kostenfixierten Ist-Analyse der Optionen vernachlässigt werden, insbesondere:

- die kurz- und langfristigen Preisrisiken
- die Nachhaltigkeit und Krisenresilienz der Versorgung
- die Integrationsfähigkeit der Lösungen in eine Stromversorgung, die sich auf regenerative Energien stützt
- die Eignung für Raumstrukturen mit besonderen Anforderungen (hochverdichtete Innenstädte; gering bevölkerte ländliche Räume).

Die Farben weisen auf ein positives Profil (grün), bedenkliches Profil (hellrot) oder sehr riskantes Profil (rot) der jeweiligen Lösungen hin.

²⁵ <http://www.co2online.de/ueber-co2online/newsanzeige/article/7/energiepreise-verdoppeln-sich-bis-2020/index.html>

Bewertungsmatrix Brennstoffe und Heiztechnologien

	Nachfragepolitik		Angebotspolitik				
	Sanierung der Gebäudehülle	Nicht-investive Nachfragepolitik	Heizöl	Erdgas	Pellet-heizung	Wärmepumpe	Solarthermie & Wärmespeicher
Kosten							
Brennstoffkosten (heute)	Green	Green	Red	Light Red	Light Green	Light Green	Green
Brennstoffkosten (Zukunft) / Kostenrisiko	Green	Green	Red	Light Red	Light Red	Light Red	Green
Investitionskosten	Light Red	Green	Light Green	Light Green	Light Red	Light Red	Red
Nachhaltigkeit und Resilienz							
Versorgungssicherheit Krisenresilienz	Green	Green	Red	Light Red	Light Green	Green	Green
CO2 (heutiger Strommix)	Green	Green	Red	Light Red	Green	Light Green	Green
CO2 EE-Strom	Green	Green	Red	Light Red	Green	Green	Green
Integrationsfähigkeit							
- in EE-basierte, dezentrale Energienetze	Green	Green	Red	Red	Red	Green	Green
- innerstädtisch	Green	Green	Green	Green	Light Red	Light Red	Light Green
- ländlich	Green	Green	Green	Red	Green	Green	Green
Gesamtbewertung	Light Blue	Light Blue	Light Blue	Light Blue	Light Blue	Light Blue	Light Blue
- ohne eine Vollsanierung der Gebäude	n.a.	Green	Red	Light Red	Light Green	Light Green	Light Red
- nach der Vollsanierung der Gebäude	n.a.	Green	Red	Light Red	Light Red	Light Red	Light Green
Fazit	Green	Green	Red	Light Red	Light Green	Light Green	Light Green

Die Matrix zeigt, dass jede Lösung ein spezifisches Profil von Stärken und Schwächen hat.

Nicht-investive Maßnahmen der Nachfragepolitik (Aufklärung, Schulung, regulative Verbesserungen, veränderte interdisziplinäre Planungsansätze, kultureller Wandel, "Anti-Rebound"-Programme) haben ein durchweg positives Profil.

Gleich an zweiter Stelle steht der investive Bereich der **Gebäudesanierung**, die zwar zunächst hohe Investitionskosten mit sich bringt, aber angesichts steigender Brennstoffkosten langfristig attraktiv ist und Preisrisiken fast vollständig eliminiert.

Die Bewertung der folgenden Heizarten ändert sich je nach Sanierungsgrad der Altbauten bzw. je nach Energiestandard der Neubauten. Umfassend sanierte Gebäude und Neubauten haben einen Heizbedarf, der 60-80% unter dem Durchschnitt des Gebäudebestands liegt. In diesem Fall werden Heizarten mit hohen Investitions- und geringen laufenden Kosten oftmals unattraktiv. Andererseits können Heizarten mit geringerer oder unregelmäßiger Heizleistung wie die Solarthermie an Bedeutung gewinnen.

Die **Solarthermie** nimmt in dieser Liste eine Sonderstellung ein, da sie bislang nur nach einer Vollsanierung oder im Neubau eine zentrale Stütze der Heizenergieversorgung darstellen könnte. Zur Zeit kommt sie vor allem für die Warmwasserzubereitung oder als Ergänzung einer Hauptheizung zum Einsatz.

Beim Einsatz großvolumiger Wärmespeicher kann die Solarthermie jedoch Wärmeenergie aus dem Sommer für den Herbst und Winter nutzbar machen, auch wenn dies mit erheblichen Investitionen verbunden ist. Auf der Positivseite steht zudem die Klimaverträglichkeit und die Dezentralität der solarthermischen Anlagen.

Auch **Wärmepumpen** (mit hoher Jahresarbeitszahl) weisen trotz der beträchtlichen Investitionskosten ein positives Bewertungsprofil auf, insbesondere dann, wenn sie Strom aus erneuerbaren Energien nutzen.

Allerdings stellt die Entwicklung der Strompreise ein Risiko dar. Das gilt für das Strompreisniveau insgesamt, aber auch für die Beständigkeit spezieller Stromtarife für Wärmepumpen, sobald dieser Markt seine Nische verlässt. Zudem ist zu erwarten, dass bei einem wachsenden Anteil der Photovoltaik an der Gesamtstromversorgung die Winterstromtarife deutlich über den Sommertarifen liegen werden.

Holzpelletheizungen erfordern normalerweise höhere Investitionen als Gas- oder Ölthermen, aber dafür sind die Brennstoffe zur Zeit billiger. Sie können z.B. dort eingesetzt werden, wo kein Anschluss an ein Gasnetz vorhanden ist. Ihre CO₂-Bilanz ist mit großem Abstand günstiger als bei fossilen Energieträgern.

Holzpellets weisen jedoch ein erhebliches Preisrisiko auf, sobald der Markt weiter wächst. Die Transportwege werden länger, die Aufbereitung/Trocknung der Pellets wird aufwendiger, wodurch sich auch die CO₂-Bilanz verschlechtert. Bisherige Exportländer entdecken Holzpellets verstärkt für ihre eigene heimische Wärmeversorgung, was die Preisrisiken hierzulande erhöht. Insofern sollten Pellets eine Nischenlösung bleiben, die insbesondere als ergänzende Heizungsart geeignet ist.

Erdgas ist preislich noch attraktiv, aber längerfristig bestehen auch hier Risiken aufgrund der zunehmenden Importabhängigkeit Europas. Im Windschatten steigender Ölpreise wird auch Gas teurer werden, selbst wenn die direkte Ölpreisbindung in Europa an Bedeutung verloren hat.

Pipelinegas muss preislich nur leicht unter LNG-Importen (verflüssigtes Erdgas in Spezialtankern) bleiben, um attraktiv zu sein. Die LNG-Preise wiederum sind schwer prognostizierbar, haben aber wegen der hohen Kosten für die Verflüssigungsterminals und Tanker eine Preisuntergrenze, die zur Zeit steil steigt. Australische LNG-Großprojekte werden deshalb schon auf den Prüfstand gestellt. Preisdämpfend könnten US-Exporte nach 2015 wirken, preistreibend könnten höhere chinesische Gasimporte sein, falls die chinesische "Shale-Gas Revolution" ausbleibt, wonach es im Moment aussieht.

Gaspreisrisiken sind also vorhanden, aber schwer einschätzbar. Für Gas spricht das weitverzweigte deutsche Leitungsnetz mit großen Speichermöglichkeiten. Diese Infrastruktur kann auch von Zukunftstechnologien wie Power-to-Gas (Wasserstoff, Windgas) oder auch von entsprechend aufbereitetem Biogas genutzt werden.

Am Ende der Rangliste findet sich **Heizöl**²⁶ aufgrund seiner Kombination aus hohen Brennstoffkosten, enormen Preisrisiken, fast 100% Importabhängigkeit und schlechter CO₂-Bilanz.

Die Bewertungsmatrix zeigt insgesamt, dass die **Reduzierung der Nachfrage der Königsweg der Wärmepolitik** ist. Die Preisrisiken fossiler Brennstoffe werden drastisch reduziert, die CO₂-Bilanz deutlich verbessert und der Einstieg in innovative Konzepte der Wärmeversorgung erleichtert.

Zusammenfassung und Schlussfolgerungen

...finden Sie am Anfang dieses Berichts

²⁶ Auf die Preisrisiken, aber auch Potenziale von Stromheizungen wird in Kapitel 3.2 eingegangen.