Kapitel 8

Alternative institutionelle Möglichkeiten

Im vorigen Kapitel sind einige alternative Ausbaumöglichkeiten zu den jetzigen Plänen beschrieben worden. Die Frage in diesem Kapitel ist, was man von politischer Seite machen sollte, um zu sichern, daß solche Pläne durchgeführt werden. Zur Einleitung müssen wir unterstreichen, daß wir uns nicht vorstellen können, endgültige Antworten auf diese Frage geben zu können. Teils ist unser Wissen über die konkreten Verhältnisse in Deutschland ungenügend, teils müßte die Antwort auf diese Frage sich wahrscheinlich durch einen demokratisch-politischen Prozeß entwickeln, in dem Bürger und Politiker auch dazu Stellung nehmen müssen, ob überhaupt und ggf. in welchem Umfang es gewünscht wird, die Alternativen zu den jetzigen Plänen durchzuführen.

Die Ambitionen dieses Kapitels sind somit nicht, ein endgültiges politisches Handlungsprogramm zu erstellen. Vielmehr ist es das Ziel, einige der dänischen Erfahrungen zur Inspiration einer eventuellen weiteren Arbeit heranzuziehen. Eine wichtige Lehre, die man aus der Energientwicklung in Dänemark ziehen kann ist, *daß Politik wirkt*. In den Bereichen, in denen eine aktive Energiepolitik betrieben wurde, in den Bereichen Heizung, regenerative Energienutzung und Kraftwärmekopplung, ist Dänemark auf Weltniveau führend hinsichtlich der Einsparungen fossiler Energieträger.

Auf dem Gebiet, in dem keine aktive Energiepolitik betrieben wurde, beispielsweise, dem Energieverbrauch der Industrie, des Transportsystems und des Elektrizitätsverbrauches generell, ist keine Verminderung des Energieverbrauchs zu verzeichnen - eher das Gegenteil ist der Fall.

Dänemark hat somit Erfahrungen für die Durchsetzung von Lösungen, die in den Alternativen enthalten sind, während Dänemark auf anderen Gebieten in einer Situation ist, die der deutschen gleicht. Im folgenden werden drei Hauptgebiete durchgearbeitet, nämlich: dezentrale Kraftwärmekopplung, Gebäudeisolierung und Elektrizitätseinsparungen. Diese Gebiete sind nach unserem Ermessen von besonderem Interesse für Deutschland, wenn man eine Politik für die Ausbaumöglichkeiten in Kapitel 7 zusammenstellen will.

8.1. Kraftwärmekopplung/Blockheizkraftwerke (BHKW)

In der BRD, insbesondere hier auch in den energiepolitischen Zielvorgaben Brandenburgs, ist es offizielle Politik, auf den Ausbau der Kraftwärmekopplung zu setzen. Gleichzeitig sieht man in der Realität, daß man in den neuen Bundesländern einen Ausbau mit 14.000 MW Leistung bis zum Jahr 2000 vornimmt, von denen höchstens 2.000 MW als Kraftwärmeleistung bezeichnet werden können. Der Ausbau in den alten Bundesländern enthält dementsprechend nur höchstens 1.500 MW, die als Kraftwärmekopplungsleistung gelten können.

In Dänemark basierte der überwiegende Teil der Kraftwärme im Jahre 1989 auf Steinkohle in den großen Städten. Die Kraftwärme dieser Städte wird z.Zt. zu einem höheren Deckungsgrad erweitert. Darüber hinaus ist ein umfassender Ausbau mit dezentralen erdgasbetriebenen Kraftwärmewerken (BHKW) begonnen worden. In diesen Jahren werden 150 MW dezentrale erdgasbetriebene Kraftwärmeeinheiten pro Jahr erstellt. Im Jahre 2000 wird die installierte Gesamtleistung dieser Kraftwerke 1.000-1.400 MW betragen.

Da in der BRD 15mal so viele Menschen leben wie in Dänemark, würde das dementsprechend bedeuten, daß z.Zt jährlich 2.250 MW dezentrale Kraftwärmeeinheiten in der Bundesrepublik errichtet werden müßten, das entspräche 15.000 MW bis zum Jahr 2000. Das wiederum entspräche dem gesamten Renovierungsbedarf in den Neuen Bundesländern.

Die dänischen dezentralen Kraftwärmewerke werden z.Zt. in Städten bis zu einer Größenordnung von 140 Haushalten errichtet. Sie werden sowohl in Städten errichtet,die schon ein Fernheizungsnetz besitzen, wie in Städten, in denen es mit Errichtung des BHKW verlegt wird.

Tabelle 8.1. Kraftwärmekopplung in der BRD und Dänemark als % des Nettoheizbedarfs.

	1989	2000
BRD	3,0% (1)	3,9% (1)
Dänemark	24% (2)	45% (2)

Anmerkungen:

(1) Ausgangspunkt ist der Begriff reelle Kraftwärme. Laut Begriff der Statistik werden in der BRD im Jahre 2000 ca. 7,5% Kraftwärmeeinheiten etabliert sein gegenüber 7% im Jahre 1989.

(2) Reelle Kraftwärme.

8.1.1. Institutionelle Verhältnisse in Dänemark und der BRD

In Dänemark haben die etablierten Energiegesellschaften laufend systematisch Widerstand geleistet, besonders gegen die Entwicklung der dezentralen Kraftwärme. Dieser Widerstand war imstande, die Entwicklung dezentraler Kraftwärmeerzeugung zu verhindern vom Jahre 1975, als sie in die energiepolitische Debatte einging, bis 1991, als sie das erste Mal in die offizielle Energiepolitik Eingang fand mit dem Energiplan 2000.

Die Unbiegsamkeit[1] des dänischen Elektrizitätssystems im politischen Prozeß ist auf folgenden Verhältnissen gegründet:

a: Eine große Berührungsfläche mit den politischen Parteien, die Vorstandsposten sowohl in den Verteilergesellschaften, den Kraftwerks- als auch in den Koordinierungs- und Planungsgesellschaften ELSAM und ELKRAFT besetzen.

b: Ein Kapitalakkumulationsmechanismus, bei dem in einem größeren Gebiet über den Strompreis Geld aufgehäuft wird für das nächste neue Kraftwerk, das dann einem lokalen Gebiet angeboten wird. Diese Region wird sich dann - aus Arbeitsplatzgründen - dem Kraftwerk und den dazu gehörenden Arbeitsplätzen nicht verweigern können.

Die *Biegsamkeit* des dänischen Elektrizitätssystems im politischen Prozeß fußt auf folgenden Verhältnissen:

c: Das Elektrizitätssystem enthält keine Rohstoffherstellung. Die Kohle, die Hauptrohstoff ist, befindet sich in Australien, Südafrika, Kolumbien, USA, etc. Beschäftigungsinteressen, die an den Rohstoff geknüpft sind, haben somit keinen Einfluß auf den dänischen politischen Prozeß.

d: Es gibt kein direktes öffentliches Interesse am Überschuß des Elektrizitätssystems, weil dieser an den Verbraucher zurückkanalisiert werden muß. Wer Elektrizität produziert und wie das geschieht, hat keine Bedeutung für die Besteuerungsgrundlage in Kommunen, Kreisen und dem Staat.

e: Es gibt keinen gemeinsamen Besitz der Unterlieferanten und des Systems selbst am Elektrizitätssystem.

Wenn ein auf Steinkohle basierendes Elektrizitätssystem für 100 Öre Elektrizität produziert, gehen 50 Öre an den importierten Brennstoff und die importierte Techno–

logie. 22 Öre gehen an die technologischen Unterlieferungen dänischer Unterlieferanten. Nur *28 Öre* wären von der dänischen Elektrizitätswerksorganisation produziert worden, die keine eigentumsrechtlichen Verbindungen zu den Unterlieferanten haben.

Wenn die Entwicklung zugunsten dezentraler Kraftwärme trotz des Widerstandes der Elektrizitätswerke hat durchgeführt werden können, muß die Erklärung in einem Abwägen der obengenannten Tendenzen zur Unbiegsamkeit und Biegsamkeit gesucht werden. Es war von großer Bedeutung, daß die Ökonomie der Elektrizitätsgesellschaften *nicht mit der Ökonomie des politischen Systems verflochten war, und daß ebenso die Freiheit von eingesetztem Rohstoff- und starken Unterlieferanteninteressen eine wesentliche Rolle hat spielen können.* Das bedeutet, daß es für eine - jedenfalls in ökonomischer Hinsicht - unabhängige Instanz, *das Folketing*, möglich gewesen ist, eine Politik gegen die Monopolinteressen der etablierten Elektrizitätswerke zu führen.

In der BRD scheint man auf diesem Gebiet eine schwierigere energiepolitische Situation zu haben. Man hat, wie in Dänemark, Probleme damit, daß die etablierten Elektrizitätsgesellschaften der Einrichtung von Kraftwärmewerken entgegenarbeiten.

Die *Unbiegsamkeit* des deutschen Elektrizitätssystems hat folgende Ursachen:

a: Mit den Rohstoffen Stein- und Braunkohle sind starke Arbeitsplatz- und Kapitalinteressen verknüpft.

b: Das Elektrizitätssystem ist mit den Interessen der Stromproduzenten und der Unterlieferanten eigentumsmäßig verstrickt.

c: Kreise und Gemeinden sind Miteigentümer der Elektrizitätsgesellschaften und erhalten über Überschußzahlungen, Steuern und Konzessionsabgaben Geld für die öffentliche Kasse via Verkauf der etablierten Elektrizitätsgesellschaften.

d: Das Hereinziehen der Politiker als Vorstandsmitglieder der Elektrizitäts–gesellschaften.

Die *Biegsamkeit* des deutschen Elektrizitätssystems ist historisch schwieriger zu überschauen gewesen, aber folgende Umstände können auf eine zukünftige größere Biegsamkeit deuten:

e: Die Umweltvorteile bei einer Strukturänderung des Systems können so augen–scheinlich werden, daß - über den politischen Prozeß - eine Reihe von Struktur–reformen durchgeführt werden müssen.

f: Die Beschäftigungsrate bei der Rohstoffgewinnung (Braun- und Steinkohle) ist pro geförderte Brennstoffeinheit stark fallend. Das Arbeitsplätze-Argument, das mit der Rohstoffgewinnung verknüpft wird, ist daher stark geschwächt, dies besonders deswegen, weil ständig deutlicher wird, daß die Arbeitsplätze bei den Alternativen, bei Energieeinsparungen, regenerativer Energie und dezentraler Kraftwärme langfristig von größerer Bedeutung sein können als die Arbeitsplätze in den Stein- und Braunkohleindustrien.

g: Die sehr hohen Strompreise können langfristig politisch unhaltbar sein.

Alles in allem muß man wohl sagen, daß der politische Prozeß in der BRD auf dem Elektrizitätssektor so mit dem Elektrizitätssystem verwoben ist, daß *er die Durchführung einer unabhängigen Politik zur Förderung der Kraftwärmetechnologie erschwert.* Gleichzeitig muß jedoch hervorgehoben werden, daß die Verhältnisse, die das Elektrizitätssystem in der BRD politisch biegsamer machen, im Verhältnis zu den Umständen, die an der jetzigen Versorgungsstruktur festhalten, relativ gestärkt werden.

8.1.2. Die dänische Kraftwärmepolitik

Die dänische Politik auf dem Kraftwärmesektor ist ein Beispiel dafür, daß es möglich ist, eine solche Energiepolitik zu führen, und daß eine solche gemäß ihren Absichten Einfluß nehmen kann. Der politische Prozeß ist - wie oben kommentiert - so stark und unabhängig von den Interessen der Elektrizitätswerke gewesen, daß es - wenn auch unter großen Beschwernissen[1] - möglich gewesen ist, eine effektive Politik zur Förderung dezentraler Kraftwärmewerke durchzuführen. Diese Politik hat folgende Komponenten:

Administrative Hindernisse:
Es gibt keine wesentlichen Hindernisse bei der Einrichtung von Kraftwärmekopplung. Eine örtliche Fernwärmegesellschaft kann, wenn die technischen Anforderungen an die Qualität des Kraftwärmewerkes eingehalten werden, ohne zeitraubende Antrags–prozeduren die Erlaubnis zur Errichtung eines Kraftwärmewerkes bekommen.

Stromeinspeisepreis :
Es gibt einheitliche und offene Regeln für den Preis pro verkaufter kWh ans öffentliche Netz. Das Prinzip der Preisfestsetzung dieser Elektrizität ist, daß das dezentrale Kraftwärmewerk die Bezahlung haben soll, die den Kosten bei zentral produzierter

Elektrizität in einem 300 MW-Kohlekraftwerk plus einer gewissen Bezahlung für gesparte Investitionen ins Stromtransmissionssystem entspricht. Die Bezahlung für gesparte Stromtransmission wird damit begründet, daß die dezentrale Stromproduktion das Transmissionssystem in geringerem Maße benutzen muß, weil es verbrauchernah produziert. Dieses Prinzip, das angewandt wird, kann in dem Begriff *"langfristig gesparte Marginalkosten"* zusammengefaßt werden.

Die Bezahlung erfolgt gewöhnlich zeitdifferenziert, so daß am meisten für die Spitzenlastlieferungen, weniger für die Mittellastlieferungen und am wenigsten für die Grundlastlieferungen gezahlt wird. Im Kraftwärmewerk von Dronninglund werden in der Spitzenlast 15,4 Pf/kWh, in der Mittellast 8,6 Pf/kWh und in der Grundlast 3,1 Pf/kWh gezahlt[2].

Der durchschnittliche Stromverkaufspreis in Dronninglund lag 1991/92 bei 10,7 Pf/kWh. Dieser Durchschnittsverkaufspreis kommt bei einer Betriebsstrategie heraus, bei der fast der gesamte Stromverkauf in der Spitzen- und Mittellastperiode vorsichgeht.

Der durchschnittliche dänische Stromverbraucherpreis lag im gleichen Jahr bei 11,6 Pf/kWh, aber dabei muß man bedenken, daß dieser Preis einen Durchschnittsverbrauch von allen Tageszeiten darstellt, einschließlich der Niedriglastzeitpunkte. Es gibt weiterhin laufend Probleme damit, daß die Elektrizitätswerke die Einspeisepreise der dezentralen Kraftwärmewerke zu drücken versuchen. Akzeptable Preise können nur aufrechterhalten werden, wenn es einen bleibenden politischen Druck gibt, sie zu erhalten.

Die Bezahlung der Reservekapazität, die vom öffentlichen Netz bereitgestellt wird, ist in den Stromverkaufspreis eingerechnet.

Preis für die verkaufte Wärme:
Der Wärmepreis - ohne MWSt, aber mit Energieabgabe, beträgt in Dronninglund etwa 107 DM/MWh. Hiervon beträgt die Energieabgabe im Durchschnitt etwa 45 DM, da es sich um ein System auf Erdgasbasis handelt. Auf Landesebene beträgt der Durchschnittspreis für Kraftwärme, die z.Zt. aus großen Kraftwärmesystemen auf Kohlebasis besteht, ohne MWSt., aber incl. Energieabgabe, 96 DM/MWh. Hierbei macht die Energieabgabe durchschnittlich etwa 20 DM aus, da es sich um Systeme auf Kohlebasis handelt.

Preis für das gekaufte Erdgas:
Der Preis für den Teil des Erdgasverbrauchs, der dem Wärmeverbrauch im Jahre 1991 zugeschrieben wird, beträgt 65 DM/MWh, während der Teil des Erdgasverbrauchs,

der dem Elektrizitätsverbrauch zugeschrieben wird, 24,6 DM/MWh *Erdgasbrennstoff*. Der Unterschied zwischen den beiden Preisen entspricht im großen und ganzen der dänischen *Energiabgabe für Öl* von 45 DM/MWh.

Ein Kraftwärmesystem auf der Grundlage von Erdgas wie das beschriebene von Dronninglund war im Jahre 1991 mit den Preisen belegt, die in Fig 8.2 gezeigt werden.

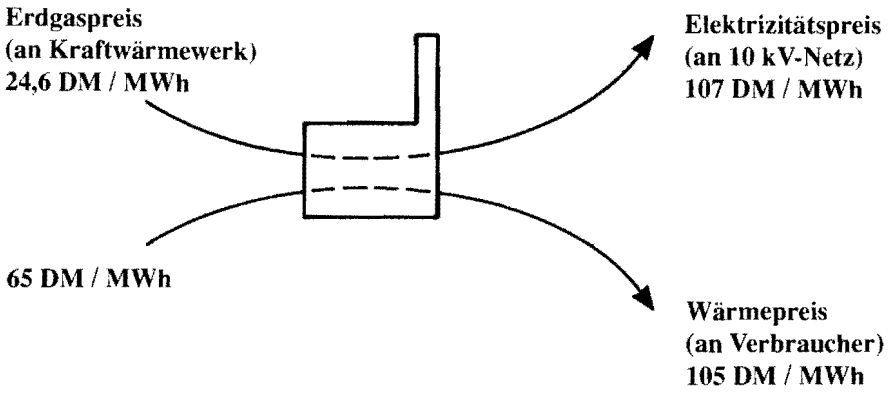


Fig. 8.2: Die Preise des Kraftwärmesystems Dronninglund.

Seit 1991 hat das Folketing ein CO_2-Abgabenpaket verabschiedet, das zusätzlich die Ökonomie dezentraler Kraftwärmewerke mit einem "CO_2-Zuschuß" von 2,6 Pf pro produzierte kWh Elektrizität in dezentralen Kraftwärmewerken unterstützt. Zusammenfassend kann man sagen, daß die Gründe dafür, daß der Ausbau dezentraler Kraftwärme in Dänemark vorangekommen ist, wie folgt sind:

a: Politischer Druck, der gesichert hat und dies fortlaufend tut, daß die Elektrizitätswerke die Elektrizität abnehmen müssen, die in dezentralen Kraftwärmewerken produziert wird zu einem Preis, der auf einer Schätzung *der auf die langfristig eingesparten* Kosten in dem umgebenen Elektrizitätssystem beruht.

b: Eine politische Sicherung dessen, daß die administrativen Behinderungen für einen solchen dezentralen Ausbau entfernt worden sind.

c: Niedrigverzinste indexregulierte Anleihen für Fernwärmesysteme (3-4% an Zinsen).

d: 2,5 Pf/kWh an "CO_2-Sparzuschüssen" für die Stromproduktion, die gleichzeitig mit Wärme produziert wird.

Es handelt sich um eine aktive Politik, ohne die der Ausbau von dezentraler Kraftwärme nicht durchgeführt worden wäre. Eine Politik, die gegen die etablierten Elektrizitätswerke als systematischen Gegenspieler geführt wurde.

8.1.3. Die deutsche Kraftwärmepolitik

In der Praxis ist es bis auf weiteres nicht möglich gewesen, einen systematischen Kraftwärmeausbau zu etablieren. Dies hängt natürlich mit den konkreten Bedingungen zusammen, denen die Investoren in einem solchen technischen System ausgesetzt sind. Diese Bedingungen werden im folgenden kurz beschrieben.

Informationsprobleme:
Es ist unmöglich, konkrete Informationen darüber zu bekommen, welche Verträge man für den Kauf von Erdgas bei den Erdgasgesellschaften bekommt und *welche Verkaufsbedingungen und Preise* man im Gebiet der einzelnen Elektrizitätsgesellschaften für die Stromeinspeisung bekommen kann.

Es gibt keine institutionalisierte einheitliche und offene Regeln für *Stromeinspeisepreise* der regionalen Stromversorgungsgesellschaften sowie für die *übrigen* Anschlußbedingungen in Zusammenhang mit der Errichtung von dezentralen Kraftwärmewerken. Es ist deshalb ständige Aufgabe einer zweiseitigen Verhandlung zwischen den regionalen EVU und den jeweiligen Stadtwerken, die *übrigen Preise und Anschlußbedingungen* festzulegen, die in Verbindung mit der Errichtung eines Kraftwärmewerks gelten sollen.

Dieses Informations- und Verhandlungsproblem ist ein wesentliches Hindernis bei der Etablierung einer Debatte über die Bedingungen für die konkrete Errichtung von Kraftwärmewerken.

Administrative Behinderungen:
"Um in der BRD Strom zu verkaufen, und dies, abgesehen davon, ob man ein Stadt- oder Erdgasnetz betreibt, ein Kraftwerk in der GW-Klasse oder einen 1 MW-Gasmotor/Generator in Kommunalbesitz, muß man im Besitz einer Genehmigung laut Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) §5 sein. Der Antragsteller muß dokumentieren, daß die nötige technische, ökonomische und administrative Kompetenz, die

zum Betreiben eines Energieunternehmens erforderlich ist, auf gesicherte Weise vorhanden ist. Die Anträge einer solchen müssen im Ministerium der Landesregierung für Wirtschaft behandelt werden" usw.

Das Problem ist bloß, daß diesseits des 2. Weltkrieges niemals eine solche §5-Genehmigung für Elektrizitätsproduzenten ausgestellt wurde! Daher können diverse Wirtschaftsministerien u.a. nicht von sich sagen, daß sie viel Routine in der Behandlung dieser Dinge hätten. Es ist uns auch nicht geglückt, Klarheit darüber zu bekommen, welche Kriterien ganz genau erfüllt sein sollen, um eine §5-Genehmigung zu erhalten. Selbst wenn die Kriterien direkt formuliert wären, würde die Praxis sicher erst dann festgelegt, wenn die Genehmigung eines tatsächlich vorhandenen Kraftwärmeprojekts vorläge und das so einen Präzedenzfall abgäbe.

Einer der Gründe, weshalb die Wirtschaftsministerien die Anträge nicht fertigbehandelt haben, die zum gegenwärtigen Zeitpunkt gestellt worden sind, ist selbstverständlich, daß sie, mit gutem Grund, unsicher sind wegen der Konsequenzen, die die "Stadtwerke"-Angelegenheit haben wird, die z.Zt. anhängig ist. Darüberhinaus muß eine Kraftwärmeanlage, genau wie fast alle anderen Anlagen in der BRD, eine technische Genehmigung haben. Endlich müssen die Kalkulationen, die den Endverbraucherpreis für Elektrizität betreffen, vom Kartellamt genehmigt werden[3].

Der Stromeinspeisepreis:
Es ist, wie erwähnt, schwierig/unmöglich, ausreichende Antworten zu diesem Bereich zu erhalten. Wir haben Zahlen von der ESAG, die besagen, daß man von Oktober bis März 7,5 Pf/kWh in der Hochtarifzeit bezahle, und 5,9 Pf/kWh in der Niedertarifzeit. Im Sommerhalbjahr beträgt die Bezahlung 1 Pf weniger pro kWh.

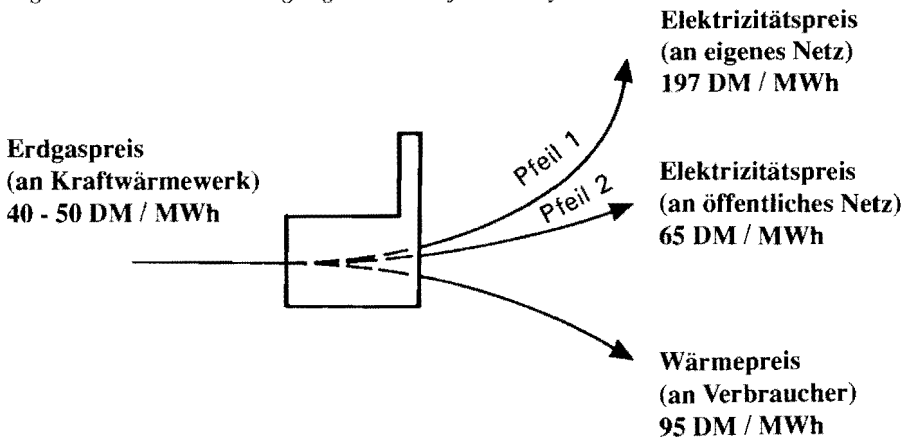
Die oben genannten Preise müssen im Zusammenhang mit dem Umstand gesehen werden, daß der Durchschnittsverkaufspreis bei der ESAG 1991 19,7 Pf/kWh betrug. Wir können also sehen, wie der Stromverkaufspreis an ein EVU hier zwischen 23% und 38% des Stromverkaufspreises von dieser Gesellschaft liegt. In Dänemark ist es möglich, auf 80-90% des Durchschnittsverkaufspreises von Elektrizität zu kommen, sofern man in den Mittel- und Hochtarifzeiten verkauft.

Probleme mit der Trennung des Stadtwerkenetzes von den Netzen der EVU:
In Verbindung mit der Errichtung selbständiger Stadtwerke-Kraftwärmewerke müssen die Stadtwerkenetze von den EVU-Netzen abgetrennt werden, so daß man den Stromaustausch zwischen dem Stadtwerkegebiet und dem Einzugsgebiet der EVU kontrollieren kann. Diese Abtrennung ernöglicht viele undurchschaubare Einschätzungen über die Kosten einer solchen Abtrennung von seiten der EVU. ("Entflechtung" heißen diese Netztrennungen).

Kaufpreis für Öl/Erdgas:
Der Erdgaspreis in der BRD ist relativ hoch, im internationalen Kontext gesehen, nämlich in der Größenordnung von *60 DM pro MWh Brennwert* für auf dem freien Markt verkauftes Erdgas. In welchem Umfang ein Kraftwärmewerk einen besonders günstigen Preis bekommen kann, haben wir nicht quantifizieren können, da solche Verhandlungspreise nicht öffentlich sind. Jedoch wissen wir, daß man in den Berechnungen von Rheinsberg[4] mit einem Kaufpreis von 40 DM rechnet. Selbst dieser Preis für Erdgas erscheint hoch, z.B. im Vergleich mit den Erdgaspreisen in anderen europäischen Ländern, u.a. Dänemark, wo der Preis für Indurstriekunden bei ungefähr 30 DM/MWh liegt.

Selbst wenn die Preise des Erdgashandels zwischen den Ländern geheim sind, können wir uns doch schwerlich vorstellen, daß gerade ein zwischen Deutschland und Dänemark abgeschlossener Kaufvertrag einen höheren Preis als etwa 20 DM/MWh Erdgas hat.
Von diesem Kaufpreis ausgehend, ist es schwierig, sich vorzustellen, daß man auf dem deutschen Markt einen Preis für größere Kunden, wie die dezentralen Kraftwärmewerke, haben kann, der wesentlich über ca. 40 DM/MWh Brennwert liegt.

Verkaufspreis für Wärme:
Der durchschnittliche Verkaufspreis der Fernwärmegesellschaften für Wärme, ohne MWSt, an Verbraucher, betrug in den NBL 1991: *95 DM/MWh* . Von einer Preislage auf diesem Niveau wird behauptet, gegenüber individuellen Heizungsarten wie Öl und Erdgas konkurrenzfähig zu sein. Soweit wir sehen können, kann die Fernwärme mit diesen individuellen Heizarten nur konkurrieren, sofern nicht in Öl oder Erdgas investiert wurde. Skizzenhaft können die Preisbedingungen im Kraftwärmesystem der NBL deshalb wie in Figur 8.3. beschrieben werden.
Figur 8.3. Die Preisbedingungen des Kraftwärmesystems in den NBL.



Sowohl auf der Stromverkaufsseite wie auf der Erdgas-/Ölpreisseite herrscht große Unsicherheit über die Preisbedingungen. Soll man aber, ausgehend von den oben genannten Preisbedingungen, die Möglichkeiten der Kraftwärmekopplung einschätzen, kann man folgendes sagen:

a: Es kann sich nicht rechnen, den Strom ins öffentliche Netz einzuspeisen, da das Heizmaterial für die Stromproduktion fast genausoviel kostet wie das, was man für die Elektrizität bekommt. Der Unterschied beträgt 15-30 DM/MWh, während er in Dänemark bei etwa 80 DM/MWh plus Kraftwärmezuschuß von 25 DM/MWh oder bei 105 DM/MWh liegt

b: Aufgrund des sehr hohen Strompreises in Deutschland ist es ein gutes Geschäft, Strom ans eigene Netz zu verkaufen.

c: Die Preisspanne zwischen dem gekauften Erdgas/Öl und dem Wärmepreis ist etwa die gleiche in den NBL wie in Dänemark, nämlich ca. 40-50 DM/verkaufte MWh an die Verbraucher.

Diese Informationen geben, trotz der Probleme, zuverlässige Informationen zu beschaffen, ein kräftiges Indiz dafür ab, warum es z.Zt. in den NBL (und den ABL) keine institutionellen Möglichkeiten für die Schaffung von Kraftwärmesystemen gibt, die auf dem Verdienst der Einspeisung ins öffentliche Netz basieren.

Das Eigentumsrecht an den Netzen ermöglicht den Erwerb großer Überschüsse in Verbindung mit dem Stromverkauf. Das deutsche System entwickelt sich daher zu einem Kampf um das Eigentumsrecht (Stromstreit), weil man nicht ins Netz einspeisen kann, ohne das Eigentumsrecht an einem solchen Netz zu besitzen. Deshalb ist es nicht merkwürdig, daß der Streit um die Sicherung des Eigentumsrechts an einem Netz besteht, innerhalb dessen Einzugsbereichs man dann den Strom verkaufen kann, den man selbst produziert.

8.1.4. Kraftwärme in den Alten Bundesländern - durch ein Beispiel beleuchtet

Die Aussagen, die sich auf eine Preisuntersuchung in den Neuen Bundesländern beziehen, sind mit einer gewissen Unsicherheit behaftet: teils mit der Unsicherheit über die Genauigkeit selbst, weil offensichtlich keine Gesamtstatistik über Energiepreise existiert, teils, weil sich die Neuen Bundesländer in einer Einschwingungsphase befinden, in der es schwierig sein kann, vorauszusehen, welche Entwicklung die konkreten ökonomischen Rahmenbedingungen mit sich führen werden. Deshalb ist es

interessant zu untersuchen, wieweit die Rahmenbedingungen in den Alten Bundesländern - die offensichtlich identisch mit denen in den Neuen Bundesländern sind - sich entwickelt haben und wie sie sich auf den Ausbau der Kraftwärmekopplung ausgewirkt haben.

Als erstes muß festgestellt werden - wie schon an früherer Stelle in diesem Kapitel dokumentiert -, daß der Ausbau der Kraftwärmekopplung in den Alten Bundesländern ungeheuer langsam vor sich geht im Vergleich zu Dänemark, wo eine aktive Kraftwärmepolitik geführt wird. In den Städten, die ihr Stromnetz in Konzession an die regionalen Versorgungsgesellschaften gegeben haben, wurde kein Ausbau in Angriff genommen. Nur eine Minderheit der Städte in den Alten Bundesländern verfügen immer noch über ihr eigenes Netz. Eines der verhältnismäßig wenigen Beispiele, in denen die dezentrale Kraftwärmekopplung Eingang in Westdeutschland gefunden hat, kann dazu dienen, zu illustrieren, wie die aktuellen Rahmenbedingungen wirken.

In der Stadt Rottweil[5] betreiben die Stadtwerke eine Reihe Gasmotoren in Kraftwärmekopplung. Auf diese Weise wird Strom für das stadteigene Netz produziert; die Wärme wird an die einzelnen Verbraucher verkauft, u.a. an die Gemeinde selbst.

Der Kraftwärmeausbau ging sehr langsam voran: die ersten Installationen wurden im Jahre 1978 vorgenommen, und heute sind ca. 40% des Wärmemarktes durch Kraftwärme abgedeckt. Der nur stückweise voranschreitende Ausbau war möglich, insofern überall Null-Lösungen mit sehr kleinen Motoren benutzt wurden, die nur ein oder wenige kleine Häuser oder Wohnblöcke versorgten. Insgesamt betreiben die Stadtwerke 47 Gasmotoren in der Größe von 5 bis 500 kW.

Über die Anschlußabgabe hinaus, die durch den höchsten Leistungsverbrauch der Stadtwerke von den regionalen Versorgungsgesellschaften gezahlt wird, wird eine Absicherungsabgabe für die Leistung bezahlt, die die Stadt selbst produziert. Für eine gesamte installierte Leistung von ca. 5.000 kW bezahlt das Werk eine Absicherungsabgabe von 40.000 DM/Jahr an die regionale Versorgungsgesellschaft. Hinzu kommt, daß die Stadtwerke eine Konzessionsabgabe an die Stadt bezahlen, die bei ca. 2,6 Mio. DM/Jahr liegt, was 1,2 Pf/kWh entspricht.

Innerhalb des Tarifrahmens kann man Strom und Wärme zu einem wettbewerbsfähigen Preis produzieren. Die Kosten für die Installation eines Gasmotors betragen ca. 3.500 DM/kWh_{el}, und die Betriebskosten etwa 3 Pf/kWh. Der hohe Strompreis, verkauft an Verbraucher, ernöglicht es, die Wärme zum gleichen Preis zu verkaufen, zu dem er in einem Gaskessel hätte produziert werden können, und bewahrt so bei Betrieb des gesamten Systems weiterhin einen annehmbaren Überschuß. Wenn dies möglich ist,

verdankt sich dies, wie erwähnt, dem Umstand, daß Rottweil zur Minderheit der westdeutschen Städte gehört, die ihr Netz nicht an die regionalen Versorgungsgesellschaften abgegeben haben: Deshalb kann es den produzierten Strom zu dem hohen Verbrauchspreis verkaufen.

Die *Stadtwerke* führen eine sehr aktive Politik, um ihren eigenen Betrieb zu optimieren. Das betrifft nicht zuletzt den Leistungsausgleich, sowohl auf der Gas- wie auf der Elektrizitätsseite. Auf der Gasseite bedeutet die Tarifstruktur mit einem niedrigen Gaspreis und hohem Anschlußpreis, daß es vorteilhaft ist, den Verbrauch auszugleichen. Das geschieht u.a. dadurch, daß Wärmegroßabnehmer in der Spitzenlastzeit ausgekoppelt werden, und sie dann statt mit Gas mit Öl heizen.

Auf der Elektrizitätsseite ist es hauptsächlich eine Frage, wie man verhindert, Elektrizität an das Regional-EVU abzugeben, was für "undenkbar" angesehen wird wegen der schlechten Bezahlung. Deshalb betreibt das Werk eine Politik, die darauf hinausläuft, den Verbrauch auszugleichen. Damit konnte es möglich sein, einen großen Teil der Elektrizität in Kraftwärmekopplung zu produzieren. Im Augenblick produziert man 17% des Elektrizitätsverbrauchs der Stadt und deckt 40% des Wärmebedarfs mit Kraftwärmekopplung ab. Diesen Deckungsgrad hat man erreicht, ohne jemals Elektrizität an das Regional-EVU abzugeben u.a. kraft eines Effektausgleichs durch Bevorzugung von Gasherden und Waschmaschinen mit Warmwassereinnahme.

Das Gesamtpotential - bei vollständiger Ausnutzung der Kraftwärmekopplung sowohl in Haushalten wie in der Industrie - ist auf 83,5% des jetzigen Elektrizitätsbedarfs berechnet worden. Diese Deckung kann man jedoch nicht erreichen ohne Elektrizität mit dem umliegenden Gebiet auszutauschen. In ihrem eigenen Energiekonzept rechnet die Stadt damit, 40 % ihres eigenen Elektrizitätsverbrauchs mit Kraftwärmekopplung produzieren zu können. Das ist nur kraft einer sorgfältigen Steuerung der Produktion und durch Anwendung von Tag- und Nachtwärmespeichern u.ä. möglich, so daß keine Elektrizität von der Stadt an das Regional-EVU verkauft werden muß.

Es muß jedoch auch angeführt werden, daß die Stadtwerke einen sehr ehrgeizigen Energieplan erarbeitet haben, der im großen Umfange - mehr als 12% im Jahre 2010 - regenerative Energiequellen mit einbezieht und wesentliche Energiesparmaßnahmen vornimmt. Beide Ziele sollen erreicht werden ohne daß die Wirtschaftlichkeit der Stadtwerke Rottweil geschmälert wird.

Zusammenfassung

Das Beispiel Rottweil läßt erkennen, daß die geltenden Rahmenbedingungen in den alten Bundesländern im großen und ganzen nur den Ausbau mit Kraftwärmekopplung

erlauben, wo die Stadt ihr eigenes Netz besitzt: Die hohen Verbraucherpreise für Elektrizität machen den Betrieb rentabel. Diese Form, bei der die Stadt nicht Elektrizität an das Regional-EVU abgeben kann wegen der sehr niedrigen Einspeisepreise führt dahingegen zu einer unzweckmäßigen Suboptimierung, bei der die Städte für den Effektausgleich statt für reelle Energiesparmaßnahmen investieren. Geichermaßen ist es unmöglich das gesamte Kraftwärmepotential auszuschöpfen.

Der Vorteil dieser Organisationsform kann sein, daß das System überschaubar ist. Das kann für die Gesellschaft vor Ort motivierend sein, selber Energiesparmaßnahmen zu ergreifen und einen hohen Ausnutzungsgrad regenerativer Energiequellen durchzusetzen, wie es im Energiekonzept Rottweils der Fall ist.

8.1.5. Zusammenfassung

Das dänische Kraftwärmesystem ist dadurch gekennzeichnet, daß ein politischer Druck den Elektrizitätsmonopolen auferzwungen hat, die Elektrizitätsproduktion selbständiger Elektrizitätsproduzenten "zum Preis der langfristigen Marginalkosten" abzunehmen. Die dänischen Kraftwärmesysteme operieren deshalb in einem offenen System, in dem das Eigentum am Netz kein besonders großes Interesse hat.

Das deutsche Elektrizitätssystem ist dadurch gekennzeichnet, daß der politische Prozeß nicht in hinreichendem Umfang vom Elektrizitätssystem unabhängig gewesen ist, um das Elektrizitätsnetz zu öffnen, so daß man zu angemessenen Preisen und Bedingungen in das öffentliche Netz einspeisen kann. Der Kampf um das Eigentumsrecht am Elektrizitätsnetz ist deshalb von entscheidendem Interesse. Das ist der Grund für den "Stromstreit".

Um diesen Kampf um das Eigentumsrecht führen zu können muß man "Stadt" sein. Dörfer und kleinere Städte, die den "Stadt"-Status nicht besitzen, haben keine Möglichkeit, ein Elektrizitätsnetz zu besitzen. Und weil der Einspeisepreis für die verkaufte Elektrizität an das öffentliche Netz außerordentlich niedrig ist, ist die Möglichkeit dieser Körperschaften, dezentrale Kraftwärmekopplung zu etablieren nicht existent. Es ist angemessen zu fragen, ob der ganze "Stromstreit" einer Reihe von Städten für das Eigentumsrecht über eigene Netze eigentlich der relevante Kampf ist, um ökologisch verantwortliche institutionelle Verhältnisse auf dem Elektrizitätssektor in Deutschland zu schaffen. In Wirklichkeit dreht sich der Kampf zwischen den Elektrizitätsgesellschaften auf der einen und den Städten auf der anderen Seite darum, wer das *Versorgungsmonopol* haben soll.

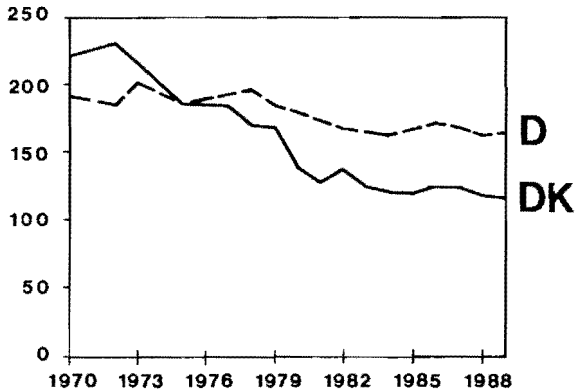
Das System, das ein Tor für die dezentrale Energie aufstoßen kann, auch in den kleinen Städten, ist dadurch gekennzeichnet, daß Elektrizität zu angemessenen Preisen frei an das öffentliche Netz geliefert werden kann. Angemessen will sagen, daß sie auf den langfristigen Marginalkosten aufbauen. Eine Reform, in der das möglich gemacht wird, wird die Modernisierung des deutschen Elektrizitätssystems öffnen. Eine solche Reform ist in Dänemark durchgeführt worden und hat zu einem kräftigen Anwachsen der Anzahl dezentraler Kraftwärmewerke geführt.

8.2. Wohnungsisolierung.

8.2.1. Die Entwicklung des Wärmeverbrauchs in der BRD und Dänemark.

Wie in Fig. 8.4 ersichtlich, hatten die dänischen Haushalte im Jahre 1970 einen Verbrauch pro m^2, der ca 10 % über dem Verbrauch deutscher Haushalte lag, während der Verbrauch dänischer Haushalte im Jahre 1989 einen Verbrauch 30% unter dem Verbrauch deutscher Haushalte pro m^2 lag.

Fig. 8.4 Die Entwicklung des Wärmeverbrauchs pro m^2 in der BRD und in DK[8]



8.2.2 Die Energiepolitik auf dem Wärmesektor.

Die dänische Entwicklung ist die Folge einer systematischen Energiepolitik auf dem Gebiet der Heizung für Wohnräume. Teile dieser Politik waren:

a: Hohe Energieabgaben, die Öl- und Erdgaspreise an Verbraucher von 65,-DM/MWh bewirkten.

b: In einer Periode gratis Energieberater-Regelung.

c: In einer Periode 30%-Zuschuß für Isolierungsinvestitionen.

Wir haben die deutsche Politik auf dem Wohnraumheizungssektor nicht näher untersucht. Wir wissen jedoch, daß keine Abgaben für Heizmaterial zur Gebäudeheizung erhoben wurden, und daß die Preise an Verbraucher wesentlich unter dem dänischen Niveau lagen.

8.3 Elektrizitätssparmaßnahmen

Während Dänemark bei der Durchführung von Kraftwärmekoppelung und Wohnraumisolierung Erfolg hat, weil auf diesen Gebieten eine konsequente Energiepolitik geführt wurde, ist ihm aus demselben Grunde kein Erfolg bei der Durchführung von Elektrizitätseinsparungen beschieden. Es wurde nämlich bisher keine konsequente Politik auf diesem Gebiet geführt. Während der Brennmaterialverbrauch für Wohnraumheizung vom Jahre 1972 bis 1992 um 31% gefallen ist, ist der Bruttoenergieverbrauch für elektrische Geräte in dieser Periode mit fast 40% gestiegen.

Dieser Bereich ist jedoch in den letzten Jahren mit folgenden Maßnahmen angepackt worden, die Elektrizitätseinsparungen begünstigen:

a: Seit der Ölkrise 1972/73 ist stufenweise eine Elektrizitätsabgabe eingeführt worden, die z.Zt. 27 Öre/kWh (7 Pf/kWh) beträgt. Die Abgabe gilt nur für Privatverbraucher, während die Gewerbeverbraucher davon befreit sind. Die Abgabe hebt die Elektrizitätsausgaben der dänischen Haushalte auf das Niveau der deutschen Verbraucher. Ein typischer dänischer Elektrizitätsverbraucher bezahlt ca. 25 Pf/kWh - alles incl. Ein typischer Gewerbekunde jedoch bezahlt nur ca. 8 Pf/kWh.

b: Von 1993 an wird zusätzlich zu der Energiabgabe eine CO_2-Abgabe von 10 Öre/kWh (2,5 Pf/kWh) erhoben. Diese Abgabe wird in gewissem Umfang auch bei Gewerbekunden erhoben, indem jedoch gewisse Ausnahmeregelungen eingeführt wurden.

c: Die dänischen Elektrizitätswerke haben eine Elektrizitätseinsparungsberatung eingeführt und führen auch Elektrizitätssparkampagnen durch.

In dem dänischen System sind immer noch folgende Verhältnisse enthalten, die sich hemmend auf Elektrizitätseinsparungen auswirken:

d: Die Verbraucher bekommen in steigendem Maße einen verhältnismäßig großen Teil fester Ausgaben auf der Elektrizitätsrechnung präsentiert, während ein

immer kleiner werdender Teil variabel ist. Die festen Abgaben der Rechnung können nicht weggespart werden.

e: Es gibt eine Abgabenminderung wenn man mehr als 4.000 kWh pro Jahr verbraucht. Dies ist eine Bevorzugung der Elektrizitätsheizungskunden. Darüberhinaus werden sie dadurch gegenüber den übrigen Stromkunden bevorzugt, indem sie die gleichen Anschlußkosten zahlen wie andere Kunden auch.

Zusammenfassend kann man sagen, daß die Elektrizitätseinsparungsmöglichkeiten in Dänemark bei weitem nicht ausgenutzt worden sind. Von den Maßnahmen, die vorgeschlagen worden sind, aber für die es keine Erfahrungen gibt, können folgende genannt werden:

a. Bauordnungsvorschriften für den Elektrizitätsverbrauch von Haushaltsgroßgeräten. Diese könnten als feste Norm für mehrere Jahre gesetzt werden, damit die Industrie sich frühzeitig den Verhältnissen entsprechend einrichten kann. Die Erfahrung zeigt, das Energiesparkühlschränke u.a. nicht meßbar teurer sind als andere Kühlschränke.

b: Eine Elektrizitätsrechnung für den Verbraucher, in der Effekteinsparungen/-steigerung von den Kraftwerken bar abgerechnet werden nach Messung der Verbrauchsänderung beim Verbraucher. Wenn man somit elektrizitätseinsparende Geräte eingebaut hat, die den Elektrizitätsverbrauch von 4.000 kWh im Jahre 1993 auf 3.000 kWh im Jahre 1994 verringert, bekommt man am Jahresende 1994 den Gegenwert der gesparten Kapazität in den Kraftwerken von 1.000 kWh/Jahr. Es dreht sich hier um beträchtliche Beträge. Unter dänischen Verhält–nissen würde eine Kapazitätseinsparung von 1.000 kWh 500-1.000 DM ausmachen.

c: Eine kräftige CO_2-Abgabe mit einer Informationskampagne gekoppelt, über Elektrizitätseinsparungen sowohl in Haushalten wie der Industrie.

d: Finanzierungsmöglichkeit durch Dritte, bei der Elektrizitätsgesellschaften oder externe Finanzierungsgesellschaften in Anschaffungen für Elektrizitäts–einsparungen beim Verbraucher investieren, die dann über die Elektrizitäts–rechnung wieder abbezahlt werden.

Anmerkungen:

1 Unter *Unbiegsamkeit* verstehen wir den Mangel an Fähigkeit, sich dem politischen Prozeß anzupassen oder ihn dominieren zu wollen.

2 Unter *Biegsamkeit* verstehen wir die Fähigkeit, sich dem politischen Prozeß anzupassen, ohne diesen dominieren zu wollen/können.

3 Was die dezentrale Kraftwärme betrifft, begann die Diskussion über diese Technologie 1975, während die Technologie erst 1991 einen politischen Durchbruch erlebte.

4 Die Spitzenlast beträgt an den Werktagen von Mai-Oktober 07.30-12.00 und an den Werktagen der übrigen Monate 07.30-12.00 und 17.00-18.30. Die Mittellast beträgt das ganze Jahr über an Werktagen 06.30-21.00 (Spitzenlastzeiträume). Niedriglast wird in der übrigen Zeit gefahren, sowie an Wochenenden und an Sonn- und Feiertagen.

5 F. Andersen, Kim Jensen, Anders Baggesgaard, Jacob Jespersen, Karen Sletten: *Dezentrale Kraftwärme im Land Brandenburg*. Roskilde Universitetscenter, 1993.

6 F. Andersen, Kim Jensen, Anders Baggesgaard, Jacob Jespersen, Karen Sletten: *Dezentrale Kraftwärme im Land Brandenburg*. Roskilde Universitetscenter, 1993.

7 Die Anfertigung bezieht sich auf *Das Energieversorgungskonzept der Stadt Rottweil*, Stadtwerke Rottweil, 1992; Böhnisch et al.: *Integration erneuerbarer Energiequellen in die Stromversorgung Rottweils*, Stuttgart, August 1992, sowie auf Gespräche mit Herrn Müller-Schrypski und Herrn Siegfried Rettig, beide Stadtwerke Rottweil.

8 Energy Use in Denmark: An International Perspective. Lee Schipper, Richard Howard, Bo Andersson. April 1992.

Kapitel 9

Schlußfolgerungen

9.1. Die Ausbaupläne in der Lausitz

Ausgehend von den Plänen, in der Lausitz Braunkohlewerke für insgesamt 7.200 MW neu- und umzubauen, haben wir die Perspektiven in den jetzigen Plänen analysiert, die Energieversorgung in den Neuen Bundesländern umzustellen, und können folgendes resümieren:

1: Die jetzigen Pläne repräsentieren die Umstellung eines Systems, in dem Braunkohle in großem Ausmaß zur Strom- und Wärmeproduktion gebraucht wurde, zu einem **Braunkohle- und Öl/Gasenergiesystem** mit Elektrizitäts–produktion auf der Grundlage von Braunkohle und mit einer auf Öl und Erdgas basierenden Wärmeproduktion.

Die Pläne zur Modernisierung und zum Neubau riesiger Braunkohlekraftwerke in der Lausitz repräsentieren eine zentralisierte Elektrizitätsversorgung, die keine gemeinsame Kraftwärmeproduktion in den übrigen Stadtgebieten des Landesteils erlaubt. Das wird auch dadurch deutlich illustriert, daß die Pläne inbezug auf Wärmeversorgung einen **umfassenden Ausbau mit Ölheizkesseln und elektrisch erzeugter Wärme** vorsehen.

Eine solche Lösung, bei der Elektrizität und Wärme getrennt produziert werden und bei der darüberhinaus die elektrische Heizung ausgebaut wird, ergibt ein sehr ineffektives System, das viel Brennstoff verbraucht. Es ist außerordentlich wichtig, diese Konsequenz des zentralisierten Braunkohleausbaus mit in Betracht zu ziehen.

2: Die Kraftwerkspläne in der Lausitz beinhalten **keine erhöhte Versorgungs–sicherheit** - eher im Gegenteil. Die zentralisierte Stromversorgung enthält, wie erwähnt, einen Ausbau von Öl- und Gasheizungen zur Wärmeversorgung und schafft dadurch eine erhöhte Abhängigkeit von den importierten Brennstoffen Öl und Gas.

Im Hinblick auf die Versorgungssicherheit ist es schwer zu verstehen, daß man die Versorgungssicherheit dadurch erreicht, daß man die Mittel seiner Versorgung abbrennt. Es scheint deshalb unklug, viel Braunkohle zu verbrauchen und gleichzeitig einen hohen Ölverbrauch zur Wärmeversorgung zu installieren, um dann die Braunkohleproduktion später zu drosseln. Worin besteht eigentlich die langfristige Versorgungsstrategie, wenn die Braunkohle in 30-40 Jahren verbraucht ist?

Vieles spricht dafür, daß die Versorgungssicherheit größer wäre, wenn man die Ressourcen liegenließe, so daß man sie brauchen könnte, wenn später krisen–ähnliche Versorgungsprobleme entstehen sollten.

3: Die Kraftwerksbauten in der Lausitz widerstreiten Deutschlands politischer **Zielsetzung, die CO_2-Emission auf 25-30%** des Niveaus von 1987 bis zum Jahr 2005 zu reduzieren.

Der Prognos AG zufolge würden die CO_2-Emissionen, wenn der geplante Ausbau durchgeführt würde und es keine radikale Umstellung des Energiesystems in den Alten Bundesländern gäbe, von 1.067 auf 964 Mio. Tonnen fallen, was, von 1987 bis 2005, einem Rückgang von 10% entspricht. Dieser Fall bemäntelt jedoch eine große Variationsbreite: In den Neuen Bundesländern fällt die Emission auf 67% des Niveaus von 1987, während sie in den Alten Bundesländern auf 103% anwächst. Der reduzierte CO_2-Ausstoß in den Neuen Bundesländern verdankt sich jedoch vor allem der Schließung einer Reihe von energieverbrauchenden Industrien und ist nicht das Resultat einer aktiven CO_2-Politik.

4: Es ist bemerkenswert, daß die CO_2-Emissionen in den NBL im Jahr 2005: 13,8 t/Einwohner betragen, nachdem 60 Mia. DM in die Erneuerung des Energiesystems investiert wurden. Mit dieser Emission pro Einwohner werden die Neuen Bundesländer mit einem nagelneuen Energiesystem die zweitgrößten CO_2-Verunreiniger pro Einwohner in der EG (nach Luxemburg) sein.

5: *Es ist unrealistisch, sich vorzustellen, daß die Renovierung alter Anlagen und die Erstellung neuer Braunkohleanlagen bei Jänschwalde, Boxberg und Schwarze Pumpe ein System zur Folge haben könnten, in dem Braunkohle mit der Steinkohle zu Weltmarktpreisen konkurrieren könnte.*

Der Weltmarktpreis für Steinkohle, geliefert an einen inländischen Standort wie die Lausitz, beträgt im Augenblick 110 DM/SKE[11]. Der Anlagepreis für ein Braunkohlekraftwerk ist jedoch höher und der elektrische Wirkungsgrad niedriger. Bei einem Vergleich der Bauwerke in der Lausitz mit einem gerade neu errichteten Steinkohlekraftwerk bei Esbjerg in Dänemark wurde errechnet, daß der Braunkohlepreis höchstens **65-70 DM/SKE** betragen darf, wenn die Braunkohle der Lausitzwerke mit der Steinkohle eines modernen Kraftwerks konkurrieren soll. Wenn eine geplante EG-Energieabgabe von 41 DM/SKE und eine CO_2-Abgabe von 18 DM/t CO_2 eingeführt wird, reduziert sich der maximale Braunkohlepreis auf **35-40 DM/SKE**.

Der Verkaufspreis der LAUBAG beträgt im Augenblick ca. **90 DM/SKE** für Braunkohle. Alles deutet darauf hin, daß dieser Verkaufspreis nicht die tatsächlichen Produktionskosten deckt, die im Augenblick bei ca. 106 DM/SKE liegen, und die bei Ausnutzung der Rationalisierungsmöglichkeiten auf ca. 85 DM/SKE gesenkt werden können. Diese Produktionskosten setzen in den neuen Bundesländern jedoch besonders niedrige Lohnkosten (incl. sozialem Arbeitgeberanteil) in Höhe von 60.000 DM/Jahr pro Mitarbeiter voraus, wobei die durchschnittlichen Kosten bei Rheinbraun (Westdeutschland) im Augenblick 92.000 DM/Jahr betragen.

Hinzu kommt, daß diese Produktionskosten nicht eine Reihe von externen Umweltkosten in Form von Staub, Lärm, Abpumpen von Grundwasser, Zerstörung von Bodenflächen usw. berücksichtigen. Als ein Beispiel dafür, daß der Wert dieser Zerstörungen bedeutend ist, kann darauf hingewiesen werden, daß allein eine Preisfestsetzung der verlorengengangenen Grundwasservorräte eine Erhöhung des Produktionspreises der Braunkohle um **34 DM/SKE** ausmachen kann.
Wenn die Umweltkosten in den Preis der Braunkohle eingerechnet werden, ist ihre Produktion so teuer, daß der Zuschuß im Verhältnis zur Verwendung von Steinkohle 130.000 DM pro Beschäftigtem in den Tagebauen von Jänschwalde und Cottbus Nord entspricht.

Wenn man von einer volkswirtschaftlichen Rechnung ausgeht, die die Umweltkosten beim Braunkohleabbau enthält, wäre es deshalb ein besseres Geschäft, den im Tagebau Beschäftigten mehr als ihren jetzigen Lohn zu bezahlen, damit sie das Fördern der Braunkohle unterlassen.

Vor diesem Hintergrund muß als ziemlich sicher geschlußfolgert werden, daß die Verbrennung von Braunkohle in den geplanten Kraftwerken in der Lausitz ein

System repräsentiert, das gegenüber neugebauten Steinkohlekraftwerken nicht wettbewerbsfähig ist, wenn diese mit Steinkohle arbeiten, die zu Weltmarktpreisen eingekauft ist. Der Verbrauch von Braunkohle zur Elektrizitätsproduktion wird deshalb in den NBL hohe Strompreise mit sich bringen. Dies wird die Wettbewerbsfähigkeit der NBL schwächen und den Verlust von Arbeitsplätzen in der Industrie zur Folge haben.

6: *Selbst wenn man neue Braunkohlekraftwerke in der Lausitz baute, ist die Rolle der Braunkohleindustrie als größter Arbeitgeber in der Lausitz abgeschlossen.*

1990 betrug die Beschäftigung bei der LAUBAG/ESPAG 113.000, 1993 ca. 30.000 Arbeitsplätze, und der eigenen Prognose der LAUBAG zufolge werden es im Jahr Zweitausend 16.000 Beschäftigte sein. Der Rückgang der Beschäftigungsrate wird aufgrund von Rationalisierungsinvestitionen wahrscheinlich wesentlich größer sein.

In der westdeutschen Braunkohleproduktion (Rheinbraun AG) ist die Produktivität schon heute wesentlich höher als sie in der Lausitz sein wird, wenn diese voraussichtlich ihre Spitze erreicht haben wird, und die Rheinbraun merkt selbst in ihrem Jahresbericht an, daß *„alle Möglichkeiten zur Rationalisierung ausgenutzt werden müssen, wenn die Braunkohle imstande sein soll, mit der Steinkohle zu konkurrieren."* Hinzu kommt, daß die Lohnkosten in der Lausitz wesentlich niedriger sind, als in den Alten Bundesländern. So haben wir mit Lohnkosten von 60.000 DM pro Mitarbeiter gerechnet, während die durchschnittlichen Lohnkosten bei Rheinbraun 92.000 DM/pro Jahr betrugen. Dieser Lohnunterschied wird schwerlich längere Zeit aufrechtzuerhalten sein, was die LAUBAG zwingen wird, die gleichen Rationalisierungsmaßnahmen wie die Rheinbraun durchzuführen.

Die Braunkohleproduktion kann deshalb nur zwischen 10.000 und 16.000 der ca. 30.000 Arbeitsplätze erhalten, über die sie heute verfügt, selbst wenn die geplanten Kraftwerke gebaut werden.

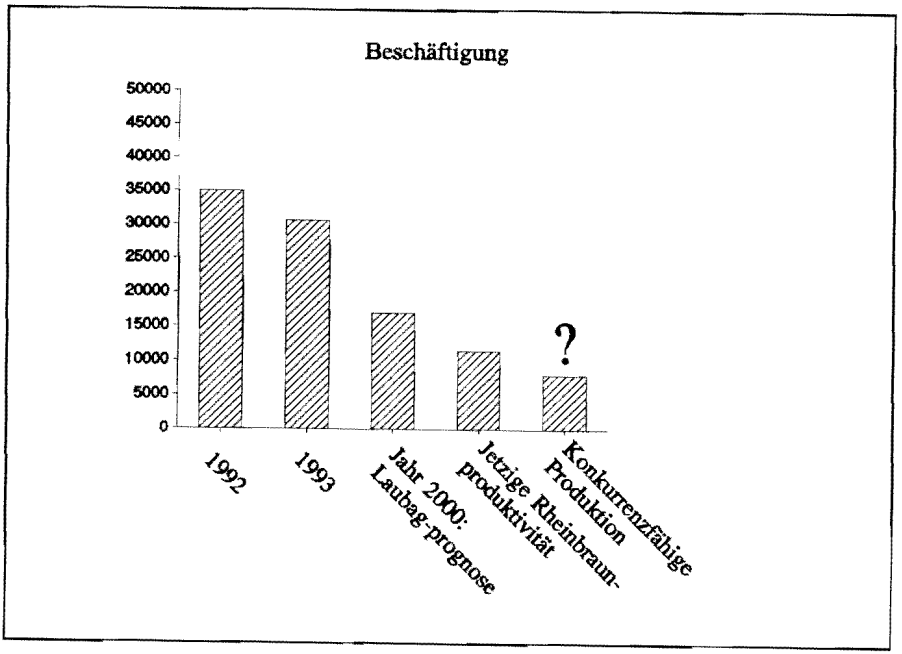
Figur 9.1 zeigt verschiedene mögliche Entwicklungen hinsichtlich der Anzahl der Arbeitsplätze in der Braunkohleproduktion. Da es unmöglich gewesen ist, von der LAUBAG/ESPAG zuverlässige Daten zur Ausgabenverteilung zu bekommen, ist es schwierig, die Anzahl der indirekt Beschfätigten in der Region zu veranschlagen. Die Quellen gehen von der Nennung der Hälfte der Anzahl der direkt Beschäftigten (also 6.000 bis 8.000 Beschäftigte) bis ganz hinauf zur gleichen Anzahl wie die direkt Beschäftigten.

7: Der Kraftwerksausbau in der Lausitz schafft eine Versorgungsstruktur in der Region, die unter zwei Aspekten dazu beiträgt, zu verhindern, daß Deutschland gemeinsam mit der EG und dem Rest der Welt aktiv an einer Lösung der globalen Umweltprobleme (mit CO_2-Emission und Treibhauseffekt) teilnimmt.

Zum einen geht die Braunkohlekapazität von 7.200 MW, die in der Lausitz erstellt werden soll, wie unter Punkt 5 genannt, in eine Strategie ein, die weit davon entfernt ist, die Zielsetzung einer CO_2-Reduktion um 25% zu erfüllen. Auf diese Weise trägt die Investition in Braunkohlekraftwerke mit dazu bei, die Erfüllung der CO_2-Zielsetzung zu blockieren.

Zum andern bindet man sich mit diesen Investitionen für viele Jahre teils an einen unnötig hohen Brennstoffverbrauch, sowohl bei Elektrizität wie bei Wärme, und teils an Brennstoffe mit sehr hohen CO_2-Emissionen (Braunkohle und Öl). Das führt dazu, daß die ganze Energieversorgung des Gebietes gegenüber Energie- wie auch Umweltabgaben sehr sensibel wird. Z.B. würde eine evtl. CO_2-Abgabe im EG-Bereich die Wettbewerbsfähigkeit ganz entscheidend schwächen.

Figur 9.1.: Mögliche Entwicklungen der Beschäftigungsrate in der Braunkohlegewinnung. (Quellen: Treuhandanstalt und Rheinbraun).



9.2. Der Stromvertrag

Die jetzigen Pläne beinhalten, die westdeutschen Gesellschaften, repräsentiert durch die VEAG, die Elektrizitätsversorgung der NBL übernehmen zu lassen. Wir haben dieses organisatorische Modell mit dem jetzigen dänischen verglichen, in dem die Stromversorgung ein Non-Profit-Unternehmen im Besitz der Verbraucher ist. Auf dem Hintergrund dieses Vergleichs haben wir die Perspektiven der westdeutschen Übernahme analysiert und kommen zu folgendem Ergebnis:

8: Alles deutet darauf hin, daß die westdeutsche Übernahme der Stromversorgung in den Neuen Bundesländern keine ökonomische Hilfe von West nach Ost einschließt - eher ist das Gegenteil der Fall.

Die westdeutschen Elektrizitätsgesellschaften sind im Besitz privater Aktionäre, die jedes Jahr einen relativ großen Überschuß aus den Gesellschaften herausziehen. Beispielsweise ist die Elektrizitätsgesellschaft PreussenElektra ein Teil des VEBA-Konzerns. 1991 und 1992 machte der Verkauf von Elektrizität 18-20% des Umsatzes der VEBA aus, während er dem VEBA-Konzern 48 bzw. 64% von dessen Gesamtüberschuß erbrachte.

Wenn die westdeutschen Elektrizitätsgesellschaften die Stromversorgung übernehmen und die Strompreise auf westdeutsches Niveau anheben, ist somit einerseits Geld da, um die Elektrizitätsversorgung zu renovieren, und gleichzeitig gibt es andererseits einen Überschuß für die Aktionäre. Beim Vergleich mit dem dänischen Organisationsmodell, in dem eine Gesetzesvorschrift jeden Überschuß verbietet, haben wir die Überführung von den ostdeutschen Stromverbrauchern an die westdeutschen Aktionäre auf 3,5 Mia. DM/Jahr berechnet.

9: Die Renovierung der Elektrizitätssysteme in den Neuen Bundesländern geht z.Zt. über den Strompreis vor sich und wird von den Verbrauchern in den NBL bezahlt. Die zukünftige Renovierung der Systeme wird, bei den jetzigen hohen Strompreisen, von den Verbrauchern in den NBL bezahlt werden müssen.

Zur Zeit sind die Elektrizitätsgesellschaften der Neuen Bundesländer im Besitz der Treuhandanstalt, werden vorübergehend aber von den zukünftigen westdeutschen Aktionären verwaltet. Die Gesellschaften führen eine umfassende Renovierung und Konsolidierung durch. Sie wird dadurch finanziert, da die Verbraucherpreise in den Neuen Bundesländern um ein Geringes *höher* sind als in den Alten Bundesländern. **Es sind also im Augenblick die Verbraucher in**

den Neuen Bundesländern und nicht die Aktionäre, die für eine durchgreifende Sanierung der Gesellschaften bezahlen. Wird der hohe Strompreis nach der Übernahme beibehalten, würden die ostdeutschen Stromverbraucher für die Renovierung und gleichzeitig einen Überschuß an die westdeutschen Aktionäre zahlen müssen.

Da dies der hohe Preis ist, der die Sanierung des ostdeutschen Elektrizitätssystems finanziert, steht fest, daß der Bedarf für die westdeutschen Gesellschaften als *Investoren* nicht existiert:
Als Eigentum in Verbraucherhand oder kommunaler Verpachtung wäre das System bei den jetzigen Strompreisen imstande, sich selbst zu erneuern, ohne Mittel von außen in Anspruch nehmen zu müssen. Nach der Investitionswelle eines solchen Erneuerungsprozesses könnten die Strompreise dann nach wenigen Jahren wesentlich unter das jetzige Niveau der Alten Bundesländer gesenkt werden.

10: Wenn über den Preis für eine evtl. westdeutsche Übernahme der ostdeutschen Stromversorgung verhandelt werden muß, sollte die Treuhandanstalt ihr Augenmerk darauf legen, daß die umfassende Renovierung und Konsolidierung der Stromversorgung, die jetzt auf Kosten der ostdeutschen Stromverbraucher vorgenommen wird, nicht durch eine buchungsmäßige Aufzeichnung des Wertes der Elektrizitätsgesellschaften fortgeschrieben wird. Die große Einsparung, die die ostdeutschen Stromverbraucher im Augenblick aufgrund der sehr hohen Strompreise erzielen, könnte dann von den westdeutschen Aktionären durch eine billige Übernahme der Stromversorgung kapitalisiert werden.

Auf dem Hintergrund der unter Punkt 18 aufgezeigten Verdienstmöglichkeiten von 3,5 Mia. DM/Jahr ist es inzwischen möglich, einen realistischen Kaufpreis für das ostdeutsche Elektrizitätssystem zu veranschlagen. Der Kapitalwert einer Verdienstmöglichkeit von 3,5 Mia. DM/Jahr wird in aller Zukunft - abhängig von den Kalkulationszinsen - einen Betrag in der Größenordnung von 50-100 Mia. DM ausmachen. Selbst zu diesem Preis ist es jedoch problematisch, das Elektrizitätsystem zu verkaufen, insofern die Stromverbraucher keine Sicherheit in bezug auf eine gewisse Konkurrenz auf dem Elektrizitätsmarkt haben.

11: Das Resultat unserer Untersuchungen ist, daß es sich für die Volkswirtschaft nicht bezahlt macht, in der Lausitz Braunkohle zu fördern. Entscheidet man sich trotzdem dafür, ist der Stromvertrag eine allzu teure Organisationsform, um die

10.000-16.000 Arbeitsplätze der Braunkohleindustrie im Jahre 2000 zu sichern, insofern er einen Geldabfluß von den Verbrauchern in den NBL an die Aktionäre der Elektrizitätsgesellschaften in den Alten Bundesländern mit sich führt.

Will man die Braunkohlegewinnung fortsetzen, ist es viel billiger, dies in einer Organisationsform zu tun, bei der das Eigentumsrecht in den NBL verbleibt. Hinzu kommt, daß der Stromvertrag dazu beiträgt, zu verhindern, daß die großen Brennstoffeinsparungen durch den Ausbau von Blockheizkraftwerken ausgenutzt werden.
Der Stromvertrag schreibt nicht nur die Eigentümerstruktur im ostdeutschen Stromversorgungssystem fest, sondern auch einen Teil der Gesetzesgrundlage. So beinhaltet der Stromvertrag, daß das westdeutsche Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) auch für das VEAG-Monopol Gültigkeit hat (der Stromvertrag war vor der Wiedervereinigung Gegenstand der Verhandlung), und dieser legt Prinzipien dafür fest, wie die Stromabrechnung zwischen den für ihren Eigenbedarf Produzierenden und der Versorgungsgesellschaft vonstatten gehen soll.

Unmittelbar können die sehr hohen Strompreise für die Städte als Anreiz wirken, ihr eigenes Kraftwärmewerk einzurichten. In einem modernen Kraftwärmewerk mit Erdgasfeuerung kann der Strom für 10-12 Pf/kWh produziert werden. Wenn die Stadtwerke nur als Verteiler fungieren, muß der Strom von der regionalen Versorgungsgesellschaft gekauft werden, wobei 17 Pf/kWh typisch sind. Die Stadt kann den Überschuß aus dem Stromverkauf für ganz notwendige Investitionen ins Fernwärmenetz gebrauchen, die von den niedrigen Wärmepreisen in Ostdeutschland nicht finanziert werden können. Dort, wo es ein Fernwärmenetz gibt, hat die Stadt die Versorgungspflicht.

Aber es gibt zahlreiche Behinderungen, die es für die Städte weniger attraktiv machen, Kraftwärmewerke zu bauen:

* Die Bezahlung für den Strom, der an das Netz verkauft wird, wird durch Prinzipien festgelegt, die die Elektrizitätsgesellschaften begünstigen. Typischerweise kann der Preis 10 Pf unter dem Preis sein, den die Stadt in der gleichen Periode und bei dem gleichen Spannungsniveau bezahlt. (Z.B. ein Unterschied von 7 bis 17 Pf). Die Bezahlung für Strom ist dadurch niedriger als die Herstellungskosten.

* Die Stadt wird ökonomisch für die notwendige Umstellung des regionalen Netzes verantwortlich gemacht (Möglichkeit der Auskoppelung), steht aber in einer schwachen Verhandlungsposition, wenn es sich um die Beurteilung der Kosten handelt, die die Elektrizitätsgesellschaft geltend macht.

* Als Lieferant für den Endverbraucher hat die Stadt die Versorgungspflicht. Um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten, muß sie die Versicherung bei der Elektrizitätsgesellschaft abschließen, die die Reservekapazität im Falle eines Schadens bereitstellt.

* Schließlich muß die Stadt eine Genehmigung haben (eine §5-Genehmigung), um Elektrizität für Dritte produzieren zu dürfen. Diese Genehmigung wird vom Landeswirtschaftsministerium erteilt, aber es existieren keine klaren Richtlinien für diese Erteilung.

Von ihrer Seite gesehen, stehen die regionalen Versorgungsgesellschaften unter dem Druck der 70/30%-Vereinbarung. Falls zu viele Städte eigene Kraftwärmewerke errichten, wären sie nicht imstande, 70% des Stromverbrauchs der Region von der VEAG abzunehmen. Die VEAG wiederum steht unter dem Druck, Strom auf Braunkohlebasis zu produzieren, da der ganze Konzessionsvertrag von seiten der Bundesregierung davon abhängig gemacht worden ist.

Die westdeutschen Elektrizitätsgesellschaften, die dem Stromvertrag zufolge bei der VEAG Einzelaktionäre und in den regionalen Stromversorgungsgesellschaften Mehrheitsaktionäre sein müssen, haben ein doppeltes Interesse daran, die westdeutsche Organisationsform auf die Neuen Bundesländer zu übertragen: zum einen natürlich den direkten Verdienst durch den Verkauf von Strom und Technik von den Zulieferern. Aber zum anderen könnte eine alternative Struktur, bei der die Städte in den Stadtwerken Strom und Wärme billiger und umweltfreundlicher als in den Alten Bundesländern produzieren, die bestehende Struktur in Westdeutschland gefährden: Die Verbraucher, Städte und Politiker würden vielleicht Änderungen in der Organisationsform verlangen, wenn die Elektrizität in den Neuen Bundesländern billiger und sauberer produziert werden könnte.

Auf diese Weise halten alle Akteure einander auf einem Kurs fest, der zu einem teuren und ineffektiven Stromversorgungssystem zu führen scheint.

9.3. Die alternativen Möglichkeiten

Mit dem Ausgangspunkt in einem Gebiet, das mit einem Radius von ca. 150 km um das Zentrum der Lausitz Teile der Bundesländer Brandenburg und Sachsen abdeckt, haben wir die Möglichkeiten analysiert, den Strom- und Wärmebedarf auf eine andere Weise zu decken. Die Alternativrechnung gründet sich auf Leistungsgrade und den Preis, der von schon errichteten und erprobten dänischen Anlagen abgeleitet wurde.

Das Hauptergebnis des Vergleichs ist in der nächsten Tabelle wiedergegeben, und man kann folgendes resümieren:

12: Ein alternativer Ausbau, der Einsparungen im Verbrauch einbezieht, Kraftwärme–kopplung und bleibende Energie, könnte den gleichen Strom- und Wärmebedarf zu den gleichen Kosten und mit gleichem Beschäftigungseffekt decken bzw. einsparen, ohne die arbeitsplatzmäßige Sackgasse zu bauen, die die Bevorzugung der Braunkohlelösung darstellt.

13: Die drei Alternativen zur Empfehlung[2] würden nur zwischen der Hälfte und einem Drittel des Bedarfs der Empfehlung[2] an fossilem Brennstoff brauchen und die CO_2-Emission, die mit der Herstellung von Elektrizität und Wärme verknüpft ist, um 60 bis 80% reduzieren.

14: Sieht man nur den Beschäftigungseffekt in der Anlage- und Betriebsphase, kann man folgendes feststellen:

Wird auf **Steinkohle** gesetzt, ist die Alternative billig, aber die Beschäftigungsrate ist während der gesamten Anlage- und Betriebsperiode nicht ganz so hoch. Die insgesamt geringere Beschäftigung in der Anlage- und Betriebsphase wird mit großer Wahrscheinlichkeit mehr als kompensiert durch den Umstand, daß diese Alternative billigeren Strom zur Folge hat und damit größere Wettbewerbs–fähigkeiten und mehr Arbeitsplätze für das gesame Erwerbsleben in den NBL.

Setzt man auf **Braunkohle**, ist die Beschäftigungsrate größer, aber es gäbe externe Probleme und Kosten wie Grundwassersenkung, Versteppung etc. Volkswirtschaftlich gesehen ist diese Alternative daher weniger günstig.

Setzt man auf **Brennstoffe aus Biomasse und auf Erdgas,** könnte man die Umweltprobleme vermeiden und die Beschäftigungsrate wäre hoch, aber die Kosten wären etwas höher und es würde eine größere Abhängigkeit von Erdgas aufgebaut. Der Gesamtbedarf an importierten Brennstoffen ist jedoch sogar in diesem Falle nur um 10% höher als der Bedarf an importierten Brennstoffen bei der Empfehlung[2].

Es ist anzumerken, daß die Beschäftigungsrate in allen Alternativen zum z.Zt. geplanten Ausbau höhere Anlageinvestitionen mit sich führen als die Empfehlung [2]und damit auch eine höhere Beschäftigungswirkung in der Anlagephase.

15: Betrachten wir die langfristigen dynamischen Beschäftigungswirkungen, wenn man auf eine der aufgestellten Alternativen setzt, die sowohl einen **Neubau wie eine Modernisierung** darstellen, können sie wesentlich höher sein als die entsprechenden langfristigen Beschäftigungswirkungen bei der Empfehlung[2]. Wenn man auf eine moderne umweltfreundliche Energieversorgung setzt, ist es möglich, beim nächsten Mal führend auf diesem Gebiet und damit auch **Exporteur von energietechnologischen Systemen** zu werden.

16: In bezug auf Versorgungssicherheit wäre die Alternative in allen Ausprägungen in einem klaren Vorteil gegenüber der Empfehlung, insofern man nämlich **bei einem Kraftwärmeausbau eine starke Ölabhängigkeit in der Wärme–versorgung vermeidet**. Der Ölverbrauch der Alternative beträgt daher bloß 14,3 PJ/Jahr gegenüber dem der Empfehlung[2] von 72,2 PJ/Jahr. Abgesehen von der Fassung der Alternative, in der entschieden auf Biomasse und Erdgas gesetzt wird, ist der Erdgasverbrauch im übrigen der gleiche wie in der Empfehlung[2].

Hinzu kommt natürlich der Umstand, daß die Empfehlung[2] den doppelten Brennstoffverbrauch aufweist, was in sich selbst ein großes versorgungs–sicherheitsmäßiges Problem darstellt.

Die Empfehlung[2] braucht große Mengen Braunkohle in einer Situation auf, in der es auf dem Weltmarkt keine Versorgungsprobleme mit Steinkohle gibt. Damit wird die langfristige Versorgungssicherheit geschwächt. Mehr Versorgungs–sicherheit würde geschaffen werden, wenn man die Braunkohlevorräte für eine spätere Situation mit evtl. Versorgungsausfall aufbewahren würde.

17: Bei den jetzigen Brennstoffpreisen schwankt die Alternative zwischen einer Verbilligung um 8% und einer Verteurung um 12% gegenüber der Empfehlung[2], was von der Wahl des Brennstoffs abhängig ist. Die Alternative ist jedoch gegenüber eventuellen EG-Abgaben für Energie- und CO_2-Emissionen viel stabiler. Auf diese Weise würde die Durchführung eines konkreten EG-Vorschlags für eine Energie- und Umweltabgabe die Alternative um zwischen 5% und 20% billiger machen als die von der Brennstoffwahl abhängige Braunkohle/ Öl-Empfehlung. Daher repräsentiert die Alternative völlig anders als die Empfehlung[2] ein politisches Hemmnis in bezug darauf, daß Deutschland gemeinsam mit der EG und der übrigen Welt aktiv an der Lösung des Treibhauseffektproblems teilnehmen kann.

Hauptaspekt	Empfehlung	Alternative		
	Braunkohle/ Öl	Steinkohle	Braunkohle	Stroh/- Holz Erdgas
Elektrizit (TWh/Jahr)				
Stromeinsparungen	-	5,8	5,8	5,8
Geringere el. Wärme	-	4,0	4,0	4,0
Elektr.-produktion	42,4	32,6	32,6	32,6
Insgesamt	42,4	42,4	42,4	42,4
Wärme (TJ/Jahr)				
Wärmeeinsparungen	-	40,0	40,0	40,0
Wärmeproduktion	199,9	159,9	159,9	159,9
Insgesamt	199,9	199,9	199,9	199,9
Brennstoff (TJ/Jahr)				
Braunkohle	485,1	-	208,6	-
Steinkohle	16,8	189,6	-	-
Erdgas	99,3	99,3	99,3	209,2
Öl	72,2	14,3	14,3	14,3
Biomasse	4,3	19,5	19,5	102,3
Sonne/Wind	-	23,8	23,8	23,8
Insgesamt	677,7	346,5	365,5	349,6
Umwelt (Mio.t/Jahr)				
CO_2-Emisson	68,7	24,6	28,4	12,7
Ökonomie (Mia. DM)				
Anlage	28,6	47,2	47,2	48,2
Betrieb und Wartung	18,9	8,9	8,9	9,3
Brennstoff	46,0	29,9	31,9	46,8
Insgesamt	93,5	86,0	88,0	104,3
Økonomi (Mia. DM)				
Inkl. EG-abgabe	116,8	95,2	97,8	110,1
Beschäftigungszahl				
Anlage (1/20)	14.000	29.000	29.000	29.000
Betrieb und Wartung	23.000	10.000	10.000	11.000
Brennstoff	18.000	7.000	15.000	13.000
Insgesamt	55.000	46.000	54.000	53.000

9.4. Der Zusammenhang mit der Politik der EG

Durch die Analyse sind wir auf folgende Konflikte zwischen der geplanten Organisation durch den Stromvertrag auf der einen und der von der EG geplanten Energiepolitik auf der anderen Seite gestoßen:

18: Die EG möchte eine CO_2-Reduktionspolitik durchführen, die u.a. die Durchführung einer CO_2-Abgabe umfaßt. Aber die Konsequenzen des Braunkohleausbaus in den NBL sind die, daß diese Gebiete in den nächsten 30 Jahren in einer umweltmäßig veralteten Technologie festgefahren sind, bei der es ein eingebautes Potential für bedeutenden Widerstand gegen jede Form von Energie- und Umweltabgaben gibt.

19: Die EG möchte den Handel mit Elektrizität so liberalisieren, daß die Verbraucher auf so billige Weise wie möglich mit Strom versorgt werden und daß die effektivsten Energieanlagen gebaut werden. Soll dies so durchgeführt werden, daß gleichzeitig das europäische Energiesystem effektiv und umweltfördernd wird, verlangt das, daß die besten Bauherren und Lieferanten die Möglichkeit erhalten, auch in den neuen deutschen Bundesländern die beste Technologie zu erstellen. Aber der Stromvertrag und die dazugehörigen Absprachen geben den westdeutschen Elektrizitätswerken ein Verkaufsmonopol von 70% des Marktes, der im Augenblick dadurch gekennzeichnet ist, daß sie in Westdeutschland ein vergleichbares Monopol nutzen, um relativ große Überschüsse aus den Strom–verbrauchern zu ziehen.

Die Konsequenzen aus dem Stromvertrag werden sein, daß den Stromverbrauchern in den Neuen Bundesländern ein stark erhöhter Strompreis auferlegt wird, bei dem das Geld u.a. in die Subventionierung der Braunkohle fließt, die ohne den Stromvertrag und die hieran geknüpften politischen Vereinbarungen zu den allgemeinen Marktbedingungen nicht konkurrenzfähig wäre.

9.5. Hauptschlußfolgerung

Selbst bei der jetzigen Preisstruktur, bei der die Umweltbelastung der Brennstoffe nicht im Preis enthalten ist, ist die Vorstellung unrealistisch, daß die Verbrennung von Braunkohle in den geplanten Kraftwerken in der Lausitz gegenüber modernen Steinkohlekraftwerken wettbewerbsfähig werden kann. Die reinen Produktionskosten liegen ca. 50% über dem Konkurrenzpreis. Wenn die Umweltkosten in Form von

Energie- und Umweltkosten durch die EG und die Wertbestimmung des vernichteten Grundwassers eingerechnet werden, liegen die Produktionskosten ca. 250% über dem Wettbewerbspreis.

Der Ausbau der geplanten Braunkohlekraftwerke läßt sich nur durchführen, weil die Ökonomie durch die Monopolabsprache des Stromvertrages gesichert ist. Absicht dieser Monopolabsprache ist, westdeutsche Investoren für das Elektrizitätssystem in den Neuen Bundesländern zu sichern, aber die Praxis ist im Augenblick, daß die ganze Umstellung von den Stromverbrauchern in den Neuen Bundesländern finanziert wird. Beim nächsten Mal könnten die westdeutschen Investoren bei den jetzigen Strompreisen - abhängig vom Kaufpreis des Elektrizitätssystems der Neuen Bundesländer - bis zu 3,5 Mia. DM/Jahr aus den Taschen der Stromverbrauchern in den NBL ziehen.

Der Ausbau der Braunkohlekraftwerke soll Versorgungssicherheit schaffen, aber das Resultat ist genau das Gegenteil. Die zentrale Stromversorgung hat zur Folge, daß eine unnötig große Abhängigkeit von Öl zur Wärmeversorgung aufgebaut wird und daß man gleichzeitig von den inländischen Braunkohlevorräten in einer Situation zehrt, in der es auf dem Weltmarkt keine Versorgungsprobleme mit Steinkohle gibt.

Der Ausbau der Braunkohlekraftwerke soll Arbeitsplätze sichern, aber die Beschäftigungsrate fiele aufgrund von Rationalisierungsmaßnahmen unter allen Umständen, wenn der Preis der Braunkohle auch nur ein klein wenig an einen wettbewerbsfähigen Preis erinnern soll.

Es existiert eine Alternative, die auf Verbrauchseinsparungen, Kraftwärmekopplung und bleibende Energien setzt. Eine solche Alternative könnte die gleiche Beschäftigungsrate zu den gleichen Gesamtkosten schaffen, aber mit der Hälfte des Brennstoffverbrauchs, einer CO_2-Emission, die zwischen 20 bis 40% reduziert ist, und einer größeren Versorgungssicherheit. Diese Alternative wäre noch billiger, wenn man die oben genannten Umweltkosten mit einbezöge.

Die Alternative wird jedoch durch den Stromvertrag behindert, der sich im Augenblick in einigen Bestimmungen und Abrechnungsregeln ausprägt, die die lokalen Behörden daran hindern, ihre eigenen Kraftwärmewerke zu errichten und zu betreiben.

Alles deutet also darauf hin, daß man in Deutschland dabei ist, die historisch einmalige Möglichkeit zu versäumen, die meisten Energieanlagen in den Neuen Bundesländern auszuwechseln. Statt in **neue und moderne** Kapazitäten zu investieren, investiert man in **neue und veraltete** Kapazität. Statt in die beste Technologie zu investieren,

investiert man in eine Technologie, die veraltet ist, weil sie auf einer unökonomischen Verbrennung von Braunkohle beruht, in einem System, das nicht imstande ist, aus dem Vorteil der Kraftwärmekopplung, den Einsparungsmöglichkeiten und der bleibenden Energie Nutzen zu ziehen.

Dies tut man wohlbemerkt, ohne die gewaltigen sozialen und politischen Konflikte zu lösen, die in den Braunkohlegebieten liegen. Die Probleme sind folgende:

* Die Beschäftigungsrate wird gegenüber den anderen Energiesystemen, die man einrichten kann, nicht erhöht, und die Beschäftigung, die man schafft, findet auf einem veralteten und nicht wettbewerbsfähigen Braunkohlesektor statt. Diese Beschäftigung ist daher auf lange Sicht gesehen eine Sackgasse. Darüberhinaus ist sie eine niedrigtechnologische Beschäftigung, die schwerlich den Export energietechnologischer Systeme zur Folge haben kann.

* Schließlich macht sie die Neuen Bundesländer zu einem energiemäßigen **Hochpreisgebiet** mit dem möglichen Verlust von Arbeitsplätzen als Folge.

* Man setzt die Gebiete einigen schwerwiegenden Problemen aus in Gestalt von Dörfern, die verschwinden sollen, und Grundwasser, das vernichtet wird usw.

* Man schafft einen großen politischen Konflikt zwischen dem Wunsch nach Braunkohle und dem Wunsch, die CO_2-Belastung zu reduzieren, was leicht damit enden kann, daß den Braunkohlegebieten der Schwarze Peter zugeschoben wird.

* Man unterminiert die lokale Selbstbestimmung und die Möglichkeit des einzelnen, Kontrolle über seine eigene Situation zu haben, indem man zuläßt, daß die Energieversorgung in zentraler Privathand ist, statt daß die Verbraucher selbst Eigentümer sind. Dieser Konflikt wird dadurch verstärkt, daß die Eigentümer Aktionäre aus Westdeutschland sind, die die Möglichkeit haben werden, mit der Stromversorgung der Neuen Bundesländer große Überschüsse zu erzielen.

Anmerkung:

[1] 1 SKE ist die Energieeinheit einer Tonne Steinkoleäquivalent.
Wir rechnen 1 Tonne SKE = 29,3 GJ.

[2] Empfehlung bedeutet hier die jetzige EVU- und Regierungspolitik.