

BUNDESMINISTERIUM FÜR HANDEL, GEWERBE
UND INDUSTRIE

1979 -06- U 5

ENERGIEBERICHT 1979

(zweite Anpassung des Energieplans)



WIEN
April 1979

UNERLÄSSLICH FÜR JEDEN ENERGIEFACHMANN

VERÖFFENTLICHUNGEN DES BUNDESMINISTERIUMS FÜR HANDEL, GEWERBE
UND INDUSTRIE ODER VOM BUNDESMINISTERIUM FÜR HANDEL, GEWERBE
UND INDUSTRIE VERANLASSTE VERÖFFENTLICHUNGEN

1. STATISTIK

1.1 TASCHENBUCH FÜR ENERGIESTATISTIK 1978

Berichtsjahr 1977

Verfasser: Bundesministerium für Handel, Gewerbe und Industrie,

Bohmann Verlag KG Wien, 1978

Erscheinungsintervall: jährlich

1.2 ÖSTERREICHISCHES MONTAN-HANDBUCH 1978

mit den Produktionsdaten für das Jahr 1977

Verfasser: Bundesministerium für Handel, Gewerbe und Industrie, Montan-Verlag Wien

Erscheinungsintervall: jährlich

1.3 DIE ENERGIEVERSORGUNG ÖSTERREICHS

Herausgeber: Österreichisches Statistisches Zentralamt in Zusammenarbeit mit dem
Bundesministerium für Handel, Gewerbe und Industrie

Erscheinungsintervall: monatlich

1.4 BETRIEBSSTATISTIK

Erzeugung und Verbrauch elektrischer Energie in
Österreich, 1977

Teil I: Gesamtergebnisse

Verleger und Herausgeber: Bundeslastverteiler im Auftrag des Bundes-
ministeriums für Handel, Gewerbe und Industrie unter Mitarbeit der
Österreichischen Elektrizitätswirtschafts-AG, der Landeslastverteiler
und des Verbandes der Elektrizitätswerke Österreichs

Teil II: Einzelangaben:

Ausstattung wie Teil I; nur für den Behördengebrauch bestimmt
Erscheinungsintervall beider Teile: jährlich

1.5 STROMVERBRAUCH DER INDUSTRIE FÜR NICHTMECHANISCHE ZWECKE

Verleger und Herausgeber: Bundeslastverteiler unter Mitarbeit der Österreichischen
Elektrizitätswirtschafts-AG und der Landeslastverteiler

Erscheinungsintervall: jährlich

1.6 BRENNSTOFFSTATISTIK

der Wärmekraftwerke für die öffentliche Versorgung
Österreichs

Verleger und Herausgeber: Bundeslastverteiler unter Mitarbeit der Landeslastverteiler
und der Österreichischen Elektrizitätswirtschafts-AG

Erscheinungsintervall: jährlich

1.7 BESTANDSSTATISTIK

der Unternehmen und Kraftwerke in Österreich,
Stichtag 1. Jänner 1974

Verfasser und Herausgeber: Bundesministerium für Handel, Gewerbe und Industrie unter
Mitarbeit des Bundeslastverteilers, der Landeslastverteiler und des Verbandes der
Elektrizitätswerke Österreich

Erscheinungsintervall: 5 Jahre

1.8 EINPOLIGER SCHALTPLAN

der Kraftwerke, Umspannwerke und Hochspannungsleitungen
in Österreich, Stand 1975

Verfasser und Herausgeber: Bundesministerium für Handel, Gewerbe und Industrie unter
Mitarbeit des Bundeslastverteilers und der Landeslastverteiler
Erscheinungsintervall: 5 Jahre

2. ENERGIEPOLITISCHE SCHRIFTENREIHE

Springer Verlag KG Wien/New York

2.1 Band I: Ausgewählte Probleme der industriellen Energiewirtschaft

Verfasser: J.SZARGUT und A.ZIEBIG
116 Seiten, Preis: öS 269,--

2.2 Band II: Sammelwerk-Planungsmethode in der Energiewirtschaft 164 Seiten, Preis: öS 338,--

2.3 Band III: Neue Wege zur Herstellung von Vergasertreibstoffen

Verfasser: Univ.Prof.Dr.A.SCHMIDT und Dr.W.SCHMIED
244 Seiten, Preis: öS 448,--

2.4 Band IV: Untersuchung über energiesparende Maßnahmen in der wärmeintensiven Industrie

Österreichischer Energiekonsumenten-Verband
(erscheint voraussichtlich im Sommer 1979)

2.5 Band V: Nutzen-Kosten-Analyse für Energiesparmaßnahmen auf dem Sektor Kraftwagenverkehr

Verfasser: Univ.Prof.Dr.H.P.LENZ
(erscheint voraussichtlich im Sommer 1979)

2.6 Band VI: Chancen für das Elektrofahrzeug

Verfasser: Univ.Prof.Dr.A.NECKEL, Univ.Doz.Ch.FABIAN und Dr.K.SELDEN
(erscheint voraussichtlich im Sommer 1979)

3. BEITRÄGE ZUR REGIONALEN ENERGIEPOLITIK ÖSTERREICHS

3.1 Band 1: Die Energieversorgung Westösterreichs mit Erd- ölprodukten und Erdgas

Verfasser: Mag.Franz NEBB und Mag.Johann SCHWARZMAYR

3.2 Band 2: Einflüsse der Heizkostenverrechnung auf den Energieverbrauch

Verfasser: Prof.Ing.Dr.Karl FANTL

3.3 Band 3: Betriebswirkungsgrade von Heizsystemen des Hausbrandes

Verfasser: Dipl.Ing.Dr.techn.Heinz BRÖTZENBERGER

3.4 Band 4: Kraft-Wärme-Kupplung im Bereich der öffentlichen Versorgung

Projektleiter: Univ.Prof.Baurat h.c.DDr.Dipl.Ing.L.MUSIL,
Dipl.Ing.Hans KORDINA, Dipl.Ing.Leopold OESER, Dipl.Ing.Walter SCHNÖBER

3.5 Band 5: Einfluß der Beratungstätigkeit auf die Verbesserung des Betriebswirkungsgrades von Heizsystemen des Hausbrandes

Verfasser: Dipl.Ing.Dr.techn.Heinz BRÖTZENBERGER
(in Vorbereitung)

4. ENERGIEPOLITISCHE DOKUMENTE

- 4.1 "Leitlinien für einen österreichischen Energieplan" vom 15. Jänner 1974
- 4.2 Energieplan 1975
- 4.3 Energieplan 1976
- 4.4 Bericht der Bundesregierung an den Nationalrat, betreffend die Nutzung der Energie für die Elektrizitätserzeugung 1977

5. SONSTIGE VERÖFFENTLICHUNGEN

- 5.1 G.TINTNER et al: "Ein Energiekrisenmodell" veröffentlicht in: Zeitschrift "Empirica" 2/1975
- 5.2 G.TINTNER et al: "Produktionsfunktion für Österreich unter Berücksichtigung der Energie" veröffentlicht in "Großtechnische Energienutzung und menschlicher Lebensraum, TU Wien/IIASA Laxenburg 1977
- 5.3 Energieprognose des Österreichischen Institutes für Wirtschaftsforschung, veröffentlicht jeweils in den Monatsberichten des Österreichischen Institutes für Wirtschaftsforschung, zuletzt April 1978

Soeben erschienen (April 1979):

ENERGIEBERICHT 1979
(zweite Anpassung des Energieplanes)

BUNDESMINISTERIUM FÜR HANDEL, GEWERBE
UND INDUSTRIE

ENERGIEBERICHT 1979

(zweite Anpassung des Energieplans)



WIEN
April 1979

Eigentümer, Herausgeber und Verleger: Bundesministerium für Handel, Gewerbe und Industrie, Wien. Für den Inhalt verantwortlich: Sektionschef Dipl.-Ing. Dr. techn. Wilhelm Frank, Leiter der Sektion V des Bundesministeriums für Handel, Gewerbe und Industrie (Energie, Grundstoffe – Oberste Bergbehörde).
Druck: NORBERTUS DRUCK GMBH, 1030 Wien, Kollergasse 7–9.

INHALTSVERZEICHNIS

	Seite
1. Einleitung	9
2. Entwicklung der Energiewirtschaft seit 1971	12
2.1 Energiewirtschaftliche Daten des Österreichischen Statistischen Zentralamtes für die Jahre 1971—1976	12
2.2 Entwicklungen der Energiewirtschaft in jüngster Zeit (1976 bis Anfang 1979)	16
3. Energieprognose des Österreichischen Institutes für Wirtschaftsforschung bis 1990	18
4. Die Stellung Österreichs in der Energiewirtschaft der Welt	26
4.1 Die internationale Energiesituation	26
4.2 Die Internationale Energieagentur und Österreich	33
5. Kohlenwirtschaft	39
5.1 Aufbringung und Verbrauch in den Jahren 1976 und 1977	39
5.2 Die Lage des österreichischen Kohlenbergbaues	41
5.3 Neue Technologien	44
5.4 Planung der Kohlenbergbauunternehmen	44
5.5 Beurteilung der Unternehmensplanungen	45
6. Erdölwirtschaft	48
6.1 Natürliche inländische Reserven an Kohlenwasserstoffen sowie kohlenwasserstoffführende und kohlenwasserstoffhöfliche Bereiche	48
6.2 Rechtslage hinsichtlich des Aufsuchens von Kohlenwasserstoffen; Verhandlungen wegen Neufassung und Angleichung bestehender Verträge an das neue Berggesetz	59
6.3 Jüngste Entwicklung der Kohlenwasserstoffförderung in Österreich	60
6.4 Möglichkeiten und Aussichten für die Reduzierung von Ölimporten nach Österreich	60
6.5 Erdölproduktenverbrauch	62
6.6 Verteilung von Erdölprodukten	64
6.7 Stand und Entwicklung der Beschäftigtenzahl	66
6.8 Planungen der Unternehmen in der Erdölwirtschaft	66
6.9 Feststellungen zu den Unternehmensplanungen	69
7. Gaswirtschaft	70
7.1 Inländische Reserven	70
7.2 Jüngste Entwicklung der Gaswirtschaft	70
7.3 Künftige Entwicklung der Gaswirtschaft	73
7.4 Rechtliche und organisatorische Fragen der österreichischen Gaswirtschaft	75
8. Fernwärmewirtschaft	79
8.1 Jüngste Entwicklung der Fernwärmewirtschaft	79

4

8.2	Künftige Entwicklung der Fernwärmewirtschaft	80
9.	Elektrizitätswirtschaft	86
9.1	Das Wasserkraftpotential und dessen Beurteilung	86
9.2	Entwicklung der spezifischen Baukosten in der Elektrizitätswirtschaft	88
9.3	Entwicklung der Elektrizitätswirtschaft im Bereich der öffentlichen Versorgung in jüngster Zeit	96
9.4	Deckung des künftigen Strombedarfes; Planung der Unternehmen der Elektrizitätswirtschaft	100
9.5	Feststellungen zur Unternehmensplanung	110
9.6	Finanzierung des Investitionsaufwandes der Elektrizitätswirtschaft	113
10.	Regionalpolitik und Energieversorgung	116
10.1	Allgemeine Feststellungen	116
10.2	Probleme der regionalen Energieversorgung	118
10.3	Kraftwerksanlagen als Probleme der Regionalpolitik	121
10.4	Durch das Bundesministerium für Handel, Gewerbe und Industrie veranlaßte „Beiträge zur regionalen Energiepolitik Österreichs“	122
10.5	Standorte von Pflichtnotstandslagern für Rohöl und Erdölprodukte	125
10.6	In Arbeit befindliche Untersuchung: „Die Energieversorgung Oberösterreichs“	125
10.7	Thematische Karten für leitungsgebundene Energiearten für das Bundesgebiet	126
10.8	Schlußfolgerungen	127
11.	Umweltpolitik und Energieversorgung	128
11.1	Allgemeine Festlegungen	128
11.2	Wärmeabgabe an die Umwelt	128
11.3	Emission von Schadstoffen beim Verbrauch fossiler Brenn- und Treibstoffe	128
12.	Sinnvolle Energieverwendung und Substitution	133
12.1	Bisherige Tätigkeit des Beirats für sinnvollen Energieeinsatz des Bundesministeriums für Handel, Gewerbe und Industrie	133
12.2	Künftige Arbeiten des Beirats für sinnvollen Energieeinsatz	136
12.3	Legistische Ansätze zur Regelung der Einsparung von Heizenergie	137
12.4	Besondere Leistungen des Bundes	138
12.5	Substitution	143
13.	Rechtliche Maßnahmen	148
13.1	Elektrizitätswirtschaftsgesetzgebung	148
13.2	Förderung der Energiewirtschaft	149
13.3	Rohrleitungsgesetz	150
13.4	Notstandsgesetzgebung	151
13.5	Energiespargesetzgebung	156
13.6	Energiewirtschaftlich relevante bergrechtliche Vorschriften	157
14.	Sonstige inländische Energiequellen	159
14.1	Brennholz	159

14.2	Energie aus Biomasse	159
14.3	Sonnenenergie	160
14.4	Windenergie	162
14.5	Geothermische Energie	162
15.	Energiepreisentwicklung (mit Vorschau bis 1990)	163
15.1	Elektrizitätswirtschaft	163
15.2	Erdölwirtschaft	164
15.3	Gaswirtschaft	165
15.4	Fernwärme	165
15.5	Kohlenwirtschaft	165
16.	Kapitalerfordernisse der Energiewirtschaft für Investitionen (mit Vorschau bis 1990)	166
16.1	Elektrizitätswirtschaft	166
16.2	Erdölwirtschaft	166
16.3	Gaswirtschaft	166
16.4	Fernwärme	167
16.5	Kohlenwirtschaft	167
17.	Maßnahmen	168
Anhänge:		
I:	Veröffentlichungen des Bundesministeriums für Handel, Gewerbe und Industrie oder vom Bundesministerium für Handel, Gewerbe und Industrie veranlaßte Veröffentlichungen	173
II:	Energiebilanzen des Österreichischen Statistischen Zentralamtes für die Jahre 1971 bis 1976 (Tab. 2. I bis 2. III)	175
III:	Einige für die Energienachfrage maßgebende Bestimmungsgrößen (Tab. 2. IV)	188
Karten:		
a)	Kraftwerke und Hochspannungsleitungen der öffentlichen Versorgung in Österreich	
b)	Erdöl- und Erdgaslagerstätten und -leitungen in Österreich	

ZUSAMMENSTELLUNG DER VERWENDETEN ABKÜRZUNGEN

AFG	Austria Ferngas Ges.m.b.H.
BEGAS	Burgenländische Erdölgewinnungs Ges.m.b.H.
BGBI	Bundesgesetzblatt
BGV	Burgenländische Gasversorgungs Ges.m.b.H.
BNP	Bruttonationalprodukt
DRGBI	Deutsches Reichsgesetzblatt
DKW	Dampfkraftwerk
EBMG	Erdöl-Bevorratungs- und Meldegesetz
ECE	UN-Economic Commission for Europe
EJ	Exajoule (10^{18} J)
ELG, das	Energielenkungsgesetz
ELG, die	Erdöllagergesellschaft
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
EÖE	Erdöleinheit
EPL	Engpaßleistung
ERP	European Recovery Program
EVU	Elektrizitätsversorgungsunternehmen
E-Werk	Elektrizitätswerk
E-Wirtschaft	Elektrizitätswirtschaft
FCC	Katalytische Krackanlage
FHKW	Fernheizkraftwerk
GKB	Graz-Köflacher Eisenbahn-und Bergbaugesellschaft
GP	Gesetzgebungsperiode
GT	Gasturbinenkraftwerk
GW	Gigawatt (10^9 Watt)
GWh	Gigawattstunde
IEA	Internationale Energieagentur (Paris)
IEP	Internationales Energieprogramm
J	Joule
jato	Jahrestonnen
JP	Jahresspeicherwerk mit Pumpbetrieb
JS	Jahresspeicher
KFZ	Kraftfahrzeug
KKW	Kernkraftwerk
kV	Kilovolt = 10^3 Volt (10^3 V)
KW	Kohlenwasserstoff
KWK	Kraft-Wärme-Kupplung
L	Laufkraftwerk
LG	Landesgesellschaft
LNG	Erdgas in verflüssigtem Zustand
LS	Laufkraftwerk mit Schwellbetrieb
Mbd	Million Barrels pro Tag (1 Barrel = 159 Liter)
MOKKA	Monfalcone—Kiefersfelden—Karlsruhe—Pipeline
MW	Megawatt = 10^3 Kilowatt (10^3 kW)
NEWAG	Niederösterreichische Elektrizitätswerke AG
ÖBB	Österreichische Bundesbahnen
ÖBK	Österreichisch-Bayerische Kraftwerke AG

OECD	Organization for Economic Cooperation and Development (Paris)
ÖEKV	Österreichischer Energiekonsumentenverband
ÖIAG	Österreichische Industrieverwaltungs AG
OKA	Oberösterreichische Kraftwerke AG
ÖMV AG	Österreichische Mineralölverwaltungs AG
ÖSTZ	Österreichisches Statistisches Zentralamt
PJ	Petajoule (10^{15} J)
RAG	Rohöl-Aufsuchungs-Gesellschaft m.b.H.
RAV	Regelarbeitsvermögen
SAKOG	Salzach-Kohlen-Bergbau Ges.m.b.H.
SKE	Steinkohleneinheit
SOL	Südostgaspipeline
STEG	Steiermärkische Elektrizitäts AG
STEWEAG	Steirische Wasserkraft- und Elektrizitäts AG
StW	Stadtwerk
TAG	Trans Austria Gaspipeline
TIWAG	Tiroler Wasserkraftwerke AG
TJ	Terajoule (10^{12} J)
TWh	Terawattstunde = 10^9 Kilowattstunden
UCPTE	Union pour la coordination de la production et du transport de l'électricité
UW	Umspannwerk
VG	Verbundgesellschaft
WAG	West-Austria-Gasleitung
WEK	Weltenergiekonferenz
WIFO	Österreichisches Institut für Wirtschaftsforschung
WKW	Wärmeleistungswerk
WTK	Wolfsegg-Traunthaler Kohlenwerks AG
WWK	Wärmewirtschafts-Kataster

1. EINLEITUNG

1.1 Die vorliegende **Anpassung des Energieplans 1976** an die mittlerweile geänderten Verhältnisse stellt eine organische Fortführung der Ideen dar, die in den „Leitlinien für eine österreichische Energiepolitik“ vom Jänner 1974 und in den Energieplänen 1975 und 1976 ihren Ausdruck gefunden haben.

Das Ergebnis der Volksabstimmung vom 5. November 1978 hat eine fühlbare Einschränkung in den Möglichkeiten der Wahl der zur Deckung des Energiebedarfes zur Verfügung stehenden Energiequellen gebracht. Es unterstreicht damit die bereits in den genannten Dokumenten zum Ausdruck gelangende Notwendigkeit einer Politik, die die Förderung einer möglichst weitgehenden Deckung des Energiebedarfes aus den heimischen Energiequellen, eine Diversifizierung der Energieimporte nach Energieart und Bezugsland und die Vermeidung von Verschwendung von Energie zum Inhalt hat. Die „Leitlinien für eine österreichische Energiepolitik“ bilden zusammen mit den Energieplänen 1975 und 1976 und dem „Bericht der Bundesregierung an den Nationalrat betreffend die Nutzung der Kernenergie für die Elektrizitätserzeugung“ vom Dezember 1977, in welchem die allgemeinen Grundsätze der österreichischen Energiepolitik ausführlich dargestellt wurden, das Fundament, auf dem diese Neufassung des Energieplanes aufbaut. Diese konzentriert sich deshalb auf die Hervorhebung der wichtigsten und aktuellsten Fragestellungen unter Vermeidung von Wiederholungen bekannter und trotz der veränderten Energiesituation weiterhin gültig gebliebener genereller Gesichtspunkte.

1.2 Eine weitere **Straffung** der Darlegungen wird, speziell **bei den statistischen Angaben**, durch den Verweis auf das nunmehr seit 1974 bewährte, vom Bundesministerium für Handel, Gewerbe und Industrie jährlich herausgegebene „Taschenbuch für Energiestatistik“ sowie auf die jährlich über Auftrag des Bundesministeriums für Handel, Gewerbe und Industrie vom Österreichischen Institut für Wirtschaftsforschung erstellte und in dessen Monatsberichten publizierte mittelfristige Prognose der Entwicklung des Energiebedarfes und dessen vermutlicher Deckung erreicht.

1.3 Seit dem Energieplan 1976 wurden eine Reihe durch das Bundesministerium für Handel, Gewerbe und Industrie veranlaßter **Untersuchungen** abgeschlossen, die bereits veröffentlicht wurden oder die vor ihrer Veröffentlichung stehen. Sie sind im Anhang I verzeichnet. Sie bilden wichtige Quellen für die Auffassungen, die im folgenden zur Geltung gebracht werden.

1.4 Besondere Bedeutung für die österreichische Energiepolitik hat die Mitgliedschaft bei der **Internationalen Energieagentur**. Deren Bericht über die Ende 1977 erfolgte Tiefenprüfung der österreichischen Energiepolitik wurde dem Nationalrat zugeleitet, der ihn in seiner Sitzung vom 5. Dezember 1978 zur Kenntnis genommen hat. Dieser Bericht hat eine entsprechende Berücksichtigung bei der Neufassung des Energieplans gefunden.

1.5 Der Empfehlung der Internationalen Energieagentur folgend, aber auch der Notwendigkeit entsprechend, die **Öffentlichkeit** systematisch und regelmäßig über die österreichische Energiepolitik zu **informieren**, ist beabsichtigt, diese Fortschreibung der früheren Energiepläne dem Parlament zuzuleiten. Nicht zuletzt deshalb trägt die vorliegende Ausarbeitung auch den Titel **Energiebericht**.

1.6 Bei der Ausarbeitung dieses Berichtes wurde die Darstellung des vertikalen Aufbaues der Energiewirtschaft stärker bevorzugt und die Rechtsprobleme der Energieversorgung wurden ausführlicher als bisher behandelt.

1.7 Die vielfach unterschiedlichen Auffassungen, welche die überwiegend ertragsorientierten Unternehmen der Energiewirtschaft einerseits und die staatlichen Instanzen andererseits etwa bei der Sicherheit der Versorgung, bei der Verringerung des Abgangs in der Handels- und Zahlungsbilanz, bei der Sicherheit der Bevölkerung vor schädlichen Auswirkungen der Energiegewinnung und Fortleitung zu vertreten haben und die insbesondere in den Planzielen offenkundig werden, bilden ein Spannungsfeld, das der Energiebericht auszuleuchten hat, um als **Orientierungshilfe für die Vermeidung von offenen Konflikten** zu dienen. In diesem indikativen Charakter der vorliegenden Planung findet die Tatsache ihren Ausdruck, daß die gegenwärtige Gesetzeslage außerhalb von Notzeiten dem Bund nur auf wenigen Gebieten unmittelbare Handhaben für eine Einflußnahme auf die Gestaltung der Energiewirtschaft bietet. Die gelegentlich geübte Kritik an der nicht als hinreichend empfundenen Bestimmtheit von Aussagen in den Energieplänen verkennt fast stets, daß sie einem Dirigismus das Wort redet, der mit diesem Bericht grundsätzlich nicht angestrebt wird.

1.8 Die **Vorgangsweise** bei der Erreichung der Ziele der Energiepolitik wird sich vielmehr weiterhin vorwiegend der Mittel der Überzeugung und entsprechend der freiwilligen Einordnung in die vorgezeigten Bahnen einer Verhaltensweise, die im Einklang mit den öffentlichen Interessen steht, bedienen. Das Vertrauen, daß diese Methode auch künftig von Erfolg begleitet sein wird, gründet sich darauf, daß auch diesmal über die in diesem Energiebericht dargelegten Ziele ein **weitgehender Konsens** mit den Vertretern der Energiewirtschaft und jenen der Konsumenten erzielt werden konnte.

Dort jedoch, wo Mittel der öffentlichen Hand in Anspruch genommen werden, wird künftig in stärkerem Maße als bisher das Interesse an ihrer Verwendung in einer mit den Bedürfnissen der staatlichen Energiepolitik in Übereinstimmung stehenden Weise zum Ausdruck gelangen müssen. Im Bereich des Energiesparens schließlich wird, nach nunmehr allgemeiner Ansicht, nicht ohne eine Verschärfung bestehender und Schaffung neuer gesetzlicher Handhaben das Auslangen gefunden werden können. Insofern hier die Kompetenzen bei den Ländern liegen, wird, in vollem Einverständnis mit diesen, versucht, die Regelung bundeseinheitlich im Wege von Vereinbarungen nach Artikel 15a B-VG herbeizuführen.

1.9 Die **stärkere Berücksichtigung regionalpolitischer Gesichtspunkte** wird von seiten des Bundesministeriums für Handel, Gewerbe und Industrie initiativ durch eine Anzahl von Untersuchungen, die, soweit sie bereits abgeschlossen sind, in der Schriftenreihe „Beiträge zur regionalen Energiepolitik“ erschienen sind, sowie durch Konferenzen mit den zuständigen Vertretern der Länder gefördert. Eine Anzahl von Ländern hat ihrerseits regionale Energiepläne erstellt. Darüber hinaus haben auch einige Städte energiepolitische Konzepte verfaßt bzw. sind daran, solche zu entwickeln. In diesen Aktivitäten werden wichtige Beiträge zur Herausarbeitung einer auf eine harmonisch soziale und ökonomische Entwicklung des Bundesgebietes ausgerichteten, energiepolitischen Zielsetzung erblickt.

Insgesamt ist in letzter Zeit ein bedeutender Fortschritt in der Durchleuchtung der Zusammenhänge, die zwischen der Energie- und der Regionalpolitik bestehen, erzielt worden.

1.10 Das unverrückbare Hauptziel aller energiepolitischen Bemühungen bildet die langfristige Sicherung der Energieversorgung zu international wettbewerbsfähigen Preisen.

Von den sonstigen **Zielsetzungen der Energiepolitik** sind derzeit besonders akzentuiert:

- die Befolgung der Empfehlungen der Internationalen Energieagentur auf Einschränkung des Bedarfs an importiertem Erdöl,
- die möglichste Entlastung der Zahlungsbilanz von Energieimporten.

Diesen Zielen dienen vor allem verstärkte Maßnahmen zur sinnvollen Energieanwendung und zur Substitution von Heizöl durch andere geeignete Energieträger sowie die intensivierten systematischen Bemühungen zur Erschließung inländischer Energievorkommen.

Zwar keine Entlastung der Zahlungsbilanz, jedoch einen bilateralen Ausgleich in der Handelsbilanz und damit auch eine im Interesse der Vollbeschäftigung liegende Möglichkeit zur Ausweitung des Handelsverkehrs bringt eine stärkere Orientierung der Energiebezüge aus Ländern, die strukturelle Handelsdefizite mit Österreich aufweisen, mit sich. Diese Orientierung soll verfolgt werden, soweit sie mit den übrigen Zielen der Energiepolitik, namentlich auch mit der Sicherung der Versorgung, im Einklang steht.

1.11 Für die Sicherung der Energieversorgung haben die Bemühungen, neue, bisher nicht genutzte **inländische Energiequellen** zu erschließen oder solche bisher nur wenig genutzte Energiequellen in höherem Ausmaß zu nutzen, eine außerordentliche Bedeutung.

Da jedoch diese Bemühungen derzeit in der Hauptsache noch Gegenstand der Forschung sind, deren Stand, wie sich auch aus der im Bericht enthaltenen Darstellung ergibt, derzeit noch kein Urteil darüber erlaubt, zu welchem Zeitpunkt diese Energiequellen zu einigermaßen wettbewerbsfähigen Bedingungen und in einem nennenswerten Ausmaß zur Verfügung stehen werden bzw. die zu ihrer Nutzung erforderlichen Installationen, die notwendige Betriebssicherheit und Lebensdauer aufweisen werden, kann mit ihnen in einer vorsorglich ausgerichteten Planung kurz- und mittelfristig noch nicht gerechnet werden. In dem Maße, in dem sich diese Bemühungen in konkrete, allgemein anwendungsfähige Ergebnisse umsetzen lassen, wird es möglich sein, den Energieimport entsprechend zu reduzieren.

1.12 Der Energieverbrauch ist sicher für sich allein kein Maßstab für den Wohlstand oder die Vollbeschäftigung. Jedoch ist die Durchführung einer Politik der **Vollbeschäftigung** nur möglich, wenn alle sie behindernden Engpässe vermieden werden, was eine ausreichende **und** klaglos funktionierende **Energieversorgung** voraussetzt. Eine solche die Vollbeschäftigung sichernde Politik führt auch zu höherem Wohlstand und bietet damit die Möglichkeit, den noch bestehenden Nachholbedarf im Lebensstandard gegenüber anderen Ländern zu befriedigen, was in gewissem Umfang auch unter Anwendung aller Maßnahmen zum sinnvollen Energieeinsatz mit einem höheren Energieverbrauch verbunden ist. Diesen Auffassungen trägt der vorliegende Bericht Rechnung.

1.13 Die Ausarbeitung trägt den Äußerungen, welche von zahlreichen Stellen zu dem am 14. Februar dieses Jahres ausgesendeten Diskussionsentwurf bis 27. März dieses Jahres eingelangt sind, insofern Rechnung, als diese nicht im Widerspruch zu den grundsätzlichen Auffassungen stehen, die in diesem Bericht vertreten werden. Diese konstruktive Mitarbeit hat, ebenso wie die von den Mitgliedern des Energiebeirates in dessen Sitzung am 27. März dieses Jahres vorgebrachten Gesichtspunkte, die in der vorliegenden Fassung berücksichtigt wurden, zu einer erheblichen Verbesserung der ursprünglichen Fassung geführt.

12

2. ENTWICKLUNG DER ENERGIEWIRTSCHAFT SEIT 1971

2.1 Energiewirtschaftliche Daten des Österreichischen Statistischen Zentralamtes für die Jahre 1971—1976

Die Gesamtaufbringung an Roh- bzw. importierter abgeleiteter Energie in Österreich unterlag, wie aus den vom Österreichischen Statistischen Zentralamt (ÖSTZ) seit dem Jahr 1969 veröffentlichten Energiebilanzen hervorgeht, die derzeit nur bis zum Jahr 1976 vorliegen, von 1971 bis 1976 starken Schwankungen (Tab. 2.1).

Tabelle 2.1: Gesamtaufbringung an Energie in Österreich
(Werte in PJ)¹⁾

	1971	1972	1973	1974	1975	1976
Gesamtaufbringung	850,86	870,95	944,66	929,92	889,01	956,56

Bedingt u. a. durch eine lang andauernde Konjunkturschwächung sank 1975 die Gesamtaufbringung auf einen Wert ab, der nur um 4,5% höher lag als der 1971 verzeichnete; 1976 stieg die Aufbringung allerdings wieder beträchtlich um 7,6% gegenüber 1975 an.

Die Importabhängigkeit Österreichs auf Grund der Statistiken des ÖSTZ stieg von 59% im Jahr 1971 auf 66% im Jahr 1976²⁾. Für die Letztverbraucher (Industrie, Haushalt und Kleinverbrauch sowie Verkehr) stand 1976 mit 700,59 PJ um 12,3% mehr Energie zur Verfügung als 1971.

Aus Gründen der Übersichtlichkeit werden im folgenden die 43 Produktionsbereiche, in die die Energiebilanzen des Österreichischen Statistischen Zentralamtes für die Letztverbraucher aufgegliedert sind, in die drei Gruppen

- a) **Verkehr** (Produktionsbereiche 30 bis 34),
- b) **Haushalt und Kleinverbrauch** (1 bis 5, 28, 29, 35 bis 43),
- c) **Industrie** (6 bis 27)

zusammengefaßt.

Für die detaillierte Darstellung der Energieversorgung Österreichs (Anhang II, Tabelle 2.II) wird folgendes Schema angewandt:

- (1) Inlanderzeugung von Rohenergie
- + (2) Import von Energie
- = (3) **Gesamte Aufbringung**
- + (4) Erzeugung abgeleiteter Energie
- (5) Eigenverbrauch plus Verluste
- +— (6) Lagerveränderung bei den Energieproduzenten

¹⁾ 1 PJ = 1 Petajoule = 10^{15} J = 0,278 TWh

²⁾ Anteil des Importes von Rohenergie und abgeleiteter Energie an der Aufbringung (= inländische Erzeugung und Import)

- = (7) **Verfügbare Gesamtenergie**
- (8) Export von Energie
- +— (9) Lagerveränderung bei den Endverbrauchern
- (10) Nichtenergetischer Verbrauch
- (11) Verbrauch für Transformation
- = (12) **Einsatz bei Letztverbrauchern**
- (13) Aufgliederung in die volkswirtschaftlichen Produktionsbereiche:
 - (13a) Verkehr,
 - (13b) Haushalt und Kleinverbrauch,
 - (13c) Industrie

Die für die Umrechnung der einzelnen Primärenergieträger auf die gleiche Energieeinheit verwendeten Äquivalentwerte sind im Anhang II aus der Tabelle 2.I zu ersehen. Aus der Tabelle 2.II ist die mengenmäßige Entwicklung der Energieversorgung Österreichs von 1971 bis 1976 entsprechend dem oben angeführten Schema zu entnehmen.

Tabelle 2.III zeigt die prozentuellen Veränderungen für die verschiedenen Energieträger in den einzelnen Jahren (außer Lagerveränderungen, Stellen 6 und 9). Tabelle 2.IV gibt die Entwicklung einiger für die Energienachfrage maßgebender Bestimmungsgrößen wieder.

Der größte Teil der gesamten Aufbringung an Rohenergie wird für die Transformation in Sekundärenergieträger verwendet (1974: 76,8%, 1975: 77,6%, 1976: 78,1%).

Die prozentuellen Anteile der volkswirtschaftlichen Bereiche Verkehr (13a), Haushalt und Kleinverbrauch (13b) und Industrie (13c) am Letztverbrauch sind aus Tabelle 2.2. ersichtlich.

Tabelle 2.2.

Anteile in %	1971	1972	1973	1974	1975	1976
a) Verkehr	13,5	14,0	14,4	13,9	14,3	13,8
b) Haushalt u. Kleinverbr.	42,5	42,8	41,6	41,9	43,8	45,1
c) Industrie	44,0	43,2	44,0	44,2	41,9	41,1
	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0

Der wachsende Energiebedarf der Haushalte im Zeitraum 1971—1976 wird aus Tab. 2.2. deutlich, während der Anteil der Industrie am Letztverbrauch gesunken ist. Diese Tendenz zeichnet sich auch verstärkt in der Zeit nach 1976 ab.

Die Anteile des nichtenergetischen Verbrauchs und des Exports an der gesamten verfügbaren Energie veränderten sich im Betrachtungszeitraum folgendermaßen:

1971	1972	1973	1974	1975	1976
6,0%	6,2%	6,0%	6,6%	7,6%	8,0%

Die prozentuellen Anteile der Hauptklassen der Energieträger an der gesamten Aufbringung, der gesamten verfügbaren Energie und der bei den Letztverbrauchern (Verkehr, Haushalt und Kleinverbrauch und Industrie gesamt) eingesetzten Energie

14

sind aus den Tabellen 2.3, 2.4, 2.5, 2.5a, 2.5b und 2.5c zu ersehen, wobei die Zusammenfassung der Energieträger nach Hauptklassen in folgender Weise vorgenommen wurde:

Feste Brennstoffe:	Steinkohle, Steinkohlenbriketts, Braunkohle, Braunkohlenbriketts, Koks
Flüssige Brennstoffe:	Erdöl, Rückstände zur Weiterverarbeitung, Benzin, Leichtbenzin, Petroleum und Flugpetroleum, Gasöl, Heizöl
Gasförmige Brennstoffe:	Flüssiggas, Stadtgas, Erdgas, Generatorgas, Gichtgas, Grubenmethan, Kokereigas, Raffinerie-Restgas
Elektrische Energie:	aus Wasser- und thermischen Kraftwerken
Sonstige:	Brennholz, Abfälle, Brenntorf, Fernwärme

Tabelle 2.3: Gesamt-Aufbringung

Anteile in %	1971	1972	1973	1974	1975	1976
Feste Brennstoffe	20,6	20,2	18,6	19,6	17,9	16,9
Flüssige Brennstoffe	51,6	51,0	52,7	48,2	48,1	50,3
Gasförmige Brennstoffe	14,4	15,2	14,9	16,5	17,3	18,8
Wasserkraft einschl. importierter elektrischer Energie	9,9	10,2	10,4	12,3	13,1	10,9
Sonstige	3,5	3,4	3,4	3,4	3,6	3,1
	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0

Tabelle 2.4: Verfügbare Gesamtenergie

Anteile in %	1971	1972	1973	1974	1975	1976
Feste Brennstoffe	13,0	14,5	13,4	13,9	12,2	10,8
Flüssige Brennstoffe	52,4	50,5	52,2	48,9	49,0	48,9
Gasförmige Brennstoffe	14,6	14,9	14,8	16,6	17,1	18,8
Elektrische Energie	14,8	15,0	14,6	15,9	16,7	16,4
Sonstige	5,2	5,1	5,0	4,7	5,0	5,1
	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0

Tabelle 2.5*): Einsatz bei den Letztverbrauchern

Anteile in %	1971	1972	1973	1974	1975	1976	
Feste Brennstoffe	15,7	14,3	13,6	14,1	13,2	12,7	
Flüssige Brennstoffe	53,0	53,3	54,0	51,3	52,4	51,8	
Gasförmige Brennstoffe	12,9	13,5	13,7	15,5	14,6	15,2	
Elektrische Energie	12,9	13,4	13,3	14,0	14,3	14,9	
Sonstige	5,5	5,5	5,4	5,1	5,5	5,4	
	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	
	Absolut:					669,0 PJ	700,6 PJ

Tabelle 2.5a: Verkehr

Anteile in %	1971	1972	1973	1974	1975	1976	
Feste Brennstoffe	13,3	6,8	5,2	4,1	2,5	1,5	
Flüssige Brennstoffe	80,8	86,6	88,4	89,0	90,6	91,3	
Gasförmige Brennstoffe	0,1	0,1	0,1	0,2	0,2	0,3	
Elektrische Energie	5,7	6,4	6,0	6,4	6,2	6,4	
Sonstige	0,1	0,1	0,3	0,3	0,5	0,5	
	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	
	Absolut:					95,0 PJ	96,6 PJ

Tabelle 2.5b: Haushalt und Kleinverbrauch

Anteile in %	1971	1972	1973	1974	1975	1976	
Feste Brennstoffe	13,9	15,9	15,7	14,9	15,0	13,6	
Flüssige Brennstoffe	55,2	53,8	54,8	53,6	52,9	52,5	
Gasförmige Brennstoffe	9,6	8,6	8,5	9,4	9,4	10,8	
Elektrische Energie	9,6	10,2	10,2	11,3	11,8	12,5	
Sonstige	11,7	11,5	10,8	10,8	10,9	10,6	
	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	
	Absolut:					295,0 PJ	316,0 PJ

Tabelle 2.5c: Industrieverbrauch

Anteile in %	1971	1972	1973	1974	1975	1976	
Feste Brennstoffe	18,3	15,2	14,3	16,4	14,9	15,6	
Flüssige Brennstoffe	42,3	41,9	41,2	37,3	38,2	36,3	
Gasförmige Brennstoffe	20,1	22,9	24,0	26,1	25,9	26,1	
Elektrische Energie	18,3	18,8	19,1	19,0	19,6	20,2	
Sonstige	1,0	1,2	1,4	1,2	1,4	1,8	
	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	
	Absolut:					279,0 PJ	288,0 PJ

*) Ad Tab. 2.5: Daten für 1975 wurden unter Verwendung der in Tab. 2.1 (Anhang II) in der rechten Spalte angegebenen Werte errechnet, während sie für das Jahr 1976 mit den links davon angeführten, neuen Heizwerten erstellt wurden.

Ferner ist anzumerken, daß sich gegenüber den Angaben über den „Verbrauch“ der einzelnen Brennstoffkategorien in (Anhang I [1]) (S. 14—15) deswegen größere Unterschiede ergeben, weil in diesen u. a. auch der Verbrauch an Brennstoffen für die Strom- bzw. Fernwärmeversorgung einbezogen ist.

In Tabelle 2.4 fällt der stetig steigende Anteil gasförmiger Brennstoffe an der verfügbaren Gesamtenergie auf, der hauptsächlich zu Lasten der festen Brennstoffe geht. Der Einsatz fester Brennstoffe beim Letztverbraucher geht stetig zurück.

Aus den Daten zum Kleinverbrauchs- und Haushaltsbereich wird die zunehmende Substitution flüssiger Brennstoffe durch Gas deutlich; feste Brennstoffe verlieren zunehmend an Bedeutung. Bemerkenswert ist auch der steigende Bedarf an elektrischer Energie im Haushaltsbereich.

Der Anteil der flüssigen Treibstoffe im Verkehrssektor nähert sich, wie Tabelle 2.5a zu entnehmen ist, der Sättigungsgrenze.

2.2 Entwicklungen der Energiewirtschaft in jüngster Zeit (1976 bis Anfang 1979)

Unabhängig von den Energiebilanzen des Österreichischen Statistischen Zentralamtes erstellt auch das Österreichische Institut für Wirtschaftsforschung verschiedene Energiebilanzen, deren Ergebnisse rascher vorliegen, aber infolge oft nur vorläufiger Daten ungenauer sind. Sie enthalten auch keine Angaben über die Verwendung von Brennholz und nur teilweise Angaben über Abfälle und Brenntorf.

Andererseits finden diese Daten, die für eine lange Jahresreihe vorliegen, Verwendung für die Prognose. Auch geben sie rasche Hinweise auf Änderungstendenzen. Hier werden die wichtigsten dieser Änderungstendenzen, wie sie in der „Energiebilanz für das Jahr 1977“ des Österreichischen Institutes für Wirtschaftsforschung (27) wiedergegeben sind, angeführt. Danach ist der Bruttoinlandverbrauch 1977 um 1,8% gegenüber dem des Jahres 1976 zurückgegangen.

Im Jahr 1977 kam es gegenüber 1976 zu einem Absinken des Energiebedarfes trotz Erhöhung des Brutto-Nationalproduktes. Gedämpft wurde der Energieverbrauch durch das außergewöhnlich milde Winterwetter, durch den tiefen Konjunkturerinbruch in der eisenerzeugenden Industrie und durch die überdurchschnittliche Wasserführung der Flüsse, wodurch eine Verlagerung der Stromerzeugung von den Wärme- zu den Wasserkraftwerken eintrat. In Richtung einer Erhöhung des Energiebedarfes wirkten die besonders starke Zunahme des PKW-Bestandes und der neuerliche relative Rückgang der Energiepreise.

Infolge der starken Zunahme der inländischen Energieaufbringung durch die Laufkraftwerke kam es 1977 zu einer Verringerung der Importabhängigkeit gegenüber 1976.

Der Verbrauchsrückgang trotz Wirtschaftswachstum im Jahre 1977 kam unerwartet, erklärt sich jedoch überwiegend durch Sondereinflüsse. Die Witterung war während der Heizperiode außergewöhnlich mild. Die Heizgradtage*) — ein Indikator für den temperaturbedingten Energiebedarf für Heizzwecke — lagen 8,6% unter dem Vergleichswert des Vorjahres und 10,6% unter dem langjährigen Durchschnitt.

Das Jahr 1977 war reich an Niederschlägen, das Jahr 1976 hingegen ein extremes „Trockenjahr“. Der Erzeugungskoeffizient der Wasserkraftwerke — Indikator für die witterungsbedingte Erzeugungsmöglichkeit der hydraulischen Kraftwerke — lag 17% über dem Vergleichswert des Vorjahres und 3% über dem langjährigen Durchschnitt. Die Stromerzeugung verlagerte sich von den Wärmekraftwerken zu den Wasserkraftwerken; die Stromerzeugung der kalorischen Kraftwerke ging zurück.

*) Siehe ÖNORM M 7500, Teil 4 (in Ausarbeitung)

Der Energieverbrauch der Industrie schrumpfte 1977 um 3,6% infolge der starken Abschwächung des Produktionswachstums (1976 +8,1%, 1977 +3,2%) und der schweren Rezession in der eisenerzeugenden Industrie (1976 +11,8%, 1977 —5,1%).

Die Kleinabnehmer (Handel, Gewerbe, Landwirtschaft, Verwaltung, Dienstleistungen) benötigten um 0,8% weniger Energie als 1976, temperaturbereinigt allerdings um 7% mehr.

Der Energieverbrauch im Verkehrssektor stieg insgesamt um 3,3%, die Entwicklung war allerdings je nach Verkehrsleistung und Verkehrsmittel unterschiedlich. Die Nachfrage nach Güterverkehrsleistungen ging konjunkturbedingt zurück.

Die Energiepreise, die 1974 und 1975 viel rascher gestiegen sind als die übrigen Preise, erhöhten sich seither fühlbar langsamer. Für die Haushalte verteuerte sich die Energie 1977 um 4,5%, für die Industrie um 5,1%. Gemessen an der Entwicklung des Verbraucherpreisindex (+5,5%), gingen die Energiepreise für die Haushalte um 1% relativ zurück.

Die Importabhängigkeit der österreichischen Energiewirtschaft, die 1976 stark zugenommen hat, verringerte sich 1977 wieder, die Importquote (Importe minus Exporte in Prozent des Brutto-Inlandsverbrauches) sank nach den vom WIFO geführten Energiebilanzen von 68% auf 64% (28,27). Dank des hohen Stromangebots der heimischen Wasserkraftwerke und der forcierten Erdgasförderung nahm die inländische Energiegewinnung um 6,9% zu, die Importe konnten um 8,3% eingeschränkt werden.

Zur **Energieversorgung** im Jahr **1978** ist festzustellen, daß im Industriesektor eine Stagnation des Energieverbrauches eintrat (Zunahme nur um 0,7%), die möglicherweise auf Struktur- bzw. Produktionsverschiebungen sowie Einsparungsmaßnahmen zurückzuführen ist. Im Bereich des Haushalts- bzw. Kleinverbrauchs waren sehr hohe Zuwachsraten (+9,2% gegenüber dem Vorjahr) zu verzeichnen. Im Verkehrsbereich nahm der Energieverbrauch durchschnittlich um +5,2% zu. Der Nettoinlandsverbrauch ist um 5% gewachsen. Der Bruttoenergieverbrauch war um 4,7% höher als 1977. Für die Stromerzeugung aus Wasserkraft lag der Erzeugungskoeffizient 1978 mit einem Wert von 1,00 um 2 Prozentpunkte unter dem des Jahres 1977. Das Erdgasangebot war 1978 höher als 1977. Die Importe von Rohöl bzw. Mineralölprodukten nach Österreich haben nach Angaben des WIFO 1978 um 9,2% gegenüber 1977 zugenommen.

Bemerkenswert ist weiterhin die Tatsache, daß im Jahr 1978 der Stromverbrauch im Bereich der öffentlichen Versorgung gegenüber dem Vergleichszeitraum 1977 wieder um 5,4% angestiegen ist (mit Pumpstrom). Der gesamte Stromverbrauch (mit Industrie eigenverbrauch) ist 1978 um 4,7% gestiegen. Im Jänner 1979 wurde wegen der kalten Witterung sogar ein Zuwachs von 10,2% gegenüber Jänner 1978 verzeichnet. Infolge des strengen Winters 1978/79 kam es zu einem bemerkenswerten Energieverbrauchszuwachs. So wurden u. a. beim Strom- und Gasverbrauch neue Spitzenwerte erreicht. Trotz aller Sparappelle zeichnet sich derzeit eine deutliche Umkehr des 1977 verzeichneten Energieverbrauchsrückgangs ab.

3. ENERGIEPROGNOSE DES ÖSTERREICHISCHEN INSTITUTES FÜR WIRTSCHAFTSFORSCHUNG BIS 1990

Die im Herbst 1976 im Auftrag des Bundesministeriums für Handel, Gewerbe und Industrie vom Österreichischen Institut für Wirtschaftsforschung (WIFO) erstellte Energieprognose wurde um die Jahreswende 1977/78 revidiert (Sonderdruck „Revision der Energieprognose bis 1990“, siehe (26)). Die Ergebnisse dieser Revision sind im folgenden zusammenfassend dargestellt.

Die Datenbasis für diese revidierte Energieprognose reicht von 1955 bis einschließlich 1977 und überdeckt damit einen wesentlich längeren Zeitraum als jene der Gesamtenergiebilanzen des Österreichischen Statistischen Zentralamtes, die bisher von 1969 bis 1976 erstellt wurden.

Ein für das Jahr 1971 vorgenommener eingehender Vergleich zwischen der Energiebilanz des WIFO und der des Österreichischen Statistischen Zentralamtes hat gezeigt, daß die Unterschiede für prognostische Zwecke vernachlässigbar sind und somit die Prognose sich auch an die Bilanzen des Österreichischen Statistischen Zentralamtes anschließen läßt. Das Prognosemodell wurde für die revidierte Prognose keiner Änderung unterzogen.

Nach der Kernenergie-Volksabstimmung vom 5. 11. 1978 und nach der Verabschiedung des Bundesgesetzes vom 15. 12. 1978 (BGBl. 676/1978), das den Betrieb von Anlagen, in denen elektrische Energie für die Energieversorgung durch Nutzung der Kernspaltung erzeugt wird, in Österreich untersagt, ist die revidierte Prognose des Wirtschaftsforschungsinstitutes vom April 1978 für den Elektrizitätssektor, was die Aufteilung der Erzeugung auf die Energieträger betrifft, irrelevant geworden. Deshalb wird das WIFO im Frühjahr 1979 eine Korrektur zur Energieprognose bis 1990 erstellen, die vom Einsatz von Kernkraftwerken zur Stromerzeugung absieht.

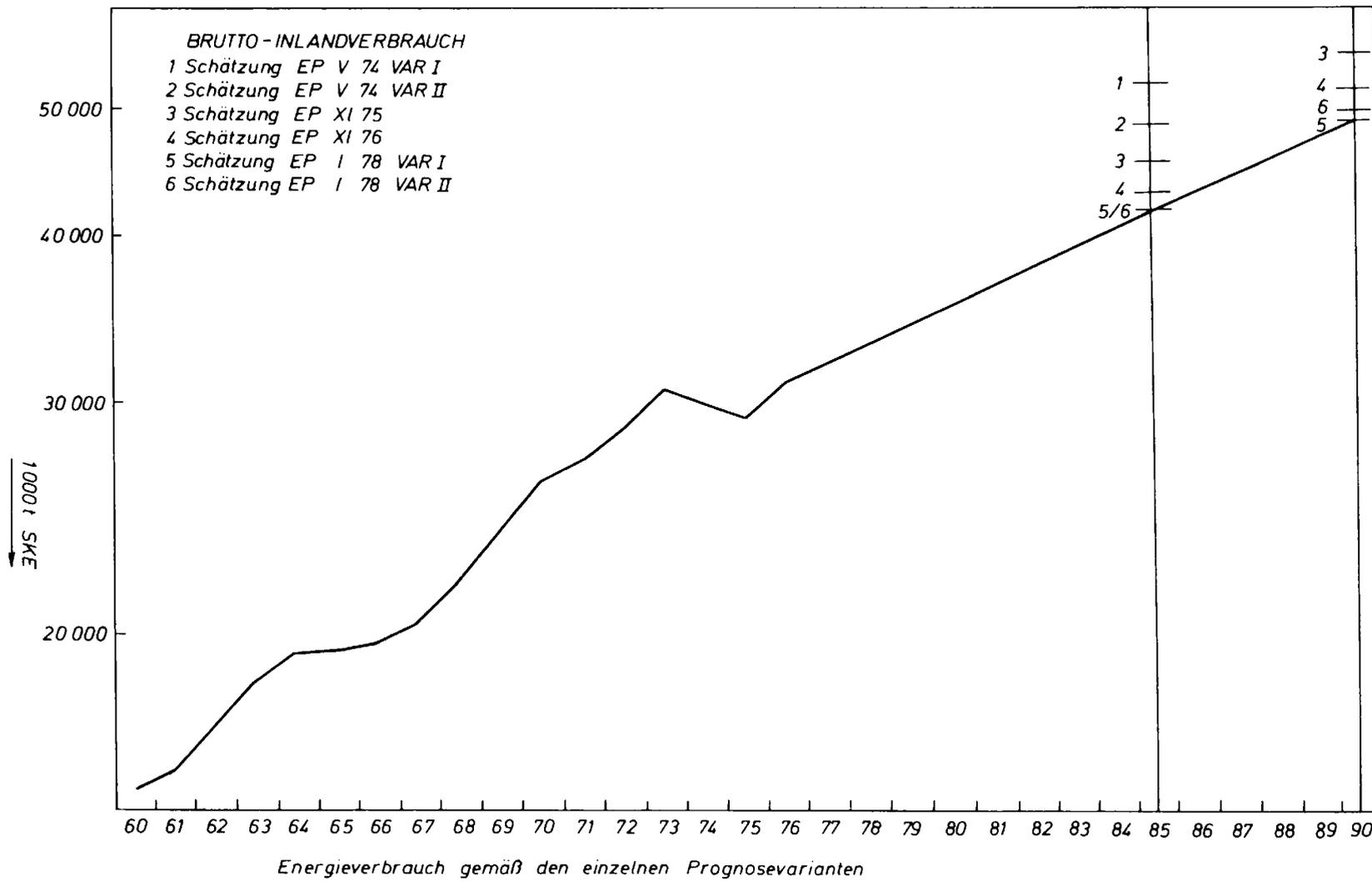
Die Prognose beruht auf einem formalisierten Modell, dessen mathematische Struktur unverändert beibehalten wurde, wie sie in den Energieplänen 1975 und 1976 bereits dargestellt wurde. Dort ist auch ersichtlich, welche Aggregation für die Prognose hinsichtlich der Energieträger vorgenommen wurde und daß ihr Einsatz nach wirtschaftlichen Sektoren, vorwiegend nach funktionellen Gesichtspunkten, gegliedert wurde; die Gliederung nach Sektoren ist dabei angegeben. Brennholz, Abfälle und Brenntorf sind, im Unterschied zu den Energiebilanzen des Österreichischen Statistischen Zentralamtes, in der Prognose des WIFO nicht berücksichtigt. Trotz der schwierigen Datenerfassung für diese Energieträger ist seitens des WIFO jedoch beabsichtigt, den Beitrag des Brennholzes zum Endenergieverbrauch in den zukünftigen Prognosen zu berücksichtigen. Der Beitrag der Fernwärme ist in der revidierten Energieprognose bereits enthalten.

Zur Aufstellung des Modells wurden im wesentlichen drei Methoden verwendet:

- a) Extrapolation der für die Vergangenheit festgestellten Beziehungen zwischen dem Energieverbrauch und seinen Bestimmungsgrößen,
- b) Verwertung technologischer, soziologischer und ökonomischer Informationen,
- c) Verwertung von Prognosen anderer Stellen.

Für die Ermittlung funktionaler Zusammenhänge wurde die Regressionsanalyse benützt. Ansätze mit Exponentialfunktionen wurden im Bereich des Industrie- und des Verkehrssektors, solche mit linearen Funktionen im Bereich des Kleinverbrauchersektors angewendet. Die Globalprognose wurde mittels multipler Regression durchgeführt. Ökonomische Größen als unmittelbar erklärende Variable finden sich im Bereich der Industrie, als mittelbar erklärende Variable im Verkehrs- und Kleinverbrauchersektor.

ENERGIEVERBRAUCH
PROGNOSEN



lt. WIFO

Reine lineare oder exponentielle Trendextrapolationen wurden in Teilbereichen des Verkehrs- und des Kleinverbrauchersektors angewendet.

Technologische Innovationen wirken sich insbesondere bei der Schätzung des Energieverbrauches in der Aluminium- und in der eisenerzeugenden Industrie aus. Prognosen anderer Stellen wurden vor allem im Umwandlungssektor verwendet.

Während im Frühjahr 1974 noch mit einer Zunahme des realen Brutto-Nationalproduktes (BNP) von 4 bis 5% pro Jahr gerechnet wurde, erwartet das Institut für Wirtschaftsforschung derzeit bis 1985 (auf der Basis von 1975) eine durchschnittliche jährliche Zunahme des BNP um 3,7%. Im Herbst 1976 war für diesen Zeitraum mit einer Steigerungsrate von 4%, im Herbst 1975 mit einer solchen von 3,5% gerechnet worden. Die 1975 prognostizierte Steigerung von 3,5% in den Jahren 1985 bis 1990 wurde unverändert beibehalten. Die Industrieproduktion wird gemäß der letzten Prognose bis 1985 (bezogen auf Basis 1976) um 4,5%, von 1985 bis 1990 um 4% ansteigen (gegenüber folgenden Steigerungsraten der dem Energieplan 1976 zugrundeliegenden Prognose: 1975—1980: +5%, 1980—1985: +5%, 1985—1990: +4,3%).

Somit wird die Steigerungsrate der industriellen Produktion 1985 um 1,4, 1990 um 2,8 Prozentpunkte unter dem bisherigen prognostizierten Wert zu liegen kommen. Für die Roheisenerzeugung rechnet man 1985 mit 4,5 Mio t (statt bisher 5 Mio t), 1990 mit 5,25 Mio t. Die für 1985 bzw. 1990 prognostizierte Menge von erzeugtem Rohaluminium wurde von 92.000 t auf 90.000 t herabgesetzt. Eine Änderung der Raffineriekapazität hat seit September 1976 nicht stattgefunden, ebenso blieben die 1976 prognostizierten Werte des PKW-Bestandes (2 Millionen im Jahr 1980, 2,4 Millionen 1985) unverändert.

Bezüglich der Stromerzeugung aus Kernenergie hatte das Institut in der Prognose vom April 1978 angenommen, daß in den Jahren 1985 und 1990 (Variante I) ein Kernkraftwerk in Betrieb steht und jeweils 4,2 TWh Strom erzeugt. Als Variante II waren die Auswirkungen eines zweiten österreichischen Kernkraftwerkes auf die Energiebilanz untersucht worden, wobei die Stromerzeugung aus Kernkraft 12 TWh im Jahr 1990 erreichen hätte sollen. Obwohl diese beiden Varianten I und II keine Gültigkeit mehr besitzen, kann derzeit abgeschätzt werden, daß keine wesentlichen Veränderungen beim prognostizierten Verbrauchsniveau eintreten werden.

Allgemein stellt sich die Situation im Elektrizitätsbereich bei Berücksichtigung des Ergebnisses der Volksabstimmung über die Inbetriebnahme des Kernkraftwerkes Zwentendorf aus der Sicht des Wirtschaftsforschungsinstitutes folgendermaßen dar (siehe auch Heft 11/1978 der „Monatsberichte“ des WIFO).

Die Entscheidung, das Kernkraftwerk Zwentendorf, das 11,1% der gesamten Stromerzeugung hätte erbringen sollen, nicht in Betrieb zu nehmen, hat kurzfristig und längerfristig unterschiedliche Auswirkungen. Kurzfristig — für die kommenden drei, vier Jahre — ist das Stromangebot aus heimischen Kraftwerken durch das Bauprogramm der Elektrizitätswirtschaft fixiert und infolge der technisch erforderlichen Mindestbauzeiten relativ unelastisch. Bei gegebener Zunahme des Stromverbrauches kann der Bedarf im wesentlichen nur durch den forcierten Einsatz der verfügbaren Anlagen, höhere Stromimporte und geringere Stromexporte gedeckt werden. Die Stromexporte erfolgen auf der Basis von Beteiligungsverträgen ausländischer Gesellschaften an Kraftwerken in Österreich und von Abtauschverträgen (Band- gegen Spitzenenergie bzw. Winter- gegen Sommerenergie); fallweise finden auch Sonderlieferungen von Überschußstrom — dessen Menge vom Wasserdargebot für die Laufkraftwerke abhängt — ins Ausland statt. Diese Sonderlieferungen betragen z. B. im Jahr 1977 nur rund 20% der gesamten Stromexporte. Infolge der zeitlichen Verschiebung zwischen den Zeiten großen Wasserangebots (Sommer) und der Hochlastzeit im Winter wird eine Reduktion dieser Stromlieferungen im allgemeinen nur sehr bedingt zur inländischen Bedarfsdeckung

beitragen können. Auf längere Sicht sollte es möglich sein, energie- und investitionspolitische Maßnahmen zu treffen, um das Verbrauchswachstum zu drosseln und die Struktur der Bedarfsdeckung zu beeinflussen.

Die **Analyse der kurzfristigen Auswirkungen** des Verzichts auf die Kernenergie ergab, daß das Stromangebot in den nächsten Jahren zwar knapp werden wird, daß aber nach Ansicht des WIFO bei Einsatzfähigkeit aller Kraftwerke und Aufrechterhaltung der Stromimporte kein akuter Strommangel zu erwarten ist, sofern nicht eine anhaltende Kälteperiode im Winter mit einem geringen Stromangebot der Wasserkraftwerke zusammentrifft und gleichzeitig ein großes Wärmekraftwerk ausfällt. Unter Umständen kann jedoch auch das längerfristige Eintreten eines einzelnen solchen Ereignisses zu einem Strommangel führen. Der Ausfall des Kernkraftwerkes kann nach Ansicht des WIFO aus verschiedenen Gründen zumindest kurzfristig ohne unmittelbare Gefährdung der heimischen Stromversorgung bewältigt werden: der Stromverbrauch ist langsamer gewachsen, als im seinerzeitigen Ausbauprogramm der Elektrizitätswirtschaft angenommen wurde, und die prognostizierten Werte werden auch in den nächsten Jahren voraussichtlich nicht erreicht werden. Im Zusammenhang damit ist jedoch zu bemerken, daß der Stromverbrauch im Jahr 1978 durchschnittlich, wie bereits erwähnt, im Bereich der öffentlichen Versorgung wieder um 5,4% angestiegen ist, während 1977 der durchschnittliche Zuwachs nur 1,8% betrug. Ferner ist mit einer Zunahme der Stromimporte und einem Abbau des bisher üblichen Ausfuhrüberschusses — im Rahmen der oben angeführten Gegebenheiten — zu rechnen. Gegebenenfalls wird es notwendig sein, die verfügbaren Kraftwerke (auch die lediglich als Reserve für das Kernkraftwerk vorgesehenen Speicher- und Gasturbinenkraftwerke) forciert zur Deckung der Mittel- und auch Grundlast einzusetzen. Das Fehlen des Stromangebotes aus dem Kernkraftwerk sowie die Verluste, die durch den Bau und durch die Nichtinbetriebnahme des Kernkraftwerkes entstanden sind, werden höhere Kosten für die Stromerzeugung bzw. die Strombereitstellung verursachen.

Nimmt man eine im Vergleich zum bisherigen Trend mäßigere Zunahme des inländischen Stromverbrauchs an

(1978 +5,4%, 1979 +7,4%, 1980 +6,1%, 1981 +6,1%, 1982 + 5,2%)*)

und weiters, daß der fehlende Strombedarf aus Wärmekraftwerken gedeckt wird, dann ergibt sich folgende Konsequenz:

Die Stromerzeugung aus kalorischen Anlagen wird kräftig steigen, ebenso die durchschnittliche Einsatzzeit dieser Kraftwerke.

Bei Eintreffen ungünstiger Annahmen könnte die erforderliche Leistung bzw. Arbeit nur dann aufgebracht werden, wenn auf die Reservehaltung verzichtet wird und auch alle alten Anlagen voll im Einsatz stehen. Die Versorgungssicherheit ist dann allerdings stark reduziert.

Zu den **längerfristigen Auswirkungen** der Nichtinbetriebnahme des Kernkraftwerkes Zwentendorf zählt, daß vermehrt Öl, Gas und Kohle zur Stromerzeugung in Wärmekraftwerken eingesetzt werden müssen. Die von Österreich als Mitgliedsland der Internationalen Energieagentur in Paris anzustrebende Verringerung der Abhängigkeit von Erdölimporten erscheint deswegen nur erschwert realisierbar. Bei durch unvorhergesehene Ausfälle zusätzlich notwendig werdenden Stromimporten muß mit Preiserhöhungen und Verknappungserscheinungen gerechnet werden. Von der Förderung der Kleinwasserkraftwerke sind nach Ansicht des WIFO nur marginale Aus-

*) Diese Angaben leiten sich aus der mittelfristigen Prognose des WIFO, aufbauend auf den Zuwachsraten bis zum Jahr 1977, ab; für 1979 wird eine Konjunkturbelebung angenommen, die sich in der Folge wieder abschwächt.

wirkungen auf die Strombedarfsdeckung zu erwarten. Um die Energieverbrauchs- und damit auch die Stromverbrauchszunahme zu drosseln, werden verstärkt einerseits verbrauchshemmende, andererseits Maßnahmen zur Förderung für alle Arten von energiesparenden Investitionen im Rahmen einer langfristigen Energie- und Strompreispolitik zu setzen sein.

Eine Abschätzung der Akzeptanz solcher „Regulative“ durch die Öffentlichkeit ist jedoch derzeit nicht durchführbar ebenso wie der dadurch erzielte Einsparungseffekt nicht absehbar ist.

Die Annahme des WIFO über die Höhe des Erdgasangebotes in Österreich mit 7 Mrd. m³ im Jahr 1985 (davon aus inländischer Förderung 1,1 Mrd. m³ und aus Importen 5,9 Mrd. m³) und 8 Mrd. m³ im Jahr 1990 (1 Mrd. m³ bzw. 7 Mrd. m³) ist gegenüber der letzten Prognose unverändert. Für die nächste Prognose wird eine gegenüber den früheren Prognoseannahmen erhöhte inländische Förderung von 1,38 Mrd. m³ für 1985 zu berücksichtigen sein.

Die letzte Prognoserevision vom April 1978 ergab, daß der Energiebedarf bei Zutreffen der Prognoseannahmen auch in den achtziger Jahren kräftig wachsen wird. Die Verbrauchszunahme wird allerdings fühlbar schwächer sein als vor 1973 (1975/1973 +4,8%) und auf Grund geänderter Annahmen etwas geringer als bisher (Prognose 1976) erwartet. Der Energieverbrauch wird bis 1985 statt um 4% (1975/1985) um 3,7% pro Jahr wachsen, von 1985 bis 1990 statt um 3,7% um 3,2% (Variante I) bzw. 3,5% (Variante II). Das prognostizierte Verbrauchsniveau wird 1985 1230 PJ (2,8% unter dem bisherigen Prognosewert), 1990 1440 PJ (Variante I) bzw. 1460 PJ (Variante II) betragen (5,3% bzw. 3,8% unter dem bisherigen Prognosewert).

Relativ stark änderten sich die Prognoseergebnisse im Verkehrssektor; die neuen Schätzwerte liegen 7% (1985) und 8% (1990) unter den Prognosewerten vom Herbst 1976. Da die Koeffizienten von einigen der bisher verwendeten Schätzfunktionen im Verkehrssektor seit der Erdölkrise „labil“ wurden, erfolgte in der neuen Prognose ein Ansatz, bei dem der Benzinabsatz von der Nachfrage nach Verkehrsleistungen und vom Verbrauch je Leistungseinheit bestimmt wird. Bei dieser Prognosemethode ist wegen des Fehlens aufgeschlüsselter Daten mit einem schwer abzuschätzenden Fehler zu rechnen, doch dürften die prognostizierten Werte für den Verkehrssektor eher an der Untergrenze liegen.

Nach wie vor ist damit zu rechnen, daß der Energieverbrauch der Haushalte und sonstigen Kleinverbraucher künftig am stärksten wachsen wird. Die jüngsten Schätzwerte liegen jedoch unter den bisherigen Prognosewerten (1985 um 2,7%, 1990 um 4,1%).

Zu den Prognosebedingungen zählt, daß Energie ausreichend angeboten wird, daß der Preis für importiertes Erdöl in Relation zu den Preisen für Industriegüter konstant bleibt und daß das Energiepreisniveau steigen wird. Nach Ansicht des WIFO ist die — international übliche — Annahme, daß der Preis für Erdöl relativ zu den Preisen für Industriegüter gleich bleibt, auch in der derzeitigen Situation vertretbar; die Berücksichtigung real steigender Erdölpreise im Rahmen einer langfristigen Prognose sei trotz der neuesten Entwicklungen nicht gerechtfertigt.

Unter diesen und den übrigen Prognosebedingungen wird sich die Bedarfsdeckung weiterhin von den festen Brennstoffen zur Wasserkraft, zum Erdgas und auch zum Erdöl verschieben. Der Anteil des Erdöls zur Bedarfsdeckung wird sich bis 1990 um rund 2 Prozentpunkte gegenüber 1977 auf rund 54% erhöhen. Infolge der Ablehnung der Nutzung der Kernenergie zur Stromerzeugung durch das österreichische Volk sind sowohl die höhere Kernenergievariante (Variante II), bei der der Anteil des Erdöls geringfügig gesunken wäre, als auch die niedrigere Variante (I) mit einem merklich höheren Anteil nunmehr ohne Bedeutung. In beiden Fällen hätte der Verbrauch von

Erdöl absolut zugenommen, allerdings in einem geringeren Ausmaß als es ohne den Einsatz der Kernenergie jetzt der Fall sein wird. Erdöl wird der wichtigste Energieträger bleiben und die Hälfte des zusätzlichen Energiebedarfes decken müssen. Maßnahmen, die auf eine Verdrängung von flüssigen Kohlenwasserstoffen abzielen, sind in der Prognose des WIFO nicht berücksichtigt.

Bezüglich der zukünftigen Situation auf dem Welterdölmarkt ist festzustellen, daß generell Anspannungen erwartet werden, doch existieren Meinungsverschiedenheiten über den Zeitpunkt des Eintreffens einer neuerlich einschneidenden und unter Umständen längerfristigen Erdölverknappung (1985—1990 oder 1990—1995). Vor der Jahrhundertwende wird auf jeden Fall mit dem Erreichen der maximalen Fördermenge bei Erdöl zu rechnen sein.

Abschätzungen über die Auswirkungen solcher Anspannungen auf die längerfristige Energieversorgungslage sind zum jetzigen Zeitpunkt nicht möglich.

Da die in Österreich derzeit bekannten Vorräte an Erdöl und Erdgas relativ gering sind und da die österreichischen Braunkohlevorräte nur begrenzt abbauwürdig sind, ist es notwendig, durch Importe die Energieversorgung Österreichs sicherzustellen. Auch unter der Voraussetzung, daß die Wasserkraft in Österreich bis 1990 bereits weitgehend ausgebaut sein wird, ist mit einer Steigerung der Importquote bis zu diesem Zeitpunkt auf 80% zu rechnen.

Angaben über die Zuverlässigkeit der prognostizierten Werte sind naturgemäß nur im Rahmen der Prognoseannahmen einer solchen „bedingten Prognose“ möglich (siehe (26)). Allgemein wurde vom WIFO mit einem jährlichen Anstieg des Wirtschaftswachstums von 3,5% und mit einer Zunahme des Energiepreisniveaus in derselben Höhe wie die Steigerung des Verbraucherpreisindex gerechnet.

Durch die nach der Volksabstimmung vom 5. Nov. 1978 geänderte Situation auf dem Sektor der Stromversorgung sind nunmehr bei der Erstellung einer revidierten Energieprognose andere Annahmen betreffend die Aufbringung des prognostizierten Strombedarfs zu treffen.

Tabelle 3.1 zeigt einige realistisch erscheinende Ausbauvarianten mit konventionellen Kraftwerken, die den Ausfall an elektrischer Arbeit, die das Kernkraftwerk Zwentendorf geliefert hätte, kompensieren sollen. Diese vorläufige Abschätzung wurde vom Institut für Wirtschaftsforschung als Teil der revidierten Energieprognose erarbeitet, die im Laufe des Frühjahres 1979 erstellt werden wird.

Die Prognostizierung des Energieverbrauchs in Österreich gestaltet sich schwieriger als in vergleichbaren Ländern, weil wenige Großbetriebe den Großteil des Energieverbrauches im Industriebereich beanspruchen und Konjunkturschwankungen in diesen Produktionsbereichen daher starke Auswirkungen auf die Gesamtenergiebilanz haben. Trotz dieser Schwierigkeiten werden die Bemühungen um eine ständige Verbesserung der verwendeten Prognoseparameter fortgesetzt. Die Substanz des Prognosemodelles wird jedoch beibehalten. Bei Bedarf sollen neue Variable in die Prognose einbezogen werden.

Auswirkungen des Energiesparens und des Einsatzes von Alternativenergien auf den Energiebedarf sind derzeit noch schwer abzuschätzen. Unter der Annahme eines steigenden Energiepreisniveaus, unter Berücksichtigung derzeit absehbarer administrativer Maßnahmen und unter Einbeziehung der Erfahrungen in systemverwandten Ländern können solche Spareffekte jedoch annähernd beurteilt werden.

Neben den Arbeiten am derzeit angewendeten Modell werden deshalb auch andere Prognosemöglichkeiten für den Energiebereich („Entscheidungsmodelle“) bereits studiert.

24

Tabelle 3.1 Mögliche Varianten zur Kompensation der auf Grund der Volksabstimmung am 5. November 1978 ausgefallenen Stromlieferkapazitäten des Kernkraftwerkes Zwentendorf — Prognosen für 1985 und 1990

Annahmen

1985 (in Mrd. kWh)		
	Annahme I	Annahme II
zusätzliche Stromimporte	0,5	0,5
zusätzliche Stromerzeugung aus:		
Kohle (Steinkohle: Braunkohle = 50 : 50)	1,7	1,7
Heizöl	0,75	2,0
Naturgas	1,25	0,0
keine zusätzliche Stromerzeugung aus Wasserkraft		

1990 (in Mrd. kWh)	
	nur eine Annahme
zusätzliche Stromimporte	1,0
zusätzliche Stromerzeugung aus:	
Kohle (Steinkohle: Braunkohle = 50 : 50)	1,7
Wasserkraft	1,5
keine zusätzliche Stromerzeugung aus Öl und Naturgas	

Ergebnisse

Werte für den Bruttoinlandsverbrauch in TJ sowie Anteil des Energieträgers am Gesamtverbrauch in %						
	1985				Annahme 1990	
	Annahme I		Annahme II			
Steinkohle	121.628	10,0	121.628	10,0	123.474	8,7
Braunkohle	59.876	4,9	59.876	4,9	56.213	3,9
Erdöl	629.184	51,4	639.940	52,3	771.885	54,3
Naturgas	265.267	21,7	253.719	20,8	292.142	20,6
Wasserkraft	143.404	11,7	143.404	11,7	171.921	12,1
Kernenergie	0	0	0	0	0	0
Sonstige	4.249	0,3	4.250	0,3	5.275	0,4
Summe	1,223.608	100	1,222.817	100	1,420.910	100

Neben dem Österreichischen Institut für Wirtschaftsforschung hat u. a. auch die österreichische Erdölindustrie eine Prognose erstellt (IMES V), deren Ergebnisse merklich von denen des WIFO abweichen; so wird in dieser Prognose z. B. mit einem Anstieg des Energieverbrauchs im Haushalts- und Kleinverbraucherbereich von rund 2,5% pro Jahr bis 1985 gerechnet. Entgegen der IMES-V-Prognose ist der Energieverbrauch im Haushaltsbereich, wie in Kapitel 2.2. ausgeführt, von 1977 auf 1978 jedoch um 9,2% statt um 5,3% angestiegen.

Langfristig wäre eine Vereinheitlichung der statistischen Datenbasis zwischen dem WIFO und dem ÖSTZ unter Einbeziehung derzeit noch nicht berücksichtigter Energieträger wünschenswert.

4. DIE STELLUNG ÖSTERREICHS IN DER ENERGIEWIRTSCHAFT DER WELT

4.1 Die internationale Energiesituation

4.1.1 Der Energieverbrauch der Welt

4.1.1.1 Die Entwicklung seit der Erdölkrise 1973/74

Für die Deckung des Weltenergiebedarfes an kommerzieller Energie hat Erdöl die größte Bedeutung. Im Jahr der Erdölkrise 1973 betrug der Anteil des Erdöls am Weltgesamtverbrauch von kommerzieller Energie 46,0%, gefolgt von den festen Brennstoffen mit 31,9%, dem Erdgas mit 19,7%, der Wasserkraft und der Kernenergie mit 2,4%. Der Anteil des Erdöls ist seither gesunken, und zwar auf 45,1% im Jahr 1974 und auf 44,4% im Jahr 1975; ein geringfügiger Anstieg erfolgte im Jahr 1976. Somit bestand im Jahr 1976 folgende Energiestruktur: Erdöl 44,9%, feste Brennstoffe 32,4%, Erdgas 20,0%, Wasserkraft und Kernenergie 2,7%.¹⁾

4.1.1.2 Bisherige Entwicklung des weltweiten Energieverbrauchs seit 1950

Seit dem Jahr 1950 hat sich der Weltenergieverbrauch mehr als verdreifacht. Bei der Deckung des Energiebedarfs nimmt Erdöl erst seit dem Jahr 1967 seine Vorrangstellung ein. Vorher war Kohle der hauptsächliche Energieträger. Im Jahr 1950 betrug der Anteil der Kohle am Gesamtenergieverbrauch der Welt rund 62%, gefolgt von Erdöl mit rund 27%, Erdgas mit rund 10%, Wasserkraft mit 1,7%. Der absolute Verbrauch an Kohle ist seither um nur drei Viertel gestiegen, während der Erdölverbrauch und der Verbrauch von Elektrizität (aus Wasserkraft und Kernenergie gemeinsam) um mehr als das Fünffache stiegen. Am größten ist die Steigerung beim Erdgasverbrauch, der im Jahr 1976 fast sieben Mal höher war als im Jahr 1950.

4.1.2 Der Energieverbrauch innerhalb der Gesamtheit der Mitgliedstaaten der OECD und der IEA

4.1.2.1 Die Zeit seit der Erdölkrise 1973/74

Im Jahr 1976 lag der Anteil des Erdöls an der OECD-Gesamtenergieaufbringung bei 51,9% und war damit um 1% geringer als im Jahr 1973 (52,9%). Der Anteil der festen Brennstoffe betrug im Jahr 1976 20,0%, von Erdgas 19,2%, von Wasserkraft und Kernenergie 8,9%. Im Vergleich zum Jahr der Erdölkrise 1973 ist der OECD-Gesamtverbrauch im Jahr 1974 um 1,6% und im Jahr 1975 um 4,5% gesunken, während für das Jahr 1976 wieder eine Trendumkehr (Steigerung 0,01%) zu verzeichnen ist.

Die nach Energieträgern gegliederte Energieverbrauchsstruktur des IEA-Bereiches in den letzten Jahren spiegelt weitgehend die Verbrauchsstruktur der OECD wider. (Bei der IEA sind 20²⁾ der 24 OECD-Mitgliedsländer; der Anteil der IEA-Länder am OECD-Gesamtenergieverbrauch liegt zwischen 91 und 92%.) Im Jahr 1976 hatte Erdöl einen Anteil von 51,5%, gefolgt von Erdgas von 20,1%, festen Brennstoffen mit 19,5%, Wasserkraft und Kernenergie mit 8,9%.

¹⁾ Vergleiche dazu: UN World Energy Supplies 1972—1976, Statistical Papers, Series J, No. 21.

²⁾ Australien ist 1979 als zwanzigstes Mitglied in die IEA aufgenommen worden.

4.1.2.2 Bisherige Entwicklung des OECD-Energieverbrauchs seit 1960*)

Bereits im Jahr 1960 war der Anteil des Erdöls an der OECD-Gesamtenergieaufbringung mit 38,6% höher als der Anteil der festen Brennstoffe mit 36,3%, gefolgt von Erdgas mit 16,9%, Wasserkraft und Kernenergie mit 8,2%. Im Zeitraum 1960—1970 können die folgenden Steigerungen des Energieverbrauches festgestellt werden (Basis 1960 = 100): Gesamtverbrauch 191, feste Brennstoffe 105, Erdöl 257, Gas 217, Wasserkraft und Kernenergie 207. Zum Vergleich die Steigerungszahlen des weltweiten Energieverbrauches im selben Zeitraum: Gesamtenergieverbrauch 196, feste Brennstoffe 122, Erdöl 274, Gas 280, Wasserkraft und Kernenergie 268. Der starke Unterschied bei Wasserkraft und Kernenergie entspricht dem im Vergleich zu den OECD-Ländern höheren Nachholbedarf der Staatshandelsländer und der Entwicklungsländer bei der Elektrifizierung.

4.1.3 Die zukünftige Entwicklung der internationalen Energiesituation

4.1.3.1 Allgemeines

Die Einschätzung der Energieentwicklung in der Zukunft ist bereits für den Bereich eines einzelnen Staates sehr schwierig. Um so schwieriger ist die Prognose der weltweiten Energieentwicklung. Prognoseangaben sind daher nicht als unumstößliche Fixdaten zu betrachten, sondern als Versuche, eine gewisse Trendentwicklung zu charakterisieren.

Einige der Hauptbestimmungsfaktoren von internationalen Prognosen sind die folgenden:

- Wirtschaftswachstum
- Energiepreise
- Energiesparmaßnahmen
- Die allgemeine Situation bei der Energieversorgung
- Das Verhalten der energieexportierenden Länder.

Die Schwierigkeit weltweiter Prognosen wird weiters dadurch erhöht, daß alle diese Faktoren bis zu einem bestimmten Grad voneinander abhängig sind.

4.1.3.2 Der Weltenergiebedarf im Jahr 1985, im Lichte dreier ausgewählter Untersuchungen

Im folgenden werden — stellvertretend für eine Reihe von Arbeiten — drei Untersuchungen genannt, welche sich mit der zukünftigen Energieentwicklung der Welt beschäftigen:

- World Energy Outlook (Weltenergieaussichten), OECD, Paris 1977;
- Energy: Global Prospects 1985—2000 (Energie: Globale Aussichten 1985—2000), Workshop on Alternative Energy Strategies (WAES), New York-San Francisco 1977;
- Jahresbericht 1977 des US-Bundesministeriums für Energie an den Kongreß.

Von den verschiedenen Energie-Zukunftsszenarien dieser Untersuchungen, welche die verschiedenen Einflüsse der Hauptbestimmungsfaktoren wie geringes oder hohes Wirtschaftswachstum, verschieden hohe Energiepreise, etc. berücksichtigen, wurde jeweils eine mittlere Trendeinschätzung bzw. eine Grundannahme entnommen. Entsprechend der internationalen Übung wurde dabei der Erdölpreis pro Faß verwendet,

*) Vergleiche dazu: OECD Energy Balances 1960/74, 1973/75 und 1974/76.

und zwar auf \$ 11,51 in 1975-\$ (OECD), \$ 11,50 in 1975-\$ (WAES) und \$ 15,32 in 1978-\$ (Jahresbericht des US-Energieministeriums). Geographisch wurde bei den drei Untersuchungen vor allem die Welt ohne die europäischen und die asiatischen Staatshandelsländer betrachtet, da man annimmt, daß sich diese Länder in ihrem geographischen Bereich fast zur Gänze selbst versorgen werden können.

Somit ergibt sich bei den drei Untersuchungen für das Jahr 1985 ein Gesamtenergiebedarf von 6.000—6.300 Mio t Erdöleinheiten (EÖE)*). Dabei entfallen auf Erdöl 48—52%, gefolgt von den festen Brennstoffen mit 17—20%, Erdgas mit 16—18%, Wasserkraft und Kernenergie mit 12—15%. Der Beitrag von unkonventionellen Energiequellen wie z. B. Sonnenenergie oder geothermischer Energie wird äußerst geringfügig sein (weniger als 0,5%).

Zum Vergleich: Die Vereinten Nationen (UN World Energy Supplies 1972—1976) nennen für die gleiche geographische Region im Jahr 1975 einen Gesamtenergieverbrauch von 5.425 Mio t Steinkohleneinheiten, wobei auf Erdöl 52,0%, auf feste Brennstoffe 23,2%, auf Erdgas 21,2%, auf Wasserkraft und Kernenergie 3,6% entfallen. Wie aus den Energieszenarien ersichtlich ist, wird Erdöl auch weiterhin die größte Rolle bei der Deckung des Energiebedarfs innehaben.

4.1.3.3 Die Vorschau der Internationalen Energieagentur für die Jahre 1985 und 1990

Bemerkenswert ist die Prognose der zukünftigen Energieentwicklung im IEA-Bereich, welche sich aus den offiziellen Meldungen der einzelnen IEA-Mitgliedstaaten ergibt.

Trotz ihres offiziellen Charakters ist zu beachten, daß auch sie nur eine vorläufige Prognose ist. Wie im Abschnitt über die strategische Vorgangsweise der IEA ausgeführt wird (siehe unten), wurde als Ziel für das Jahr 1985 beschlossen, die gesamten Erdöleinfuhren in den IEA-Bereich mit 1.300 Mio t EÖE zu begrenzen. Diesem strategischen Gruppenziel steht die Prognose von 1.463 Mio t EÖE gegenüber; der Unterschied von 163 Mio t EÖE zeigt einerseits an, daß in vielen IEA-Mitgliedstaaten — wie auch in Österreich — die Einführung energieverbrauchsreduzierender Maßnahmen schwierig bzw. erst in Planung ist, andererseits, daß ein entsprechendes Energieeinsparungspotential im Bereich der IEA vorhanden ist. Unter diesem Aspekt ist die IEA-Prognose zu sehen.

Demnach soll der Anteil des Erdöls zwar im Jahr 1980 auf 52,2% ansteigen, aber im Jahr 1985 auf 49,4% und im Jahr 1990 auf 46,1% zurückgehen. Der Anteil von Erdgas ist rückläufig (1980: 17,1%, 1985: 16,4%, 1990: 15,3%). Ansteigen werden jedoch die Anteile der festen Brennstoffe (1980: 20,2%, 1985: 20,7%, 1990: 21,3%) und der Elektrizität aus Wasserkraft und Kernenergie (1980: 10,5%, 1985: 13,5%, 1990: 17,3%).

Vom Ausbau des Kernenergiesektors wird von der IEA ein fühlbarer Beitrag zur Energieversorgung erwartet: während der Beitrag der Kernenergie zum Gesamtenergieverbrauch der IEA-Region im Jahr 1973 noch 1,3% betrug, stieg dieser Anteil im Jahr 1976 auf 2,6%. Für das Jahr 1980 erwartet man von der Kernenergie einen Beitrag von 4,4%, für das Jahr 1985 einen Beitrag von 7,7% und für das Jahr 1990 einen Beitrag von 11,2%.

Es muß darauf hingewiesen werden, daß es sich bei den nuklearen Prognosen bereits um Revisionen im Rahmen der Länderprüfung 1977 handelt. Im Rahmen der Länderprüfung 1976 wurde für das Jahr 1985 ein höherer nuklearer Anteil, nämlich 9,26% am Gesamtenergieverbrauch, angegeben. Die Revision der Daten über die nukleare Energieaufbringung — von 436 Mio t Erdöleinheiten auf 352 Mio t EÖE — bedeutet somit

*) d. s. rund 260—280 EJ

eine Verringerung um rund 84 Mio t EÖE (d. s. rund 19%) gegenüber der ursprünglichen Erwartung.¹⁾

4.1.3.4 Ausblick: die nächsten fünfzig Jahre

Es gibt auch eine Reihe von Studien, die sich mit der Energieversorgung bzw. mit dem Energiebedarf nach dem Jahr 2000 befassen. Die meisten dieser Studien beziehen sich jedoch auf einzelne Sektoren des Energiebereichs (z. B. Potential der Versorgung mit Kernenergie, möglicher Energiebedarf einer Region, möglicher Energiebedarf der Industrie eines einzelnen Landes); je ferner die Zukunft ist, die vor uns liegt, desto schwieriger ist eine gesamte Erfassung des Energiesektors der ganzen Welt. Grundlegende Änderungen der Strukturen des Energieverbrauchs bzw. des Energieangebots im 21. Jahrhundert können mit Sicherheit weder vorhergesagt noch ausgeschlossen werden. Diese Untersuchungen können daher nur als optimale Beschreibungen der möglichen Entwicklungen in Einzelbereichen des Energiesektors verstanden werden. Im folgenden werden einige Aussagen über die Energiesituation der Welt in den nächsten fünfzig Jahren gemacht; diese Aussagen, welche aus neuesten Untersuchungsergebnissen stammen, stellen nur Indikatoren für die zukünftige Entwicklung auf dem Energiesektor dar.

Die Weltenergiekonferenz WEK²⁾ untersuchte unter anderem die potentielle Primärenergieproduktion der Welt. Daraus ergeben sich für das Jahr 2000 folgende Anteile:

Erdöl 28,3%, Kohle 24,6%, Erdgas 20,7%, Kernenergie 12,8%, Wasserkraft 4,9%, Solarenergie, geothermische Energie und Energie aus Biomasse 8,1%, unkonventionelles Öl und Gas 0,6%. Für das Jahr 2020 ergeben sich die folgenden Anteile: Erdöl 11%, Kohle 26%, Erdgas 12%, Wasserkraft 6%, Kernenergie 31%, Solarenergie, geothermische Energie und Energie aus Biomasse 10%, unkonventionelles Öl und Gas 4%.

Bemerkenswert sind auch die Angaben, welche über den Primärenergiebedarf bzw. die Primärenergieproduktion der Welt in verschiedenen, nachstehend angeführten Untersuchungen gemacht werden (im folgenden wird als Maßeinheit Exajoule³⁾, EJ, verwendet).

1. Weltenergieproduktion nach Angaben der UN-ECE⁴⁾:

1975	261 EJ
1990	498 EJ

Berücksichtigt sind Kohle, Erdöl, Erdgas, Elektrizität aus Wasserkraft und Kernenergie.

2. Potentielle Primärenergieproduktion der Welt nach Angaben der Weltenergiekonferenz⁴⁾:

1985	488 EJ
2000	690 EJ
2020	1000 EJ

¹⁾ Vergleiche dazu: Energy Policy and Programmes of IEA-Countries, 1977 Review, IEA/OECD Paris 1978.

²⁾ World Energy: looking ahead to 2020, Bericht der WEK-Conservation Commission, 1978.

³⁾ 1 Exajoule = 1 EJ = 10¹⁸ J = rund 22 Mio t EÖE = rund 34 Mio t SKE.

⁴⁾ E/ECE/961 New Issues Affecting the Energy Economy of the ECE Region in the Medium and Long Term, New York 1978.

3. Primärenergieverbrauch nach Angaben des Internationalen Instituts für Angewandte Systemanalyse (IIASA)¹⁾:

2000	480— 600 EJ
2030	800—1300 EJ

4.1.4 Der internationale Erdölmarkt und die Dritte Welt

4.1.4.1 Die OPEC als Hauptlieferant von Erdöl

Dem großen Bedarf an Erdöl, insbesondere der Industriestaaten, steht die bekannte Tatsache gegenüber, daß die Hauptgewinnungsgebiete für diesen Primärenergieträger zu einem großen Teil in den sogenannten Entwicklungsländern liegen, und hier wiederum vor allem in denjenigen Ländern, die sich in der OPEC (Organisation erdöl-exportierender Länder) zusammengeschlossen haben. Die OPEC-Staaten, von denen die Industrieländer in besonders hohem Maß importabhängig sind, haben Ende der sechziger Jahre einen politischen und wirtschaftlichen Erstarungsprozeß erfahren und sind seither, wie vor allem der Zeitabschnitt 1973/1974 gezeigt hat, in der Lage, ihre wirtschaftliche Machtposition wirksam wahrzunehmen. Sie konnten die effektive Kontrolle über ihre gesamte Produktion übernehmen und die Erdölpreise einseitig bestimmen. Die internationalen Ölgesellschaften wurden in ihrer Stellung als Konzessionäre eingeschränkt und in die Rolle von Erdölkäufern und Dienstleistungsunternehmen in der Ölproduktion, -weiterverarbeitung und -vermarktung abgedrängt. Die Förderung wurde zunehmend von nationalen Gesellschaften der erdölreichen Länder übernommen. Die Erdölabhängigkeit einiger Industrieländer wird in der jüngsten Zeit allerdings durch die verstärkte Entwicklung der Erdölvorkommen in der Nordsee und durch die Anlage von umfangreichen Erdölvorräten vermindert.

In diesem Zusammenhang ist ein weiteres ernstes Problem zu nennen, nämlich die Situation der Entwicklungsländer. Diese Staatengruppe ist — sieht man von dem relativ kleinen Teil derjenigen Länder ab, die reich an Erdöl und anderen Rohstoffen sind — in einer sehr schwachen wirtschaftlichen Position. Um ein geeignetes Wirtschaftswachstum zu erzielen, sind die Entwicklungsländer einerseits auf die Hilfe der entwickelten Industriestaaten angewiesen, müssen aber andererseits — in Konkurrenz mit den Industrieländern — ebenfalls mit einem Ansteigen ihres Energiebedarfs rechnen. Gegenwärtig lebt in den Entwicklungsländern (ohne China) etwa die Hälfte der Weltbevölkerung; auf diese Ländergruppe entfallen 58% der Welt-Erdölproduktion, ihr Anteil am Welt-Erdölverbrauch beträgt jedoch nur 14%²⁾. Die drängenden Probleme der entwickelten Industriestaaten und der Entwicklungsländer berühren sich deutlich im Bereich des Energiesektors, und es wird klar, daß für die Behandlung dieser Probleme eine weltweite internationale Zusammenarbeit notwendig ist.

4.1.4.2 Der Nord-Süd-Dialog

Im Rahmen des sogenannten Nord-Süd-Dialogs erfolgte bei der Konferenz für internationale wirtschaftliche Zusammenarbeit (Conference on International Economic Co-operation) in Paris ein umfangreicher und intensiver Meinungsaustausch zwischen

¹⁾ Energy in a Finite World — A Global Systems Analysis, Report by the IIASA Energy Systems Program, 1979 (vorläufige Angaben; Revision vorbehalten).

²⁾ Zahlen für das Jahr 1976, errechnet aus UN World Energy Supplies 1972—1976.

den Industrie- und Entwicklungsländern. Nach langwierigen Vorverhandlungen sprachen vom Dezember 1975 bis Juni 1977 Vertreter von acht Industriestaaten und 19 Entwicklungsstaaten (darunter sieben OPEC-Mitglieder) über die Möglichkeiten, auf vier Sektoren — Energie, Rohstoffe, Entwicklungspolitik, Finanzfragen — gemeinsame internationale Lösungen zu finden. Diese Konferenz endete mit einem Schlußbericht, der darauf hinweist, daß über 20 Punkte eine Einigung erzielt wurde, während sich die Teilnehmer über 21 weitere Punkte nicht verständigen konnten. Im Bereich der Energie konnte über folgende Probleme bzw. Maßnahmen eine Einigung erzielt werden:

- Schlußfolgerung und Empfehlung über die Verfügbarkeit und kommerzielle Lieferbarkeit von Energie, abgesehen von dem Zwang zur Erhaltung der Kaufkraft
- Anerkennung der Erschöpfbarkeit von Erdöl und Erdgas, Übergang von Erdöl zu dauerhafteren und sich erneuernden (regenerativen) Energiequellen
- Erhaltung der Energiereserven und gesteigerte Effizienz der Energienutzung
- Notwendigkeit der Entwicklung aller Energiequellen
- Allgemeine Schlußfolgerung und Empfehlungen für nationale Maßnahmen und internationale Zusammenarbeit im Energiebereich.

Der Dialog zwischen den Industrie- und Entwicklungsländern findet gegenwärtig vor allem im Bereich der Vereinten Nationen, aber auch in Kontaktnahmen seitens der OECD bzw. der IEA mit anderen Organisationen und einzelnen Entwicklungsländern seine Fortsetzung.

4.1.5 Die Position Österreichs im internationalen Rahmen

Die Importabhängigkeit Österreichs auf dem Energiesektor*) war im Jahr 1976 mit rund 68% besonders groß; sie hat sich jedoch im Jahr 1977 auf rund 65% verringert. Unter den Energieträgern nimmt Erdöl den ersten Rang ein, sowohl hinsichtlich der Gesamteinfuhr von Energie (rund 66% im Jahr 1977) als auch im Verhältnis zur inländischen Aufbringung (rund 84% der gesamten Aufbringung an Erdöl im Jahr 1977 stammen aus dem Ausland). Dies entspricht auch der Stellung des Erdöls im Inlandsverbrauch; rund 52% der 1977 dem Verbrauch Österreichs zugeführten Energie entfallen auf Erdölprodukte.

Die Auslandsabhängigkeit Österreichs ist auch bei den festen Brennstoffen und bei Erdgas sehr hoch. Im Jahr 1977 mußten — gemessen an der jeweiligen gesamten Aufbringung — bei den festen Brennstoffen rund 70% und bei Erdgas rund 50% importiert werden (1976: Kohle rund 71%, Erdgas rund 55%). Der Anteil der festen Brennstoffe an der Gesamteinfuhr von Energie im Jahr 1977 betrug rund 17% (1976 rund 18%), der Anteil von Erdgas betrug 1977 und 1976 rund 15%. Bei der 1977 dem Verbrauch Österreichs zugeführten Energie entfallen rund 18% auf feste Brennstoffe und rund 20% auf Erdgas.

Im Bereich der Wasserkraft ergibt sich im Jahr 1977 an der gesamten Aufbringung ein Auslandsanteil von 7,2% (1976: 10,9%), in dem allerdings auch elektrische Energie aus thermischen Kraftwerken enthalten ist. Es ist jedoch zu bemerken, daß der Energiegehalt der österreichischen Stromexporte den Energiegehalt der Stromimporte übersteigt, und zwar im Jahr 1977 um rund 14 PJ und im Jahr 1976 um rund 8 PJ (siehe auch Kapitel 3).

*) Vergleiche dazu Taschenbuch für Energiestatistik, Berichtsjahr 1977, Tab. 2.2—2.5.

4.1.5.1 Bisherige Entwicklung der österreichischen Importabhängigkeit¹⁾

Noch im Jahr 1960 konnte Österreich rund 58% seiner gesamten Energieaufbringung aus der inländischen Produktion decken. Der Umschwung setzte in den sechziger Jahren ein. 1970 wurden bereits rund 58% der gesamten Energieaufbringung aus dem Ausland gedeckt. Ein erster Höhepunkt war das Jahr der Erdölkrise 1973 (rund 64% Deckung aus dem Ausland). Nach einem Rückgang der Auslandsabhängigkeit in den beiden darauffolgenden Jahren (1975: rund 62%) stellt das Jahr 1976 den bisherigen Höhepunkt dar (rund 68%).

Die Entwicklung erscheint auf dem Erdölsektor noch schärfer. Noch im Jahr 1960 konnte Österreich rund 60% der Erdölaufbringung aus dem Inland decken. 1970 mußten rund 70% des Erdöls aus dem Ausland eingeführt werden. Die österreichische Importabhängigkeit bei Erdöl stieg seither kontinuierlich.

Im Bereich der festen Brennstoffe war der Auslandsanteil an der gesamten Aufbringung schon im Jahr 1960 mit rund 61% sehr hoch. In den Jahren 1970—1977 hat das Ausland einen Anteil von 68—73% an der gesamten Aufbringung bei den festen Brennstoffen. Beim Erdgas wurde noch im Jahr 1960 der gesamte Bedarf aus der inländischen Produktion gedeckt. Im Jahr 1970 wurden rund 33% der Erdgasaufbringung eingeführt; seither besteht eine langfristige Tendenz des Ansteigens des Auslandsanteils, wobei jedoch zwischen aufeinanderfolgenden Jahren Schwankungen zu verzeichnen sind.

Im Bereich der Elektrizität aus Wasserkraft wurden im Jahr 1960 rund 4% und im Jahr 1970 rund 5% der Aufbringung aus dem Ausland gedeckt; seit dem Jahr 1971 trägt das Ausland 7—12% zur Aufbringung bei. Es muß jedoch festgehalten werden, daß in den genannten Jahren die Stromexporte — zum Teil um ein Vielfaches — höher waren als die Stromimporte. Die Stromexporte hängen dem Umfang nach — neben der Wasserführung der Flüsse — im wesentlichen von der inländischen Nachfrage ab, welche naturgemäß im Winter höher ist als im Sommer. Sie fallen daher vor allem in den Sommermonaten an, während Stromimporte in der Regel in den Wintermonaten erfolgen. Zu beachten ist, daß in den Stromimporten und -exporten sowohl Spitzenenergie als auch Überschußenergie in undifferenzierter Form enthalten ist; beim Stromaustausch mit dem Ausland wird nur der tatsächliche Energiefluß gemessen, welcher keinen Hinweis auf den Wert der jeweils bezogenen oder gelieferten elektrischen Energie bietet.

4.1.5.2 Zukünftige Entwicklung²⁾

Nach der revidierten Energieprognose des Österreichischen Instituts für Wirtschaftsforschung (WIFO) wird die Auslandsabhängigkeit Österreichs bei der Energieaufbringung im Jahr 1985 78,6% betragen und im Jahr 1990 auf rund 81% ansteigen. Bei der Aufbringung von Erdöl wird für das Jahr 1985 eine Importabhängigkeit von rund 89% prognostiziert, welche im Jahr 1990 auf rund 91% ansteigen wird.

Nach der Volksabstimmung über die friedliche Nutzung der Kernenergie am 5. November 1978 ist die WIFO-Prognose nicht nur für den Elektrizitätssektor, sondern auch in einigen anderen Bereichen irrelevant geworden, da vermehrt Öl, Gas und Kohle zur Stromerzeugung eingesetzt — und zum Großteil auch importiert — werden müssen (siehe Kapitel 3). Darüber hinaus muß auch mit zusätzlichen Stromimporten

¹⁾ Vergleiche dazu Taschenbuch für Energiestatistik, Berichtsjahr 1977, Tab. 2.2—2.5.

²⁾ Vergleiche dazu: Österreichisches Institut für Wirtschaftsforschung, Revision der Energieprognose bis 1990, April 1978 sowie Kapitel 3 des vorliegenden Energieberichts.

gerechnet werden. Die neuesten Schätzungen des WIFO weisen allerdings für die Jahre 1985 und 1990 einen geringfügig verringerten Bruttoinlandsverbrauch gegenüber der Prognose aus dem Jahr 1978 aus.

4.2 Die Internationale Energieagentur und Österreich

Eine zentrale Stellung für die österreichische Energiepolitik im internationalen Bereich wie auch die der meisten westlichen Industriestaaten nimmt nach wie vor die im November 1974 gegründete Internationale Energieagentur (IEA) ein, der gegenwärtig 20 Staaten angehören (Australien, Belgien, Bundesrepublik Deutschland, Dänemark, Griechenland, Großbritannien, Irland, Italien, Japan, Kanada, Luxemburg, Neuseeland, die Niederlande, Norwegen, **Österreich**, Schweden, die Schweiz, Spanien, die Türkei und die Vereinigten Staaten von Amerika).

Dem Anlaß ihrer Gründung (dem „Erdölschock 1973“) entsprechend errichtete die IEA zunächst ein internationales **Notstandssystem**, das auf drei Elementen fußt, und zwar auf

- einer Krisenbevorratung
- einer Nachfragedrosselung im Krisenfall und
- einem Krisenzuteilungssystem.

Die Krisenreserven an Erdöl und -produkten sollten bei IEA-Gründung 60 Tagen, ab 1. Jänner 1976 70 Tagen des Importbedarfes entsprechen. Bis zum 1. Jänner 1980 ist eine allmähliche Steigerung auf 90 Tage vorgesehen. Österreich war mit dieser Verpflichtung von Beginn an in Verzug, konnte jedoch mit Hilfe des Erdöl-Bevorratungs- und Meldegesetzes (BGBl. Nr. 318/1976) seine Vorratslage bereits wesentlich verbessern und den bestehenden Rückstand zum Teil aufholen. Die Vorräte, über die erforderlichenfalls mit den Mitteln des Energielenkungsgesetzes verfügt werden kann, entsprachen am 1. März 1979 rund 75 Tagen des Importbedarfes. Davon stellten Vorräte für 55 Tage „Pflichtnotstandsreserven“ im Sinne des Erdöl-Bevorratungs- und -Meldegesetzes dar.

Das Zuteilungssystem für Erdöl und -produkte, das in Zusammenarbeit mit den im Industriebeirat mitwirkenden Ölgesellschaften (darunter auch die ÖMV Aktiengesellschaft) für Krisenfälle ausgearbeitet wurde, ist in der Berichtsperiode einer Reihe von Verbesserungen und Verfeinerungen unterzogen worden, welche in der Neuauflage des „IEA-Krisenhandbuches“ ihren Niederschlag fanden. Überdies wurde das System zwei eingehenden internationalen Tests unterzogen, die seine Funktionsfähigkeit im Bedarfsfall unter Beweis stellten, aber auch Anregungen für eine weitere Vervollkommnung lieferten.

Die in den Mitgliedstaaten bestehenden Möglichkeiten zur Nachfragedrosselung im Krisenfall waren bereits Gegenstand verschiedener Untersuchungen, werden in nächster Zeit aber voraussichtlich eingehenderen Prüfungen unterzogen werden.

Das **Informationssystem** der IEA, dessen Allgemeiner Teil der besseren Beurteilung des internationalen Ölmarktes dienen soll (und dessen Besonderer Teil Instrument des o. a. Notstandssystems ist), wurde weiter entwickelt.

Die durch Ereignisse im Iran in den letzten Monaten verursachte deutliche Ölmarktbeeinträchtigung löste zwar keine formelle Krise aus, ließ es aber der IEA geboten erscheinen, zur Erhaltung des nötigen Marktgleichgewichtes am 1./2. März 1979 den Beschluß zu fassen, daß jeder Mitgliedstaat seinen **Ölverbrauch** im Jahre 1979 mittels kurzfristig wirksam werdender Maßnahmen um rund 5% gegenüber dem für dieses Jahr erwarteten Verbrauch **herabsetzen** solle. Demgemäß wurden in Österreich umgehendst

Verhandlungen mit Interessensvertretungen zwecks Vereinbarung entsprechender Maßnahmen möglichst im Konsensweg eingeleitet.

Die **langfristige Zusammenarbeit** der IEA-Staaten im Bereich der Energiepolitik bildet zur Zeit das Hauptanliegen der Agentur. Ausgehend von der zunehmenden Importabhängigkeit der IEA-Staaten (Ölimporte der IEA-Gruppe 1975: rund 1.015 Mio t pro Jahr (jato), 1976: rund 1.120 Mio jato, 1985 bei gegenwärtig beabsichtigten energiepolitischen Maßnahmen: rund 1.463 Mio jato, ohne Einsetzen von Maßnahmen: rund 1.550 bis 1.750 Mio jato*) und der damit zusammenhängenden latenten Gefahr eines fühlbaren Energieversorgungs-Engpasses im Laufe der achtziger Jahre hat die Agentur bereits 1976 begonnen, im Rahmen eines langfristigen Kooperationsprogrammes entsprechende Maßnahmen einzuleiten:

- Koordinierung der nationalen Energieprogramme
- gemeinsame Maßnahmen, und zwar
 - Rationalisierung der Energieverwendung
 - Förderung von Alternativen zum Erdöl
 - Anregung neuer Technologien
 - Beseitigung rechtlicher und administrativer Hindernisse im Energiebereich (unberührt bleiben hievon Angelegenheiten des Umweltschutzes und der technischen Sicherheit).

Anlässlich der Konferenz der Energieminister im Oktober 1977 wurde als Gruppenziel der IEA-Staaten festgelegt, ihre gesamten Importe an Erdöl- und -produkten im Jahr 1985 mit 26 Mbd, d. s. rund 1.300 Mio t pro Jahr, zu limitieren.

Zur Erreichung dieses Zieles wurden 12 energiepolitische Grundsätze beschlossen, die als Leitlinie für nationale Maßnahmen dienen, welche auf eine rationellere Energienutzung, die Umstellung auf reichlicher verfügbare Energiequellen sowie auf eine rasche Ausweitung des inländischen Angebotes an Energieträgern aller Art abzielen. Dabei sollen wichtige Fragen des Umweltschutzes, der Betriebssicherheit, der Regionalentwicklung und der äußeren Sicherheit beachtet werden, die durch die Erzeugung, den Transport und die Nutzung von Energie aufgeworfen werden. Es wurde darin auch die Notwendigkeit unterstrichen, durch ein angemessenes Preisniveau Ungewißheit in der Energiepolitik zu vermeiden und ein günstiges Investitionsklima zu schaffen. Weiters wurden gemeinschaftliche Anstrengungen zur Steigerung des Kohleverbrauches und zur Erhöhung der Kohleförderung sowie zum stetigen Ausbau der Kernenergie als wesentliche Voraussetzung für die Erreichung des IEA-Gruppenzieles vorgesehen. Kernenergie und Kohle werden für die einzigen kurz- und mittelfristig tauglichen Alternativen zu Öl gehalten.

In der praktischen Verwirklichung der beschlossenen Grundsätze, wie überhaupt in der Durchführung einer echten, gemeinsamen Energiepolitik im Rahmen der IEA bestehen allerdings substantielle Schwierigkeiten. Sie sind darauf zurückzuführen, daß die IEA naturgemäß nur zur Erreichung solcher Ziele in der Lage ist, wie sie ihre Mitgliedstaaten wünschen bzw. anstreben können; die wirtschaftlichen und politischen Voraussetzungen in den einzelnen Mitgliedstaaten weisen eben sehr große Unterschiede auf. Es war daher noch nicht möglich, in der IEA zu völkerrechtlich bindenden Beschlüssen über konkrete energiepolitische Maßnahmen zu kommen, wie es österreichischerseits im

*) Die entsprechenden Originalzahlen der IEA-Prognose lauten: 1975: 20,3 Mio Barrels pro Tag (Mbd), 1976: 22,4 Mbd, 1985: 29,2 Mbd bzw. 31—35 Mbd.

Interesse einer Vermeidung von Wettbewerbsnachteilen mehrfach angeregt wurde. Statt dessen wurden bisher lediglich allgemeiner gehaltene Empfehlungen, wenngleich mit entsprechendem politischen Gewicht, beschlossen und politische Verpflichtungen zu deren Befolgung eingegangen.

Neuerdings bestehen jedoch Tendenzen, in der IEA künftig auf manchen Gebieten doch auf Beschlüsse konkreteren bindenden Charakters überzugehen. Eine für Mai 1979 vorgesehene weitere Energieministerkonferenz könnte in den Bereichen des Energiesparens sowie der Kohlenpolitik derartige Ergebnisse bringen.

Ein wichtiges Mittel zur Beurteilung der Beiträge der einzelnen Mitgliedstaaten zur Erreichung des Gruppenzieles stellen die **Länderprüfungen** seitens der IEA dar. So wurde auch **Österreich** im November 1977/Februar 1978 einer derartigen Prüfung unterzogen. Dabei kam ein internationales Expertenteam im wesentlichen zu folgenden Schlüssen bzw. Empfehlungen:

Im Lichte der verfassungsrechtlichen Gegebenheiten, wonach die hoheitliche Regelung der Energieangelegenheiten überwiegend in den Kompetenzbereich der Bundesländer fällt, sollten sich die Bundesbehörden um entsprechende Kompetenzen und Mittel bemühen, die es ihnen gestatten würden, eine wirksame Energiepolitik zu konzipieren und zu verwirklichen, und zwar durch

- Schaffung der erforderlichen Gesetze,
- rasche Durchführung von Empfehlungen verschiedener Studien über eine rationelle Energieverwendung in Zusammenarbeit mit den Ländern,
- ausreichende personelle Ausstattung der für die Durchführung der Energiepolitik zuständigen Verwaltungsstellen,
- Formulierung klarerer Zielsetzungen der österreichischen Energiepolitik und Gewinnung der hierfür nötigen Unterstützung der Bundesländer und der Öffentlichkeit,
- regelmäßige Berichterstattung über die österreichische Energielage an das Parlament, um das Energiebewußtsein der Öffentlichkeit zu steigern.

Im einzelnen stellte der Prüfungsbericht fest, daß die gegenwärtigen Bemühungen zur Rationalisierung der Energieverwendung den schwächsten Aspekt der österreichischen Energiepolitik darstellen. Auf diesem Sektor bestehe ein großes, noch ungenütztes Potential, das es mit entsprechendem finanziellen und personellen Aufwand zu nutzen gilt. Dafür wurden sehr detaillierte Anregungen gegeben, die sich auf den Kleinverbrauchersektor, den Verkehr, die Industrie und den Energiegewinnungs- bzw. -umwandlungsbereich beziehen.

Die Bemühungen Österreichs um eine beschleunigte Entwicklung der Inlandsaufbringung an Primärenergie sowie die österreichische Importpolitik im Energiebereich wurden hingegen positiv beurteilt.

Hinsichtlich des Ausbauprogrammes der Elektrizitätswirtschaft wurde allerdings empfohlen, die Errichtung weiterer öl- und gasbefuerter Kraftwerke zugunsten von Kohlekraftwerken zu reduzieren.

Über die Heranziehung der Kernkraft für die Energieversorgung Österreichs wurde eine rasche Entscheidung für vordringlich gehalten, um die künftige Vorgangsweise umgehend festlegen zu können.

Bezüglich der Energiepreise wurde in dem Bericht die Auffassung vertreten, daß in Österreich die langfristige Bedeutung höherer Preise als Anreiz für Einsparungen und eine beschleunigte Entwicklung unterschätzt wird und kurzfristige volkswirtschaftliche Schwierigkeiten und Probleme allzu sehr betont werden. Es wurde dabei allerdings das besondere Wettbewerbsproblem Österreichs als Transitland mit langen und leicht zugänglichen Grenzen anerkannt.

Insgesamt kam der Bericht zu dem Schluß, daß die Bemühungen Österreichs zur Entwicklung einer wirksamen Energiepolitik im Interesse der Erreichung der IEA-Gruppenziele vor der Erzielung wahrnehmbarer Fortschritte in den oben angeführten Belangen noch nicht als angemessen bezeichnet werden können.

Der Prüfungsbericht der IEA wurde von der Bundesregierung dem Parlament zugeleitet. Der Nationalrat hat am 5. Dezember 1978 den diesbezüglichen Bericht der Bundesregierung nach einer ausführlichen Debatte einstimmig zur Kenntnis genommen. (Stenographische Protokolle über die Sitzungen des Nationalrates, XIV. GP, S. 11 086.)

Im Sinne der Empfehlungen der IEA-Prüfer sind inzwischen eine Reihe von Maßnahmen getroffen und Fortschritte erzielt worden, die in späteren Kapiteln ausführlicher dargestellt werden.

Nach einer weiteren im Dezember 1978 vorgenommenen Länderprüfung Österreichs kam die IEA zu der Ansicht, daß trotz der inzwischen erfolgten Bemühungen große zusätzliche Anstrengungen erforderlich sind, den Beitrag Österreichs zur Erreichung der IEA-Gruppenziele auf einen angemessenen Umfang zu bringen. Die Fortschritte in der Formulierung und Durchführung der Energiepolitik werden als zum Teil langsam bezeichnet, was auf den in diesem Bereich bestehenden Personalmangel sowie größtenteils auf die dezentralisierte Verwaltungsstruktur zurückzuführen sei.

Demgemäß wurde die Empfehlung erneuert, die Bundesregierung solle ihre Rolle in der Gestaltung und Verwirklichung von Energieprogrammen sowie in der Koordinierung der Energiepolitik mit den Bundesländern stärken. Es sollen auch spezifische Ziele hinsichtlich einer Verminderung der Abhängigkeit Österreichs von importiertem Erdöl durch Einsparungs- und Substitutionsmaßnahmen gesetzt werden.

Die Rationalisierung in der Energieanwendung wurde als der nach wie vor schwächste Punkt in der österreichischen Energiepolitik bezeichnet. Hier wurden abermals sehr detaillierte Anregungen für den Kleinverbraucher-, den Verkehrs- und den Industriesektor gegeben. In der Energiegewinnung und -umwandlung wurde empfohlen, die Verwendung von Abwärme, die Wiederverwertung von Abfällen, die kombinierte Produktion von Wärme und Elektrizität wie auch die Fernheizung verstärkt zu fördern. Die Elektrizitätstarife mögen angehoben und ihre degressive Struktur abgebaut werden. Durch administrative und legislative Maßnahmen sollte eine Umstellung der Kraftwerke von Öl auf Kohle sichergestellt werden.

Zur beschleunigten Entwicklung alternativer Energiequellen empfiehlt die IEA die Verwendung öffentlicher Mittel zur Prospektion und Exploration heimischer Energiequellen, einen rascheren Ausbau der Wasserkräfte, eine finanzielle Förderung sich erneuernder (regenerativer) Energiequellen (Geothermik, Wind usw.) sowie die Sicherung der erforderlichen Versorgung mit Kohle, Naturgas und elektrischem Strom durch den Abschluß mittel- und langfristiger Verträge.

Bei voller Respektierung des Ergebnisses der Volksabstimmung vom 5. November 1978 sollte nach Auffassung der IEA die Stromerzeugung auf Ölbasis nicht weiter erhöht und gasbefeuerte Kraftwerke nur so lange betrieben werden, bis das Gasverteilungsnetz zu anderen Endverbrauchern hin genügend ausgebaut ist. Den Bemühungen um einen Import von Kohle und elektrischem Strom aus Polen und Ungarn wird hohe Priorität zuerkannt.

Die **Kernenergiepolitik** bildet für die IEA ein besonders schwieriges Problem. Es wurde festgestellt, daß die meisten IEA-Staaten ihre jüngsten Elektrizitätsprognosen gegenüber früheren Erwartungen reduzierten (z. T. wegen geringeren wirtschaftlichen Wachstums, in den USA aber besonders wegen erhöhter Gasverfügbarkeit) und infolge dessen — aber auch wegen der Unsicherheiten in der Kernenergieentwicklung — die

Prognosezahlen für die Kernkraftwerkskapazität für die Jahre 1985 bis 1990 herabsetzen. Verzögerungen in den nationalen Kernenergieprogrammen würden aber den Ölbedarf für die Stromerzeugung trotz niedrigerer Elektrizitätsprognosen fühlbar erhöhen, was den erklärten Zielen der IEA widersprechen würde.

Die Politik der maßgeblichen IEA-Staaten hinsichtlich der Versorgung mit Uran sowie der Uran-Anreicherung für Länder, die weder über Uran noch über eigene Uran-Anreicherungsanlagen verfügen, konnte aber noch nicht hinreichend geklärt werden, da diese betont politischen Fragen vorerst im Rahmen eines internationalen Programmes zur Bewertung des nuklearen Brennstoff-Kreislaufes (INFCE) behandelt werden. Dabei spielt die neue restriktive Nukleargesetzgebung der USA eine Schlüsselrolle.

Ebenso konnten auch hinsichtlich der Wiederaufbereitung bestrahlter Brennelemente und der Beseitigung radioaktiver Abfälle trotz vielfacher Bemühungen (darunter auch österreichischer Vorschläge) noch keine Vereinbarungen getroffen bzw. multilaterale Lösungen gefunden werden, obwohl gerade die Abfallprobleme immer wieder als wesentliche Ursache für Verzögerungen in den Nuklearprogrammen anerkannt werden.

Die **Kohlenpolitik** bildet in zunehmendem Maße einen Schwerpunkt der IEA. Es werden Empfehlungen an die Regierungen ins Auge gefaßt, eine Preispolitik zur Unterstreichung der wirtschaftlichen Vorteile der Kohle zu verfolgen, eine realistischere Neubewertung von Umweltaspekten in Zusammenhang mit der Kohlennutzung (kostenmäßig vernünftige Regelungen) vorzunehmen, ein günstiges Investitionsklima für die Kohlenproduktion und -nutzung zu schaffen und die heimische Kohlenproduktion auch bei kostspieligeren Produktionsbedingungen nach Möglichkeit aufrechtzuerhalten.

Maßnahmen dieser Art sollten die Bereiche des Kohlenbergbaues, des Transportes, des internationalen Handels, der Kohlenforschung (Verbrauch und Umwelt) und der Kohlennutzung in der Elektrizitätserzeugung betreffen.

Ein Interesse daran haben naturgemäß die potentiellen Kohlenlieferanten, wie besonders die USA, aber auch Kanada, die BRD und Großbritannien, deren Investitionen in den Ausbau ihrer umfangreichen Kohlenvorkommen damit langfristig abgesichert werden könnten, wobei aber auch für die Abnehmerstaaten im Sinne einer wirksamen Diversifizierung und damit der Sicherung ihrer Primärenergieversorgung offensichtlich Vorteile verbunden wären.

Weiters beabsichtigt die IEA, die **Sparbemühungen** in ihren Mitgliedstaaten im Laufe des Jahres 1979 durch besondere organisatorische Maßnahmen zu stimulieren. Es ist vorgesehen, einen internationalen „Energiesparmonat“ zu veranstalten, um die Öffentlichkeit von der Dringlichkeit derartiger Bemühungen zu überzeugen und die Regierungen bei der Einleitung oder Durchführung energiesparender Maßnahmen koordinierend zu unterstützen.

Dabei wird allein mit Aufrufen zu einer freiwilligen Mitarbeit sicher nicht das Auslangen gefunden werden können. Es werden vielmehr zwingende gesetzliche Vorschriften erforderlich sein. Einige Länder, wie etwa Dänemark, Schweden, Großbritannien usw., haben hier bereits beachtliche Fortschritte erzielt.

Im größten Mitgliedstaat der IEA, den USA, bestand allerdings gerade hinsichtlich der rationellen Energieverwendung bisher eine weitgehend unbefriedigende Situation. Das Ausmaß, in dem durch die kürzlich vom US-Kongreß verabschiedeten Energiegesetze eine für den Weltmarkt fühlbare Tendenzwende herbeigeführt werden wird, kann noch nicht abgesehen werden.

Im Bereich der **Energieforschung** und -entwicklung, der Grundlage für langfristige energiepolitische Überlegungen, laufen innerhalb der IEA kooperative Programme und Projekte auf folgenden Gebieten: in der Rationalisierung der Energienutzung

(z. B. Anwendung von Wärmepumpen), in der Kohlentechnologie, bezüglich der Kernenergie, der Geothermik, der Sonnenenergie, der Umwandlung von Biomasse, der Meeresenergie, der Windenergie, der Kernfusion und in der Wasserstofftechnologie.

Überdies verfolgt die IEA auch die Forschungspolitik ihrer Mitgliedstaaten im Energiebereich durch eingehende Länderprüfungen.

Die Pflege der **Beziehungen mit Öl- und Entwicklungsländern** ist schließlich ein überaus vitales Anliegen der IEA im Interesse der Sicherung der Versorgung ihrer Mitgliedstaaten. Nachdem die „Konferenz über die internationale wirtschaftliche Zusammenarbeit“ (CIEC) bei ihrem Abschluß anfangs Juni 1977 in Paris im Dialog zwischen Industrie-, Öl- und Entwicklungsländern zwar keine konkreten Vereinbarungen, wohl aber eine deutliche Verbesserung des Gesprächsklimas brachte, ist die IEA nun bemüht, mit kleinen Schritten weiterhin zur Gestaltung einer günstigen Atmosphäre beizutragen.

In Übereinstimmung mit grundsätzlichen Beschlüssen von Staats- und Regierungschefs großer westlicher Länder am 16. und 17. Juli 1978 in Bonn versucht die IEA durch folgende Maßnahmen konstruktive Beiträge zum internationalen Energiedialog zu leisten:

- Errichtung einer Welt-Energie-Datenbank; sie soll die für jede sachliche Erörterung unentbehrlichen weltweiten Daten des Energiebereiches zur Verfügung stellen.
- Schritte zur Koordinierung der Entwicklungshilfe im Energiebereich („Energie-Entwicklungshilfe“).
- Beteiligung von Nicht-IEA-Staaten an IEA-Forschungsprojekten, insbesondere über neue und sich erneuernde (regenerative) Energieformen (z. B. wurde die Teilnahme Mexikos an einem Geothermik-Projekt bereits beschlossen).

Da die Öl- und Entwicklungsländer ihrerseits jedoch großen Wert darauf legen, die Energieprobleme nicht isoliert, sondern nur im weiteren Zusammenhang mit der von ihnen angestrebten „Neuen Wirtschaftsordnung“ zu behandeln, wird die Diskussion aller Voraussicht nach künftig wieder mit einem Schwerpunkt im großen Rahmen der Vereinten Nationen und ihrer Fachgremien geführt werden.

5. KOHLENWIRTSCHAFT

5.1 Aufbringung und Verbrauch in den Jahren 1976 und 1977

Die Aufbringung an festen Brennstoffen war bisher rückläufig.

	Steinkohle* in t		Braunkohle in t		Steinkohlenkoks in t	
	1976	1977	1976	1977	1976	1977
Produktion (Förderung)	—	—	3,214.598	3,127.473	1,614.787	1,458.324
Import (+)	2,641.210	2,347.115	598.663	525.702	1,079.598	954.820
Export (—)	—	—	9.043	8.138	58.558	66.883
Summe	2,641.210	2,347.115	3,804.218	3,645.037	2,635.827	2,346.261

* einschließlich Steinkohlenbriketts

	Steinkohle* in TJ		Braunkohle in TJ		Steinkohlenkoks in TJ	
	1976	1977	1976	1977	1976	1977
Produktion (Förderung)	—	—	47.254,6	45.973,9	47.313,3	42.728,9
Import (+)	77.387,5	68.770,5	8.800,4	7.727,8	31.632,2	27.976,2
Export (—)	—	—	132,9	119,6	1.715,8	1.959,7
Summe	77.387,5	68.770,5	55.922,1	53.582,1	77.229,7	68.745,4

* einschließlich Steinkohlenbriketts

Die rückläufige Tendenz ist sowohl bei der inländischen Produktion als auch bei den Importen festzustellen.

Die Importe kamen hauptsächlich aus folgenden europäischen Ländern:

- Steinkohle: Polen, UdSSR, CSSR, BRD
- Steinkohlenkoks: CSSR, BRD, Polen
- Braunkohle: Jugoslawien, Ungarn, CSSR.

40

Auch der Verbrauch der festen Brennstoffe ist rückläufig. Die sektorale Betrachtung zeigt folgende Entwicklung:

in 1000 t SKE			
	1975	1976	1977
Verkehr	275	229	216
Wärme­kraftwerke*	912	1.234	690
Fern­heizkraftwerke*	286	278	267
Kokerei Linz	2.189	2.231	1.974
Industrie	2.135	2.281	2.038
Hausbrand	1.177	1.172	1.060
Summe	6.974	7.425	6.245

* Gesamtverbrauch aus Brennstoffstatistik

in TJ			
	1975	1976	1977
Verkehr	8.057,5	6.709,7	6.328,8
Wärme­kraftwerke*	26.721,6	36.156,2	20.217,0
Fern­heizkraftwerke*	8.379,8	8.409,1	7.823,1
Kokerei Linz	64.137,7	65.368,3	57.838,2
Industrie	62.555,5	66.833,3	59.713,4
Hausbrand	34.486,1	34.339,6	31.058,0
Summe	204.338,2	217.816,2	182.978,5

* Gesamtverbrauch aus Brennstoffstatistik

Der stärkste Rückgang beim Verbrauch fester Brennstoffe trat bei den Wärme­kraftwerken auf. Diese verwenden als festen Brennstoff fast ausschließlich Braunkohle.

Demgegenüber steht ein Anwachsen der Kohlenhalden sowohl bei den österreichischen Kohlenbergbauen als auch bei den Wärme­kraftwerken:

Kohlenhalden	1977		1978	
	in t	in PJ	in t	in PJ
Bergbau	330.486*	4.858	515.949*	7.584
Wärme­kraftwerken und Fern­heizkraftwerken	1.807.774	26.574	1.999.931	29.399
Summe	2.138.260	31.432	2.515.880	36.983

* Inklusive f. WKW Riedersbach

5.2 Die Lage des österreichischen Kohlenbergbaues

Die Gewinnung der Braunkohle erfolgt durch die drei Unternehmungen: Graz-Köflacher Eisenbahn- und Bergbaugesellschaft (GKB), Wolfsegg-Traunthaler Kohlenwerks AG (WTK) und Salzach-Kohlenbergbau Ges.m.b.H. (SAKOG).

5.2.1 Allgemeine Entwicklung in den Jahren 1976 und 1977

Nachstehende Tabelle gibt einen Überblick über die Entwicklung des Kohlenbergbaues:

	1976	1977
Betriebe	10	9
Beschäftigte Personen	4.782	4.536
davon Arbeiter	4.218	4.002
gewonnene Kohle in t	3,214.598	3,127.473
davon im Tagbau	770.804	672.532
Leistung in t/Mann	672,2	689,5

Die Kostenstruktur des österreichischen Kohlenbergbaues wird maßgebend von den Personalkosten beeinflusst, die erfahrungsgemäß stärker steigen als die übrigen Kosten:

Minimal- und Maximalanteile in %		
	1976	1977
Personalkosten	75,4—76,6	66,5—74,6
Materialkosten	13,2—17,0	12,9—16,7
Anlagekosten (Abschreibung und Zinsen)	4,6— 7,2	6,0— 7,8
Fremdleistungen	2,0— 4,7	2,0— 6,0
Steuern, Gebühren etc.	0,9— 1,7	0,9— 1,9
Sonstige	1,4— 3,9	1,1— 3,4
	(100)	(100)

5.2.2 Strukturprobleme des österreichischen Kohlenbergbaues

Der inländische Kohlenbergbau leidet schon seit Jahren unter Strukturproblemen, die nur schrittweise und mit finanzieller Unterstützung des Bundes aus den Mitteln der Bergbauförderung gelöst werden können. So flossen in den letzten 10 Jahren (1969—

1978) dem österreichischen Kohlenbergbau insgesamt rd. 1,46 Mrd. Schilling aus diesen Mitteln zu, davon rd. 0,36 Mrd. S für Stilllegungszwecke.

Die Ursache für diese ungünstige Entwicklung liegt darin, daß es neben einigen heute noch durchaus rentablen Betrieben auch einige hochdefizitäre gab.

Die Zielsetzung der Umstrukturierung bestand darin, einerseits die hoffnungslos defizitären Betriebe ohne besondere Härten für die betroffenen Belegschaften und Regionen stillzulegen und andererseits neue Kohlenbergbaue dort zu eröffnen, wo sich eine rentable Kohlengewinnung erwarten ließ.

In diesem Sinne ist die in den letzten Jahren erfolgte Schließung der Kohlengrube Pölfing-Bergla sowie die derzeit in Abschluß befindliche Schließung des seit vielen Jahren hochdefizitären Kohlenbergbaues in Fohnsdorf zu verstehen. Die Kohlengrube Franzschacht im Köflach-Voitsberger Revier wurde wegen Auskohlung stillgelegt.

In etwa demselben Zeitraum wurde die Grube Zangtal-Unterflöz im Köflach-Voitsberger Revier neu in Betrieb genommen. Derzeit befindet sich im selben Revier der Großtagebau Oberdorf in Aufschließung. Dieser Betrieb wird die Kohle für einen neuen, bereits in Errichtung befindlichen Wärmekraftwerksblock in Voitsberg von 330 MW liefern.

Über weitere Bemühungen für die Auffindung neuer Kohlenlagerstätten wird unter Punkt 5.2.4 berichtet.

Während sich bei GKB und SAKOG positive Aspekte für die Zukunft abzeichnen, sind die Aussichten bei der WTK ungünstiger. Dort sind in den letzten Jahren zufolge ungünstiger Abbaubedingungen z.T. Schwierigkeiten aufgetreten. Durch eine Verlagerung der Kohlengewinnung in günstigere Abbaufelder ist nunmehr eine gewisse Besserung eingetreten, sodaß die Betriebe mit einer Unterstützung im Rahmen der Bergbauförderung bis zur Auskohlung dieser Kohlenfelder weitergeführt werden können.

Im Rahmen der Umstrukturierung erfolgen sowohl Schließungen als auch Neueröffnungen wohlüberlegt. Musterbeispiele, die auch im Ausland anerkannt werden, sind Pölfing-Bergla, wo im Bereich der alten Schachanlage eine aufstrebende neue Wolframhütte entstand und Fohnsdorf, wo im Rahmen der Strukturplanung für die Region Aichfeld-Murboden für Ersatzarbeitsplätze und entsprechende Umschulungen vorgesorgt wurde.

5.2.3 Lagerstätten-Vorräte

Zum 31. Dezember 1977 wurden folgende Lagerstätten-Vorräte an Kohle ermittelt:

Angaben in Mio t				
Brennstoffart	sichere und wahrscheinl. (A+B)	mögliche (C)	Summe (A+B+C)	Prospektive Vorräte
Steinkohle	1,0	3,0	4,0	6,0
Braunkohleeinschließl. Glanzkohle				
a) bei in Betrieb stehenden Bergbauen	114,2	1,8	116,0	6,0
b) bei sonstigen Lagerstätten	31,6	33,4	65,0	79,0
Summe Braunkohle	145,8*	35,2	181,0	85,0

* davon bauwürdig nach derzeitigen Stand der Kenntnisse 58 Mio t.

Bei der Berechnung der Lagerstättensubstanz wurde das Kohlenvorkommen des Bergbaues Fohnsdorf außer acht gelassen, da dort der Betrieb wegen exorbitant hoher Betriebsverluste stillgelegt wurde und ein Abbau der überwiegend in großer Tiefe und unter großen Schwierigkeiten zu gewinnenden Kohle in der Zukunft nicht mehr in Frage kommt.

5.2.4 Prospektion und Exploration

Der Ministerrat hat am 7. Juni 1977 das vom Bundesministerium für Handel, Gewerbe und Industrie im Einvernehmen mit dem Bundeskanzleramt, dem Bundesministerium für Wissenschaft und Forschung und dem Bundesministerium für Finanzen in Erfüllung der Regierungserklärung vom 5. November 1975 ausgearbeitete „**Konzept zur Koordinierung und Intensivierung der Untersuchungstätigkeiten für fossile Energieträger in Österreich**“ gebilligt.

In diesem wurde festgestellt, daß es in Österreich eine Reihe untersuchungswürdiger Hoffungsgebiete für Braunkohle gibt.

Auf Grund des Ministerratsbeschlusses wurde damit begonnen, besonders interessante Hoffungsgebiete näher zu untersuchen.

- a) Im südlichen **Burgenland** wurde in den Jahren 1977 und 1978 ein umfangreiches Explorationsprogramm abgewickelt, an dessen Finanzierung sich zu gleichen Teilen der Bund (Bergbauförderung) das Land Burgenland, die ÖIAG und die Verbundgesellschaft beteiligt haben. Dabei wurden 38 Kernbohrungen mit zusammen 4.829 m Tiefe abgestoßen. Das Schurfgebiet Rechnitz wies keine Kohlenführung auf. Im Bereich Höll—Deutsch-Schützen—Eberau—Moschendorf wurden Braunkohlenflöze angetroffen. Die Auswertung der Ergebnisse ist im Gange. Es steht schon jetzt fest, daß sich nur ein relativ kleiner Teil des Vorkommens auf österreichischer Seite für die tagbaumäßige Gewinnung eignet. Im Raume Bildein-Eberau konnte ein Bereich für grubenmäßige Gewinnung abgegrenzt werden.
- b) Ein umfassendes Explorationsprogramm wird derzeit auch im **Salzach-Revier** abgewickelt. Aufbauend vor allem auf geophysikalischen Untersuchungen wird im laufenden Jahr ein größeres, im wesentlichen aus der Niederbringung von Bohrungen bestehendes Explorationsprogramm durchgeführt. Die bisherigen Untersuchungsergebnisse sind ermutigend, endgültige Aussagen werden voraussichtlich aber erst Ende 1979 getroffen werden können.
- c) Im **Weststeirischen Kohlenrevier** werden neben den laufenden Erkundungen in der Nähe der derzeitigen Bergbaue von der GKB Prospektionsarbeiten in der weiteren Umgebung des Revieres durchgeführt, um Anhaltspunkte für ein umfassendes Bohrprogramm zu erhalten.
- d) In Niederösterreich wurde im Raume **Langau-Riegersburg** ein Prospektionsprogramm eingeleitet.
- e) In Niederösterreich werden Prospektions- bzw. Explorationsarbeiten im Raume **Sollenau** und **Zillingdorf** für die nächste Zeit vorbereitet.
- f) In Kärnten wurden im südlichen Lavanttal geophysikalische Messungen durchgeführt. Nunmehr ist es vorgesehen, einige Bohrungen zur näheren Erkundung niederzubringen.

5.3 Neue Technologien

Da einerseits unter den Energieträgern die Lagerstättenvorräte der Welt an Kohle weitaus die größten sind und andererseits der Verbrauch an flüssigen Kohlenwasserstoffen wegen der bestehenden Versorgungsrisiken zurückgedrängt werden soll, werden weltweit Bemühungen für eine Verbesserung der Kohlentechnologien mit dem Ziel einer Verbesserung der Wirtschaftlichkeit und Verringerung der Umweltbelastung intensiv vorangetrieben. Es wurden auch internationale Programme aufgestellt; an einigen ist Österreich beteiligt. Besonders erfolgversprechend erscheint die Entwicklung neuer Verfeuerungsverfahren. Ob von österreichischen Unternehmen Anregungen, sich an dieser Entwicklung zu beteiligen, aufgegriffen werden, ist derzeit noch nicht entschieden. Österreich kann als kleines und relativ kohlenarmes Land nicht auf allen Gebieten mit den großen Kohlenlieferländern mithalten, es wird aber an der Entwicklung von Verfahren zur besseren und rationelleren Veredelung der Braunkohle wie z. B. der Vergasung gearbeitet. Primär sollten jedoch auch hier von Unternehmensseite die den Bedürfnissen und Möglichkeiten entsprechenden Konzeptionen und Initiativen entwickelt werden.

5.4 Planung der Kohlenbergbauunternehmen

5.4.1 Mengenmäßige Planungen

Die künftige Braunkohlengewinnung wird von den drei auf diesem Gebiete tätigen Unternehmen (GKB, WTK, SAKOG) bis 1985 pro Jahr wie folgt angenommen:

Unternehmen	1 9 7 8		1 9 8 0		1 9 8 5	
	1000 t	in TJ	1000 t	in TJ	1000 t	in TJ
GKB	1.925	28.298,0	1.558	22.902,6	1.718	25.254,6
WTK	585	8.599,5	470	6.909,0	—	—
SAKOG	540	7.938,0	540	7.938,0	560	8.232,0

Für 1990 liegen von Unternehmensseite keine Angaben vor.

Bezüglich der Planung der GKB ist zu erwähnen, daß der Großtagebau Oberdorf aufgeschlossen wird. Im Zuge dieser Arbeiten wurden im Zeitraum September 1977 bis Ende 1978 1,660.000 m³ Abraum gewonnen. Der erste Großbagger kam wie geplant am 22. Jänner 1979 zum Einsatz.

Erstmals sollen im Jahre 1980 etwa 100.000 t Kohle gewonnen werden; ab 1983 soll die Vollförderung von 1,25 Mio. jato erreicht werden.

Seit der Einstellung der Kohlenbergbaue Fohnsdorf und Oberdorf-Grube Ende 1978 stehen bei der GKB die Braunkohlenbergbaue Karlschacht-Tagbau, Karlschacht-Grube, Zangtal-Tagbau und Zangtal-Grube in Betrieb.

Die Auskohlung des Tagbaues Karlschacht wird 1981 bzw. die der Grube Karlschacht 1985 erfolgen. Die Bergbaue Zangtal-Grube und -Tagbau werden voraussichtlich 1987 ausgekohlt sein, sodaß ab diesem Zeitpunkt nur mehr im Großtagebau Oberdorf Kohle gefördert werden wird.

Bei der WTK werden die Gruben Schmitzberg und Hinterschlagen betrieben. Die Kohlungengewinnung wird dort so lange fortgesetzt werden, als dies volkswirtschaftlich vertretbar erscheint. Die Abgrenzung dieses Zeitraumes wird derzeit vorgenommen.

Gegenwärtig werden intensive Prospektions- und Explorationsarbeiten in der Steiermark sowie in Nieder- und Oberösterreich durchgeführt. Besonders erfolgversprechend erscheinen die Untersuchungsarbeiten der SAKOG im Bereich des Weilhartforstes. Obwohl bisher interessante Teilergebnisse erzielt werden konnten, sind die Grundlagen für die Erstellung von konkreten weiteren Erschließungsprojekten zwar noch nicht ausreichend, doch besteht Grund zur Annahme, daß zumindest ein derartiges Projekt mit einem Investitionsaufwand von schätzungsweise 500 Mio. S ausgeführt werden kann.

5.4.2 Investitionen, Finanzierung

Nach den Angaben der Kohlenbergbauunternehmen sowie auf Grund der derzeitigen Einschätzungen des Bundesministeriums für Handel, Gewerbe und Industrie wird sich der Investitionsaufwand im Kohlenbergbau in den nächsten Jahren etwa wie folgt entwickeln:

- Normal- und Rationalisierungsinvestitionen rd. 50 Mio S
- Prospektions- und Explorationsarbeiten rd. 10 Mio S

Der in Erschließung befindliche Großtagebau Oberdorf bei Voitsberg (Steiermark) wird aller Voraussicht nach eine kostendeckende Kohlenproduktion ermöglichen. Der Investitionsaufwand von rd. 1,1 Mrd. S (einschließlich Zinsen) wird über den Kapitalmarkt und durch ERP-Kredite mit Unterstützung der Bergbauförderung abgedeckt.

Die im Zuge befindlichen Prospektions- und Explorationsarbeiten in der Steiermark, in Nieder- und Oberösterreich werden mit Unterstützung der Bergbauförderung sowie zum Teil auch durch die betroffenen Landesregierungen, die ÖIAG und die Elektrizitätswirtschaft finanziert werden.

5.5 Beurteilung der Unternehmensplanungen

Steinkohle, Steinkohlenkoks und Steinkohlenbriketts werden auch künftighin mangels inländischer Produktionsmöglichkeiten zur Gänze **importiert** werden müssen.

Dasselbe gilt auch für **Braunkohlenbriketts**.

Nach der Prognose des Instituts für Wirtschaftsforschung ist bis 1985 mit einer Zunahme des Verbrauches und somit auch der Einfuhren an **Steinkohle** bzw. **Steinkohlenkoks** und **Steinkohlenbriketts** um rund 10% gegenüber 1977 zu rechnen. Diese Entwicklung wird nach der angeführten Prognose vor allem auf eine Zunahme des Steinkohlenbedarfes für die Kokserzeugung zurückgeführt. Die Sicherung dieser Importe wird wie bisher durch den Kohlenhandel besorgt werden. Schwierigkeiten könnten dann entstehen, wenn auf Grund einer intensiveren Nutzung von Kohle an Stelle von Heizöl in den IEA-Ländern am Weltmarkt Verknappungserscheinungen auftreten sollten. Ein Gegenmittel wäre der Abschluß von langfristigen Importverträgen. Solche werden auch **dann** in Betracht zu ziehen sein, wenn künftig eine Politik der Verdrängung von schwerem Heizöl durch Kohle in Österreich verfolgt werden sollte.

Bei der Versorgung mit **Braunkohle** wird bis 1985 in der Prognose des WIFO mit einer Steigerung des Verbrauches um rd. 10% (von 47.054 TJ im Jahre 1977 auf 51.670 TJ im Jahre 1985) gerechnet.

Dem steht eine Abnahme der inländischen Kohlenförderung bis 1985 um 36% (von 45.823 TJ im Jahre 1977 auf 29.308 TJ im Jahre 1985) gegenüber. Eine Steigerung der inländischen Braunkohlenförderung ist in den nächsten Jahren weder zu erwarten noch anzustreben, sofern keine neuen abbauwürdigen Lagerstättenvorräte aufgefunden und in Verhieb genommen werden. Da die Lagerstättenvorräte jedenfalls begrenzt sind, ist die

Gewinnung der Kohle, abgesehen von betriebswirtschaftlichen Erwägungen, auch im Hinblick auf mögliche künftige Versorgungsstörungen, nicht maximal, sondern optimal zu betreiben. Dies wird durch die jetzige Förderplanung auch gewährleistet.

Auch in der Zukunft wird der inländische Kohlenbergbau im Rahmen der Bergbauförderung unterstützt werden müssen. Nach der derzeit vorangetriebenen Lösung von Strukturproblemen wird diese Beihilfe künftig aber immer mehr für produktive Zwecke, insbesondere für die Prospektion, Exploration sowie für die Investitionen erfolgen können.

Die Importsteigerung bei Braunkohlen wird vor allem durch den Bedarf der Wärme- und Fernheizkraftwerke hervorgerufen werden. Demgegenüber wird vom WIFO angenommen, daß der Verbrauch der Industrie an Braunkohle bis 1985 um rd. 31% und bei den Kleinverbrauchern um 21,5% zurückgehen wird, was plausibel erscheint.

Die Deckung des steigenden Braunkohlenimportbedarfs erscheint möglich, doch wäre es auch hier zweckmäßig, die damit verbundenen Risiken durch langfristige Verträge zu mildern.

Da die Elektrizitätswirtschaft in zunehmendem Maße Hauptabnehmer der Inlandskohle ist, ist in Anbetracht der relativ geringen Angebotselastizität des Kohlenbergbaues eine gewisse Poolung zwischen der Inlands- und der Importkohle zur Stromerzeugung anzustreben, die sicherstellt, daß von der Elektrizitätswirtschaft das inländische Angebot an Braunkohle voll zur Stromerzeugung, vor allem anstelle von flüssigen Kohlenwasserstoffen, eingesetzt wird, was bisher nicht immer der Fall war. Damit könnten auch Zielsetzungen der Internationalen Energie Agentur, die eine stärkere Verwendung von festen anstelle von flüssigen Brennstoffen vorsehen, Rechnung getragen werden.

Der Import an festen mineralischen Brennstoffen ist, wie vorhin bereits festgestellt, primär eine unternehmerische Aufgabe. Alle derartigen Aktivitäten werden jedoch handelspolitisch dann besonders unterstützt, wenn es sich um eine weitere Diversifikation der Bezugsquellen oder um die Erzielung günstiger Konditionen handelt.

In diesem Sinne sind auch die Bemühungen österreichischer Unternehmen zum Erwerb von bzw. zur Beteiligung an Koks Kohlengruben im Ausland zu begrüßen. Die Beteiligung der VÖEST-ALPINE Montan AG an einigen Koks Kohlengruben in West-Virginia (USA) ist ein derartiges Beispiel. Bemühungen, einen Teil dieser Kohle nach Österreich zu importieren, werden derzeit unternommen. Darüber hinaus bietet der Betrieb dieser Kohlengruben österreichischen Unternehmen die Möglichkeit, ihre Erzeugnisse für die Montanindustrie auf dem amerikanischen Markt vorzuführen und dort in der Folge in verstärktem Maße abzusetzen.

Seit einiger Zeit steht auch der Plan zur Errichtung einer Kohlenpipeline von Polen nach Österreich (Kattowitz-Linz) zur Diskussion. Voruntersuchungen haben ergeben, daß diese Transportart grundsätzlich möglich ist und im Ausland bereits angewendet wird. Bevor eine derartige Investitionsentscheidung getroffen werden kann, muß erst die Nachfrage nach Kohle festgestellt werden. Als potentielle Abnehmer der Kohle kommen neben der Eisenhüttenindustrie auch die Elektrizitätswirtschaft und die Industrie, vor allem die chemische Industrie, in Frage.

Anstelle eines Importes von Kohle für Zwecke der Stromerzeugung kommt auch der Import von Kohle-Strom in Betracht, wie dies z. B. mit Polen bereits vereinbart worden ist. Gegenwärtig liegt auch ein grundsätzliches Angebot Jugoslawiens zur Lieferung von Kohlestrom in den neunziger Jahren aus neu zu errichtenden Wärmekraftwerken im Bereich von Kosovo Polje vor. In diesem Gebiet befindet sich eine der größten Braunkohlenlagerstätten Europas.

Ein anderes Kooperationsprojekt auf Kohlenbasis besteht mit Ungarn. Dort wurde in der Nähe der burgenländisch-ungarischen Grenze, bei Toronyi, eine Braunkohlenlager-

stätte gefunden, die — nach vorläufigen Schätzungen der Ungarn — etwa 500 Mio. t im Tagbau abbaufähige lignitische Kohle enthält. Von ungarischer Seite wurde angeboten, diese Kohle für die Alimentierung eines auf österreichischem Staatsgebiet zu errichtenden großen Wärmekraftwerkes zu liefern. Auf österreichischer Seite ist der Projektträger die Dampfkraftwerke Korneuburg Ges.m.b.H. Dieses Angebot wird derzeit unter besonderer Betrachtung der Umweltprobleme, die bei der Verfeuerung dieser Kohle — vor allem wegen ihres hohen Schwefelgehaltes — entstehen würden, von gemischten österreichisch-ungarischen Expertengruppen sorgfältig geprüft. Diese Expertengruppen berichten über das Ergebnis ihrer Arbeit einem gemischten österreichisch-ungarischen Beamtenkomitee. Zur weiteren Verfolgung dieses Angebotes hat der Ministerrat ein Ministerkomitee eingesetzt.

Grundsätzlich ist festzustellen, daß die Entscheidungen über die Realisierbarkeit derartiger Projekte von den einschlägig tätigen Unternehmen zu treffen sein werden. Von öffentlicher Seite wird die Ausführung dieser Projekte bei gegebener Zweckmäßigkeit tatkräftig unterstützt werden.

6. ERDÖLWIRTSCHAFT

6.1 Natürliche inländische Reserven an Kohlenwasserstoffen sowie kohlenwasserstoffführende und kohlenwasserstoffhöfliche Bereiche

6.1.1 Natürliche inländische Reserven an Erdöl und Naturgas

Da Erdöl und Naturgas in der Natur teilweise zusammen vorkommen, werden nachstehend die per 30. 9. 1978 ermittelten Vorräte an diesen Energieträgern gemeinsam dargestellt.

	Erdöl		Erdgas
A	18,7 Mio t	A	9,3 Mrd. Nm ³
B	2,9 Mio t	B	4,6 Mrd. Nm ³
C	1,3 Mio t	C	0,7 Mrd. Nm ³
D ₁	4,4 Mio t	D ₁	6,9 Mrd. Nm ³
D ₂	8,5 Mio t	D ₂	16,0 Mrd. Nm ³
D ₃	11,0—13,0 Mio t	D ₃	17,0—20,0 Mrd. Nm ³

Erdöl 440—530 Mio Nm³ jährlich in den nächsten Jahren.

Erläuterung:

- A Sichere Reserven (Vorräte)
- B Wahrscheinliche Reserven (Vorräte)
- C Mögliche Reserven (Vorräte)
- D Prognostische Reserven (Vorräte)
- D₁ Lokalisierbar in der Zeitperiode 1978—1985/87
- D₂ Lokalisierbar in der Zeitperiode 1986/88—2000
- D₃ Lokalisierbar in der Zeitperiode nach 2000

Die Berechnungen und Schätzungen der natürlichen Vorräte wurden von den in Frage kommenden Unternehmen und von der Geologischen Bundesanstalt vorgenommen. Es wurde ein Ausbeutefaktor von 33% bei Erdöl und von etwas über 50% bei Erdgas zugrunde gelegt.

Die angegebenen Erdgasvorräte enthalten nicht die Speichergasmengen (in Lagerstätten eingespeicherte Gasmengen) und die Polstermengen (Gasmengen in Lagerstätten, die für eine Speicherung herangezogen werden).

Bei der Vorratsklasse D handelt es sich um Reserven, die auf der Zielvorstellung für den geologischen Aufschluß und auf Möglichkeiten der tertiären Entölung beruhen. Diese Angaben haben hypothetischen Charakter.

6.1.2 Kohlenwasserstoffführende und kohlenwasserstoffhöfliche Bereiche

Die Aufsuchung von Kohlenwasserstoffen erfolgt in Österreich durch die ÖMV Aktiengesellschaft, die Rohöl-Aufsuchungs Gesellschaft m.b.H. und die Vorarlberger Erdöl- und Ferngas-Gesellschaft m.b.H. Seit 1973 wurden von diesen Unternehmen insgesamt mehr als 2.800 Mio S für Aufsuchungstätigkeiten aufgewendet.

Gewinnungsbetriebe unterhalten die ÖMV Aktiengesellschaft, die Rohöl-Aufsuchungs Gesellschaft m.b.H. und die Van Sickle Gesellschaft m.b.H. Auf Grund

alter Berechtigungen wird außerdem von einigen Unternehmen und Einzelpersonen im Raum von Wels — zumeist jedoch nur für den Eigenbedarf — Erdgas gefördert.

Im folgenden wird eine detaillierte Darstellung der kohlenwasserstoffführenden und kohlenwasserstoffhöffigen Bereiche in den Aufsuchungsgebieten der ÖMV-Aktiengesellschaft, der Rohöl-Aufsuchungs Gesellschaft m.b.H. und der Vorarlberger Erdöl- und Ferngas-Gesellschaft m.b.H. gegeben.

Gebiete der ÖMV Aktiengesellschaft

Die Hauptfördergebiete der ÖMV Aktiengesellschaft liegen im Gebiet des **Wiener Beckens**, wobei die Sedimente des Neogens, der vortertiäre Beckenuntergrund in Form kalkalpiner, mesozoischer Karbonate sowie Sandsteine des Flysches die Lagerstätten beinhalten.

Weitere wirtschaftlich fördernde Lagerstätten liegen im Bereich der **Molasse** bzw. im Kontakt mit Sedimenten der Molasse am Nordrand des alpinen Deckenkörpers.

Geologische Einheiten und deren Kohlenwasserstoffführung

Wiener Becken

Unter dem Gebiet des Wiener Beckens werden alle kohlenwasserstoffführenden Komplexe zusammengefaßt, die geographisch in diesem Bereich liegen. Der Raum des Wiener Beckens erstreckt sich von Wiener Neustadt gegen Nordosten bis auf tschechoslowakisches Gebiet, wobei geologisch gesehen zwei Drittel auf österreichischem Staatsgebiet und ein Drittel auf tschechoslowakischem Gebiet gelegen ist. Bei diesem Becken handelt es sich um einen Absenkungsraum innerhalb der Alpen und Karpaten, der einen über 10.000 m mächtigen Sedimentmantel aufweist. Die geologischen Einheiten der alpinen Deckenzonen, die im Westen an der Oberfläche auftreten, wie Flysch und Kalkalpen, ziehen quer in Südost-Nordwest-Richtung im Untergrund des Beckens auf das tschechoslowakische Staatsgebiet und treten dort in den Karpaten wieder zu Tage. Es ergeben sich für die Kohlenwasserstoffprospektion zwei geologische Sedimentationsbereiche:

1. die jungtertiären Sedimente und
2. die vorwiegend mesozoische Schichtfolge im Beckenuntergrund.

Die **jungtertiären Ablagerungen des Wiener Beckens**, die teilweise eine Mächtigkeit von 5.000 m erreichen, beginnen im Liegenden mit den Sedimenten des Ottnangien (vormals Unterhelvet) und reichen über die Serien des Karpat (Oberhelvet) und der Badener Serie (vormals Torton) bis in das Sarmat und Pannon. Die Lagerstätten für Erdöl und Erdgas liegen vorwiegend im Bereich des Sarmat und der Badener Serie und sind auf Teufen zwischen 400 und 2.200 m verteilt. Die im Bereich des Karpat und Ottnang auftretenden Horizonte sind im Vergleich dazu von untergeordneter Bedeutung.

Die Lagerstätten können ihrer Entstehung nach grundsätzlich in zwei Gruppen gegliedert werden:

1. Solche, die primär durch tektonische Einflüsse, wie z. B. Brüche am Beckenrand bzw. im inneren Beckenbereich entstanden sind.
2. Lagerstätten, die durch eine regionale Aufwölbung in Verbindung mit Sedimentationsunterschieden gebildet wurden.

Zum Typ der ersten Lagerstätten gehören die Felder entlang des markanten Steinbergbruchsystems, wie z. B. Mühlberg, Gösting, Pirawarth und Aderklaa.

Zum zweiten Typus gehören die Felder im zentralen Becken, die im Bereich der Hochzone Matzen — Auerthal liegen.

Eine Reihe anderer Felder, die vorwiegend dem Zusammenwirken tektonischer wie

auch sedimentärer Faktoren ihre Entstehung verdanken, können aus der beigefügten Karte (Übersicht der Erdöl- und Erdgaslagerstätten in Österreich) entnommen werden.

Die **Ablagerungen im Beckenuntergrund**, die sich vorwiegend aus mesozoischen Schichtfolgen zusammensetzen, liegen in einem komplexen Deckenbau, der sich bei der Entstehung der Alpen gebildet hat, vor. Es kann eine grundsätzliche Gliederung zwischen Sedimenten der Oberkreide bis in das Eozän im Bereich der sogenannten Flyschzone und solchen der Trias und des Jura im Bereich der kalkalpinen Zone vorgenommen werden. Während die Gesteine der Flyschzone sich vorwiegend aus terrigenen Sedimenten, also Sandsteinen und Tonschiefern, zusammensetzen, wird der kalkalpine Komplex überwiegend von Karbonatserien triadischen Alters aufgebaut. In beiden vorgenannten Zonen konnte Kohlenwasserstoffführung in Form von Erdöl und Erdgas in wirtschaftlichen Mengen nachgewiesen werden. Hierbei können wiederum zwei Strukturformen der Lagerstättenbildung unterschieden werden:

1. Strukturen, die als Relief des Beckenuntergrundes vorliegen und in Verbindung mit den abdeckenden Sedimenten des Neogens eine Anreicherung der Kohlenwasserstoffe ermöglichten und
2. Lagerstätten, die an interne Strukturen, die durch die tektonischen Aufwölbungen und Überschiebungen innerhalb der Decken entstanden, gebunden sind.

Der Hauptanteil der Förderung an Erdöl stammt vom Beckenuntergrund aus Lagerstätten, die im Zusammenhang mit der Reliefform des Untergrundes entstanden sind, wobei im Bereich der alpinen Decken des Flysches die Kohlenwasserstoffführung meist an Sedimente der Oberkreide bzw. des Paläozäns gebunden ist, während in den kalkalpinen Decken die Ölführung vorwiegend im triadischen Hauptdolomit auftritt.

Die Erdgaslagerstätten im Beckenuntergrund sind, ihrer Größe nach beurteilt, vorwiegend an die kalkalpine Zone gebunden, wobei als Speichergesteine meist ebenfalls Triasdolomite fungieren. Bedingt durch den bedeutenden Erdgasfund in Schönkirchen-Übertief, der in einer kalkalpinen Internstruktur im Bereich des Frankenfels-Lunzer-Schuppensystems liegt, stammt der Großteil der kalkalpinen Erdgasförderung heute aus Internstrukturen.

Die Öllagerstätten St. Ulrich-Hauskirchen können vorwiegend zu den Reliefstrukturen in der Flyschzone gezählt werden, während die Ölführung am Steinberg in flysch-internen Strukturen auftritt.

Eine weitere bedeutende Erdöllagerstätte im Beckenrelief liegt im Bereich der kalkalpinen Zone, Raum Schönkirchen.

Die Erdgaslagerstätten Aderklaa und Baumgarten, im Bereich der kalkalpinen Zone, sind dem Relieftypus zuzuordnen.

Molasse Niederösterreich und Oberösterreich, Raum Linz—Wels

Die Molassezone ist der Raum, der sich geographisch im Norden an den alpinen Gebirgszug anschließt und auf österreichischem Staatsgebiet vom Raum Salzburg—Schärding über Wels, Steyr, Amstetten, St. Pölten, Tulln und Laa/Thaya bis zur tschechoslowakischen Grenze erstreckt. Die Breite dieser Zone ist durch den Nordrand der Flyschüberschiebung auf die Molasse sowie deren transgressiven Kontakt zum Kristallin der Böhmisches Masse gegeben. Die größte Verbreitung erreicht die Molasse im oberösterreichisch-salzburgischen Raum. Die meist vorgenommene Trennung der Molassezone in einen niederösterreichischen und einen oberösterreichischen Raum findet zum Teil auch in der geologischen Gliederung ihre Begründung. Die Sedimente der Molasse sind vorwiegend Abtragungsprodukte der alpinen Orogenese und zeigen

in Abhängigkeit der tektonischen Phasen unterschiedliche Sedimentationsschüttung und Verbreitung.

Für die Kohlenwasserstoffexploration können auch im geographischen Raum der Molasse zwei Ablagerungsbereiche unterschieden werden:

1. Die tertiären Sedimente der Molasse, die altersmäßig vom Eozän bis in das Badenien reichen und
2. Ablagerungen, die den Untergrund der Molasse bilden und als autochthoner Sedimentmantel auf dem Kristallin der Böhmisches Masse aufliegen.

Molasse Niederösterreich

Im niederösterreichischen **Molasseanteil** finden sich **tertiäre Ablagerungen** bis zu Mächtigkeiten von 2000 m, vornehmlich im Raum zwischen Stockerau und Laa/Thaya, die ein miozänes Alter (Egerien bis Badenien) aufweisen. In dieser Schichtfolge konnten bisher nur im vorgenannten Raum, also im Nordostanteil auf österreichischem Staatsgebiet, Erdgaslagerstätten, die vorwiegend an die Oncophoraschichten gebunden sind, festgestellt werden. In jüngster Zeit ist es gelungen, im Raum östlich Stockerau auch in den Basisschichten der Molasse, die hier von Sandsteinen des Egerien (Melker Sande) gebildet werden, Gasführung nachzuweisen. Der Molasseanteil auf niederösterreichischem Gebiet, von Tulln über St. Pölten, Amstetten bis zur niederösterreichischen Landesgrenze, hat zwar wiederholt Erdgas- und östlich von St. Pölten auch Erdölspuren gezeigt, es konnte jedoch bis heute keine wirtschaftliche Produktion erzielt werden. Im tertiären Anteil der Molasse finden sich Strukturen, die aufgrund einfacher Aufwölbung im Bereich der Antriebszone Flysch auf Molasse gebildet wurden und damit die Voraussetzung für eine Anreicherung von Erdgas geschaffen haben. Dieser Strukturtypus liegt im Falle der Gasführung im Feld Roseldorf vor. Eine weitere Struktur, die in Form einer leichten Aufwölbung und unterschiedlicher Sedimentation im tektonisch ungestörten Bereich liegt, ist im Erdgasfeld Wildendürnbach gegeben.

Im niederösterreichischen Raum der **Molasse** wird der **Beckenuntergrund** meist von Gesteinen des kristallinen Untergrundes der Böhmisches Masse aufgebaut. Lediglich der Bereich von Laa/Thaya über Hollabrunn bis nach Stockerau und östlich dieser gegebenen Linie weist eine mesozoische Auflage auf Kristallin und fallweise paläozoische Gesteine auf. Die mesozoische Schichtfolge jurassischen Alters wird fallweise von Sandsteinen der Oberkreide in geringer Mächtigkeit überlagert. Die Jurasedimente weisen Mächtigkeiten von einigen hundert Metern bis ca. 3000 m auf und werden je nach Faziesausbildung von Plattformablagerungen (Riffkalke und Dolomite) sowie Beckenablagerungen (Mergelsteinserie) gebildet. Diese Schichtserie liegt über einer, das jurassische Relief ausfüllenden Sandstein-Tonsteinfolge. Die fallweise unter dem Jura liegenden paläozoischen Sedimente sind terrigener Natur und an schmale Grabenfüllungen, wie sie im Norden auf tschechoslowakischem Gebiet aus der Boskowitz Furche bekannt sind, gebunden.

Kohlenwasserstoffführung konnte in diesen mesozoischen Schichtfolgen im Bereich der Karbonatserie im Feld Roseldorf, welches eine tektonisch verursachte Aufschuppung des Molasseuntergrundes im Malm darstellt, festgestellt werden. Darüber hinaus haben die Quarzsandsteine des Lias im Feld Klement Öl- und Gasführung erbracht.

Molasse Oberösterreich

In der oberösterreichischen Molasse hat die ÖMV Aktiengesellschaft nur einen relativ schmalen Anteil im Raum südlich Linz und Wels, am Nordrand des Molasse-

trogen, für eine Exploration zur Verfügung. Die Mächtigkeiten der Molassesedimente liegen dort zwischen einigen hundert bis 1.500 m. Gegenüber der niederösterreichischen Molasse treten hier ältere Schichtglieder vom Eozän bis in die Innviertler Serie (Egerien) auf. In diesem Abschnitt der Molassezone kann nur im Schichtverband des Eozäns mit Speichergesteinen in Form von Sandsteinen gerechnet werden. Die sonst in der oberösterreichischen Molasse weit verbreiteten Speichergesteine im Aquitan-Chat der oberen Puchkirchner Serie sind fallweise in so geringer Mächtigkeit vorhanden, daß sie für eine wirtschaftliche Anreicherung von Erdgas nicht in Frage kommen. Der Eozän-sandstein ist für die Erdölanreicherung in diesem Raum der potentielle Speicher. Für die vorgenannten Speicher sind vorwiegend antithetische Bruchsysteme von Bedeutung, die den generellen Trend des Schichteinfallens nach Süden unterbrechen und so die Voraussetzung für eine Fallenbildung geben. Dieser eozäne Sandstein führt vorwiegend in den Strukturen Piberbach, Wels-Nord und Wirnzberg Öl und hat in den Lagerstätten Harmannsdorf, Teufelsgraben, Thann und Wirnzberg Ost reine Gasführung.

Unter den Sedimenten der Molasse folgt ein **mesozoischer Schichtkomplex**, der an ein synmesozoisches Bruchsystem gebunden ist und in seinem grundsätzlichen Aufbau einem asymmetrischen Becken gleicht. Diese Becken haben eine Nordwest-Südost-Längserstreckung, wobei das vorgenannte Bruchsystem die Nord- bzw. Nordostbegrenzung bildet und Oberkreidesedimente bis zu einer Mächtigkeit von 800 m führen. Die Schichtfolge der Kreidesedimente beginnt in diesen Becken mit einer Folge von Quarzsandsteinen und Glaukonitsandsteinen, die von Tonschiefern — mehr oder minder dichten, sandigen Tonsteinen — überlagert werden. Diese Schichtfolge ist durch tektonische Vorgänge in der Böhmisches Masse verstellt und in der weiteren Folge durch Erosion stark abgetragen. Für eine Lagerstättenbildung kommen die Quarzsandsteine des Cenoman an der Basis dieser Becken in Verbindung mit Brüchen, wie z. B. im Feld Wirnzberg mit Ölführung oder die sehr tonigen Sandsteine im Bereich der Oberkreide — soweit diese mit den Strukturformen des Eozän eine Akkumulationszone bilden — in Betracht. Letzteres ist der Fall bei den Gaslagerstätten Teufelsgraben, Thann und Wirnzberg-Ost.

Weitere kohlenwasserstoffhöfliche Gebiete

Die verbleibenden Gebietsbereiche, wie z. B. die tertiären Sedimente des **Pannonischen Beckens** am Alpenostrand (**Burgenland**) oder im **Steirischen Becken** und die Sedimente der **Flysch- und Kalkalpenzone**, soweit diese an der Erdoberfläche anstehen und weite Bereiche des Molassevorlandes überschoben haben, gelten seit jeher als potentielle kohlenwasserstoffhöfliche Gebiete. Bis heute konnte in diesen Sedimentationsfolgen, trotz teilweise positiver Hinweise, jedoch keine wirtschaftliche Lagerstätte gefunden werden.

Nach dem derzeitigen Kenntnisstand über die erdölgeologischen Verhältnisse in den Aufsuchungsgebieten der ÖMV Aktiengesellschaft ergeben sich nachstehend angeführte Möglichkeiten der künftigen Aufsuchungstätigkeit in den nach ihrer Wertigkeit gereihten Gebieten:

Wiener Becken

Das Wiener Becken hat, wie oben erläutert, aufgrund des Stockwerkbaues, der einerseits die tertiäre Schichtfolge und andererseits den vorwiegend mesozoischen Untergrund umfaßt, für die weitere Exploration eine eminente Bedeutung. Der tiefgreifende Sedimentationsanteil, der zur Zeit mit über 10.000 m abgeschätzt werden kann, bietet für den künftigen Aufschluß weitere Explorationsmöglichkeiten, wobei diese

Arbeiten in ihrer Zielsetzung grundsätzlich an die geologischen Gegebenheiten eines dreifachen Stockwerkbaues abgestimmt sind.

Das **erste Stockwerk** umfaßt die jungen Sedimente des Neogen, die weiterhin Ziel von Erschließungs- und Untersuchungstätigkeiten sind und vor allem in Zukunft in ihren tieferen Beckenbereichen aufgeschlossen werden sollen. Dieser Sedimentationsbereich kann in geringem Umfang für eine künftige Lagerstättenerschließung von Bedeutung sein.

Das **zweite Stockwerk** umfaßt die vorwiegend mesozoischen Schichtfolgen, die im Zusammenhang mit der alpinen Überschiebung in einem Deckenbau vorliegen. Es werden hier sowohl die Reliefstrukturen an der Basis des Neogen als auch die Internstrukturen, die aufgrund der Faltung der Decken entstanden sind, zusammengefaßt. In diesem genannten Stockwerk können die Glaukonitsandsteine des Paläozäns im Bereich der Flyschdecken und die triadischen Dolomite im Bereich der kalkalpinen Decken als potentielle Speichergesteine für künftige Arbeiten angesehen werden. Den Reliefstrukturen im Beckenuntergrund, also dem Typus der begrabenen Berge, kommt für künftige Arbeiten nicht mehr die Bedeutung zu, da sich mit der Erschließung der vorhin genannten Lagerstätten die weiteren Explorationsmöglichkeiten stark verringern.

Der Explorationsschritt auf die vorgenannten, in rund 2000—4000 m liegenden Strukturen bildete die Voraussetzung für die Erschließung der über 4000—5000 m mächtigen Einheiten und deren Untersuchung auf interne Strukturmöglichkeiten. Diese Arbeiten haben, wie vorhin dargestellt, mit der Auffindung einer potenten Erdgaslagerstätte einen sehr positiven Impuls erhalten und sind zur Zeit noch im Gange. Es kann der Internbau der Kalkalpen unter den Sedimenten des Wiener Beckens noch als potentieller Bereich für eine Erschließung neuer Erdgaslagerstätten angesehen werden.

Das **dritte Stockwerk** umfaßt alle Sedimentationsanteile, also mesozoische wie auch paläozoische, soweit diese unter dem alpinen Deckenbau liegen. Es handelt sich hierbei meist um transgressiv auf der Böhmischer Masse aufliegende Schichtkomplexe, die teilweise einer starken germanotypen Bruchtektonik unterworfen sind, die zum Teil alpidisch überprägt ist. Es können in diesen Schichtfolgen im Zusammenhang mit der Subduktion des nördlichen Vorlandes der Alpen parautochthone Bewegungen stattgefunden haben, die für die Strukturbildung und eine Kohlenwasserstoffanreicherung von Bedeutung gewesen sein könnten. Aufgrund der bereits gewonnenen geologischen Erkenntnisse im alpidisch ungestörten Raum unter den Molassesedimenten kann mit Schichtmächtigkeiten dieses mesozoisch-paläozoischen Sedimentmantels von 3000 bis 5000 m gerechnet werden.

Die Sedimente dieses dritten Stockwerkes, die je nach tektonischer Lage in bezug auf die überschiebenden Decken zwischen 3000 und 10.000 m liegen können, sind ein potentieller Explorationsbereich für eine Fortsetzung der Tiefenexploration. Von seiten der ÖMV Aktiengesellschaft wurde mit dem Projekt Zistersdorf ÜT 1 im Bereich des Wiener Beckens ein bedeutender Explorationsschritt zur Erkundung des dritten Stockwerkes vorgenommen. Aufgrund der großen Tiefenlage und den damit auftretenden höheren Temperaturen kann in diesem Stockwerk eher nur mit Erdgasführung gerechnet werden.

Molasse Niederösterreich und Oberösterreich, Raum Linz—Wels

Molasse Niederösterreich

Die Prospektionsmöglichkeiten für den Raum der niederösterreichischen Molasse müssen aufgrund der unterschiedlichen Sedimentmächtigkeiten in der Molasse getrennt

betrachtet werden. Der Raum zwischen Tulln — St. Pölten — Amstetten bis zur Landesgrenze entlang der Enns wird für weitere Arbeiten aufgrund seiner geringen Sedimentmächtigkeiten und geringen Anzahl von Speichergesteinen kaum Möglichkeiten für eine Kohlenwasserstofferschließung bieten. In geringem Umfang könnte aus den Basisbildungen des Melker Sandes, soweit dieser in einer in sich abgeschlossenen Struktur auftritt, mit geringer Kohlenwasserstoffführung gerechnet werden.

Das Gebiet nordöstlich von Tulln, Raum Stockerau — Hollabrunn — Laa/Thaya, der an sich innerhalb der Molasse schon Mächtigkeiten bis zu 2000 m aufweist und noch im Molasseuntergrund eine über 2000 m mächtige mesozoische Schichtfolge hat, wird weiterhin Ziel intensiver Aufschließungsarbeiten sein. Die ersten Funde von Erdöl und Erdgas im Strukturbereich Roseldorf sowie die positiven Hinweise im Bereich der Struktur Klement im Lias der mesozoischen Schichtfolge, können ein Indikator für weitere Erschließungsmöglichkeiten sein. Diesem Gebiet ist allerdings eigen, daß weite Bereiche, die noch in Verbindung mit der Molasse stehen, alpidisch gestört sind und damit höhere Explorationsrisiken tragen. Es kann jedoch zweifelsfrei der vorgenannte Gebietsbereich, sowohl für die Molasse an der Überschiebungszone als auch das autochthone Mesozoikum, als zukünftiges Explorationsgebiet angesehen werden.

Molasse Oberösterreich, Raum Linz—Wels

Die Aufschlußmöglichkeiten in dem eng begrenzten Raum der Aufsuchungsgebiete Wels—Nord und Linz der ÖMV Aktiengesellschaft sind aufgrund der geringmächtigen Sedimentationsfolge und vor allem aus Mangel an entsprechenden Speichergesteinen als sehr begrenzt zu bezeichnen. Mit einer großen Anzahl von Bohrungen wurden die Strukturen, die durch antithetische Brüche entstanden sind, untersucht und in der Folge sechs Kohlenwasserstofflagerstätten erschlossen. Die räumliche Begrenzung sowie die Begrenzung in die Tiefe geben hier für künftige Arbeiten keine nennenswerten Möglichkeiten.

Pannonisches Becken — Burgenland

Unter dem Begriff des Pannonischen Beckens, welches von der Kleinen Ungarischen Tiefebene auf den Alpenostrand übergreift und vorwiegend im Aufsuchungsgebiet Burgenland vorhanden ist, wird der jungtertiäre Sedimentanteil verstanden, der östlich der Linie Hainburger Berge — Parndorfer Scholle und Leithagebirge, also vorwiegend das Gebiet des Seewinkels, gelegen ist. Weiter gegen Süden, im Mittelabschnitt des Burgenlandes, zählt die Landseer Bucht sowie der Tertiäranteil, der östlich der Südburgenländischen Schwelle liegt, zu diesem Sedimentationsbereich. An dieser Abflachung des Alpenostrandes kann mit Mächtigkeiten jungtertiärer Schichten bis zu 2500 m gerechnet werden. Die bisherigen Aufschlußarbeiten haben vor allem im Raum des Seewinkels positive Hinweise für eine Möglichkeit einer Kohlenwasserstoffführung erbracht. Die Ausbildung guter Speicher sowie das Vorhandensein eines für die Kohlenwasserstoffbildung notwendigen Milieus wurden geprüft. Bisher konnten jedoch keine Strukturformen gefunden werden, die sich für eine Anreicherung von Kohlenwasserstoffen anbieten. Künftige Untersuchungen in diesen Gebieten werden sich vorwiegend auf die sedimentologischen Probleme stützen, um eventuelle stratigraphische Fallen zu erkunden. Es können jedoch trotz der an sich günstigen Bedingungen keine bedeutenden Kohlenwasserstoffunde erwartet werden. Die durch die Arbeiten im Seewinkel abgeleiteten Erfahrungen können auf den Ostabschnitt der Südburgenländischen Schwelle übertragen werden.

Steirisches Becken

Das Steirische Becken kann als ein in sich abgeschlossenes Tertiärbecken am Alpenostrand gesehen werden, welches durch den Rücken der Südsteirischen und Südburgenländischen Schwelle zum Pannonischen Becken hin getrennt ist. Es weist im Gegensatz zu den Sedimenten der Kleinen Ungarischen Tiefebene, die geringmächtiges Badenien und Sarmat und mächtiges Pannon aufweist, ältere Schichten vom Karpat bis zum Sarmat in Mächtigkeiten von einigen hundert bis über 2000 m auf. An sich gleicht diese Schichtfolge, wenn man vom Fehlen mächtiger pannoner Schichtfolgen absieht, der des inneralpinen Wiener Beckens. Es wäre also naheliegend, in diesem Sedimentationsanteil auch eine höhere Kohlenwasserstoffführung zu erwarten. Die vergangenen Untersuchungsarbeiten haben jedoch bis heute außer Gasspuren und in einem Fall Ölindikationen keine wirtschaftlichen Erfolge erbracht. Dies liegt sicher zum Teil an der doch unterschiedlichen Ausbildung der Sedimente, nämlich dem Fehlen weit verbreiteter abdichtender Mergelfolgen über Speichergesteinen und der für das Wiener Becken typischen Beckenrandtektonik. Ein weiterer für eine Erdöl- und Erdgasexploration gravierender Faktor ist das Auftreten vulkanitischer Serien während der Sedimentation des Karpat bis in die untere Badener Serie und letzten Endes noch im Pliozän. Für die weitere Exploration ist dieser Deckenvulkanismus einerseits — bedingt durch seine strukturbildenden Impulse — positiv zu beurteilen, andererseits engt dieser Vulkanismus die weitere Exploration ein. Der Untergrund des Steirischen Beckens wird überwiegend, soweit dies bis heute bekanntgeworden, von paläozoischen Sedimenten aufgebaut, wobei vor allem im südlichen Bereich des Beckens vorwiegend metamorphe Folgen vorhanden sind, die für eine Kohlenwasserstoffexploration nicht in Frage kommen. Inwieweit das nicht metamorphe, karbonatische Paläozoikum im Tertiärbasisrelief für eine mögliche Kohlenwasserstoffanreicherung in Betracht gezogen werden kann, wird durch weitere Arbeiten zu untersuchen sein. Die begrenzte räumliche Verbreitung dieses an sich potentiellen paläozoischen Speichergesteinsbereiches schränkt jedoch die Möglichkeit bedeutender Kohlenwasserstofffunde stark ein.

Zusammenfassend können für das Steirische Becken im Bereich des Aufsuchungsgebietes der ÖMV Aktiengesellschaft keine positiven Aussichten auf die Erschließung bedeutender Kohlenwasserstofflagerstätten gegeben werden.

Flysch-, Kalkalpenzone

Als ein weiteres für die Kohlenwasserstofferschließung hoffiges Gebiet kann der Überschiebungsraum der Flysch-, Kalkalpenzone betrachtet werden. Dieser Raum erstreckt sich am Nordrand des alpinen Orogens von Westen nach Osten bis in die Karpaten und hat weite Gebiete des autochthonen Vorlandes überschoben und unter sich begraben. Die nachstehenden Betrachtungen betreffen den Raum der Aufsuchungsgebiete der ÖMV Aktiengesellschaft zwischen Wien und Salzburg. Die erste bohrgeologische Erkundung dieses geologisch sehr kompliziert aufgebauten Gebietsabschnittes wurde schon vor über einem Jahrzehnt mit der Bohrung Texing 1 begonnen und in der Folge mit den Bohrungen Urmannsau 1, Kürnberg 1 und Steinfeld 1 im äußersten Westen sowie Perschenegg 1 und in jüngster Zeit mit der Bohrung Berndorf 1 fortgesetzt. Die Exploration in diesem Abschnitt gliedert sich grundsätzlich in zwei Problemkreise:

1. Untersuchung und Erschließung von Strukturen innerhalb der Flysch- und Kalkalpendecken und
2. Untersuchung des unter diesen Decken liegenden autochthonen Sedimentmantels auf dem Kristallin der Böhmisches Masse.

Es sind in der Vergangenheit umfangreiche geophysikalische Vermessungen, wie

etwa Gravimetrie und Magnetik oder verschiedene seismische Verfahren, eingesetzt worden, um mehr Kenntnis für eine geologische Interpretation dieses komplizierten Baues zu erlangen. Diese Untersuchungen haben gezeigt, daß infolge der äußerst schwierigen Oberflächenbedingungen, in Verbindung mit den unvergleichlich komplizierten geologischen Verhältnissen, die erzielten geophysikalischen Ergebnisse wenig Aussagekraft erlangten. Es gilt jedoch das gesamte vorgenannte Gebiet der Flysch- und Kalkalpenzone weiterhin als ein für die künftige Prospektion potentieller Bereich, der jedoch mit den höchsten Risiken einer Kohlenwasserstoffexploration behaftet ist. Seitens der ÖMV Aktiengesellschaft wurden in der Vergangenheit wiederholt Testarbeiten auf seismischem, geoelektrischem und magnetotellurischem Gebiet vorgenommen, um Verfahren zu erproben, die die notwendige Aussagekraft erreichen könnten. Diese Testarbeiten, die von Firmen mit internationaler Erfahrung und mit zur Zeit höchstem Standard an elektronischen Geräten durchgeführt wurden, haben gezeigt, daß eine detaillierte flächenhafte Vermessung im Verhältnis zum finanziellen Aufwand noch nicht vertretbar ist. Es wird somit der vorgenannte Gebietsbereich zwar auch weiterhin seine Bedeutung für die Kohlenwasserstoffexploration behalten. Jedoch werden erst aufgrund von Grundsatzbohrergebnissen, die in den nächsten Jahren vorliegen dürften, die endgültigen Bewertungen erbracht werden können.

Gebiete der Rohöl-Aufsuchungs Ges.m.b.H.

Die Haupttätigkeit der Rohöl-Aufsuchungs Ges.m.b.H. in Österreich umfaßt die Aufsuchungs- und die Gewinnungsarbeiten in den Aufsuchungsgebieten der Oberösterreichischen und Salzburgerischen Molasse und Flyschzone. Seit Beginn der Arbeiten in diesem Gebiet wurden wesentliche Erkenntnisse des gesamten geologischen Aufbaues gewonnen.

Die produktiven Strukturen und Formationen

Die Oberösterreichisch-Salzburgische Molassezone stellt ein asymmetrisches tertiäres Vorlandbecken dar, dessen Untergrund aus paläozoischen, mesozoischen und kristallinen Gesteinen besteht. Drei tektonische Hauptereignisse prägten ihre Entstehung. Die herzynische Bruchtektonik des Untergrundes als ältestes, die alpidische Bruchfolge der Molassebasis als nächst jüngeres, und die alpidische Überschiebung von Flysch und Helvetikum über die jüngere Molassefüllung als jüngstes Ereignis.

1. Die kohlenwasserstoffführenden Formationen

Die öl- oder gasführenden stratigraphischen Einheiten sollen hier kurz zusammengefaßt werden:

a) Molasse-Untergrund:

Oberkarbon-Westfal:	Sandsteine — bisher nur Ölsuren
Oberjura-Malm:	kavernöser Kalk und Dolomit, Kalksandstein — Öl
Oberkreide-Cenoman:	Sandsteine — Öl
Oberkreide-Unterturon:	Sandsteine — wenig Öl- und Gasanzeichen
Oberkreide-Santon:	Sandsteine — Ölsuren

b) Molasse:

Obereozän:	Lithothamnienkalk, Basissandsteine — Öl, z. T. mit Gaskappe
Lattorf:	Sandsteine als Äquivalenthorizont der Fischschiefer — Öl, Gas wenig auftretend
Unt. Puchk. Serie:	Sandsteine, Schotter — Gas

Ob. Puchk. Serie:	Sandsteine, Schotter — Gas
Haller Serie:	Sandsteine — Gas
c) Molasse und Molasseuntergrund unter Flysch:	
Obereozän:	Sandsteine, Lithothamnienkalk — Ölsuren
Oberkreide-Cenoman:	Sandsteine — Ölsuren
d) Helvetikum und Flysch:	
Eozän — Kreide:	Sandsteine — Gasanzeichen
e) Flysch:	
Unterkreide — Neokom:	Quarzite — Klufföl

2. Erdöllagerstätten

Typ A: Die wichtigsten erdölführenden Strukturen entstanden durch die das Eozän-Speichergestein versetzenden antithetischen Brüche des alpidischen Bruchsystems.

Beispiele: Voitsdorf, Lindach, Puchkirchen, Eberstälzell, Sattledt — Eozän.

Typ B: Eine Erweiterung dieses Strukturelementes erfolgt durch eine randliche Verdichtung infolge negativer Faziesänderung oder das Auskeilen des Eozäns.

Beispiele: Ried, Kohleck, Steinhaus — Eozän.

Typ C: Durch das alpidische Bruchsystem werden auch potentielle Speicher des mesozoischen Untergrundes versetzt. So können Sandsteine des Cenomans und Jura entweder allein oder gleichartig mit dem Eozän eine Öllagerstätte bilden.

Beispiel: Voitsdorf — Cenoman — Eozän.

Typ D: Das herzynische bzw. voralpidische Bruchsystem kann Lagerstätten für Cenomansandsteine allein bilden.

Beispiel: Trattnach — Cenoman.

3. Erdgaslagerstätten

Die Erdgaslagerstätten der Molassezone sind überwiegend sedimentären Charakters. Anhäufungen von Oligozän-Schottern und weitverbreiteten Sandkörpern in Antiklinalstruktur sowie auskeilende klastische Horizonte bilden den Hauptanteil. Sehr untergeordnet reichen tiefere alpidische Brüche als Stauer bis ins jüngere Oligozän.

Typ E: Mächtige oligozäne Schotter und Sande mit wenigen Tonmergelzwischenlagen in antiklinaler Form nahe ihres Auskeilens.

Beispiele: Puchkirchen, Zell am Pettenfirst, Atzbach, Friedburg, Pfaffstätt — Obere und Untere Puchkirchener Serie.

Typ F: Isolierte oder gruppenweise gelagerte Sande an der Basis der Haller Serie an- bzw. auflagernd auf einem mehr oder weniger akzentuierten Sockel des Oligozäns. Das Auskeilen dieser Träger spielt hier eine wesentliche Rolle. Es fehlen Brüche als Stauer.

Beispiel: Puchkirchen höherer Teil, Schwanenstadt höherer Teil, Oberminathal, Treubach — Haller Serie.

Typ G: Die basisnahen Träger der Haller Serie können auch in unmittelbarer tektonischer Nähe der Flysch-Helvetikum-Überschiebung angelagert und, was noch sehr wichtig erscheint, in allerjüngster tektonischer Vergangenheit aufgebogen sein. Wenn hier eine Kombination mit südlichem Auskeilen eintritt, bildet sich eine flyschzonenparallele, allerdings recht schmale Gaslagerstätte.

Beispiel: Lindach Süd — Haller Serie.

Mögliche kohlenwasserstoffhaltige Schichten unter dem Flysch

Da der Flysch den Südtteil des Molassebeckens überschoben hat, ist es zumindest denkbar, daß er auch Öl- und Gasfelder der oben genannten Typen überfahren hat. Leider ist die seismische Auflösung allfälliger Strukturen unter dem bis zu 2500 m mächtigen Flysch sehr schwierig. Auch ist das Bohren durch den Flysch technisch nicht einfach und wegen der größeren Teufen zu den unterlagernden Strukturen sehr kostspielig. Der Flysch selbst ist in Oberösterreich und Salzburg nicht als kohlenwasserstoffhöfzig zu betrachten. Von den 5 bisher von der RAG niedergebrachten Flyschbohrungen ist keine wirtschaftlich fündig geworden.

Möglichkeiten der zukünftigen Aufsuchungstätigkeiten

Grundsätzlich sind die Aufschlußtiefen der kohlenwasserstoffführenden Formationen in Oberösterreich und Steiermark durch den Kristallinen Untergrund begrenzt. Da sich das Molassebecken asymmetrisch nach Süden und Westen vertieft, jedoch bisher vorwiegend die leichter zu erschließenden flacheren nördlichen und östlichen Teile bearbeitet wurden, ergeben sich noch zukünftige Möglichkeiten für weitere Aufsuchungsarbeiten in den tieferen Teilen des Beckens. Vor allem ist es der Bereich unmittelbar vor der Flyschüberschiebung und die Flyschzone selbst, die, auf den Erfahrungen in den flacheren Teilen des Beckens aufbauend, noch nach Kohlenwasserstoffen untersucht werden können. Allerdings sind die Arbeiten im Flysch durch schlechte Qualität der seismischen Reflexionen, erhöhte Bohrkosten und größeres Risiko erschwert.

In der Steiermark sind 6 Tiefbohrungen der RAG trotz gründlicher seismischer Vorarbeiten trocken geblieben. Die Hauptursache für diesen Mißerfolg sind die überwiegend sandige Fazies der tertiären Beckenfüllung und die Abwesenheit von dichten Tonschiefern, die als Deck-Gebirge in Frage kämen. Ungünstig wirkt sich auch das Vorhandensein von jungen Vulkangesteinen auf die Anreicherung von Kohlenwasserstoffen aus. Trotzdem werden durch laufende Auswertungen von Seismik und Bohrergebnissen die Möglichkeiten für stratigraphische Fallen im Bereich toniger Stockwerke des Badeniens und Karpat untersucht. Eine schwache Hoffnung bietet auch noch der paläozoische Untergrund, dessen Gesteine bisher jedoch oft Süßwasser enthaltend angetroffen wurden.

Gebiete der Vorarlberger Erdöl- und Ferngas-Gesellschaft m.b.H.

Das Aufsuchungsgebiet Vorarlberg weist einen geologisch überaus komplizierten Bau auf. An die schmale flachgelagerte Molasse schließt im Süden die Faltenmolasse an und an diese das zu hochalpinen Formen aufsteigende Helvetikum und der Flysch. Das Rheintal birgt zusätzliche Probleme.

Die geophysikalischen Messungen der letzten Zeit konzentrierten sich auf den Bereich des Bregenzer Waldes, um die geologischen Erfahrungen und geophysikalischen Ergebnisse der Aufsuchungstätigkeit aus dem benachbarten Allgäu (Bundesrepublik Deutschland) voll einbeziehen zu können. Durch die Morphologie des Bregenzer Waldes war die Freizügigkeit bei der Festlegung des Profilnetzes in Anlehnung an das Meßnetz im Allgäu eingeschränkt. Zum zufriedenstellenden Ergebnis der Messungen hat wesentlich die große Zahl von Aufzeitsonden für die Gewinnung von Korrelationswerten und das für das Kalkalpin im Allgäu entwickelte Processing-Programm beigetragen. Das weitere geophysikalische Programm wurde regional so verteilt, daß auch das Rheintal und das Helvetikum im Raum Feldkirch in die geophysikalischen Untersuchungen einbezogen sind. Am Ende einer dreijährigen aufwendigen Seismik, verknüpft mit dem Ergebnis der durchgeführten gravimetrischen

und aeromagnetischen Messungen, sollte es möglich sein, den Zielraum für den Aufschluß des Aufsuchungsgebietes durch Tiefbohrungen demnächst festzulegen.

6.2 Rechtslage hinsichtlich des Aufsuchens von Kohlenwasserstoffen; Verhandlungen wegen Neufassung und Angleichung bestehender Verträge an das neue Berggesetz

6.2.1 Rechtslage hinsichtlich des Aufsuchens von Kohlenwasserstoffen

Das Aufsuchen von Kohlenwasserstoffen sowie das Suchen und Erforschen von kohlenwasserstoffführenden geologischen Strukturen, die zum Speichern von flüssigen oder gasförmigen Kohlenwasserstoffen verwendet werden sollen, ist nach § 76 Abs. 1 des Berggesetzes 1975 dem Bund vorbehalten; jedoch darf auch dieser die vorgenannten Tätigkeiten nur nach Arbeitsprogrammen durchführen, die von der Berghauptmannschaft, der Bergbehörde erster Instanz, genehmigt worden sind.

Der Bund kann nach § 77 des Berggesetzes 1975 die Ausübung seiner Rechte einschließlich des Rechtes zur Aneignung der Kohlenwasserstoffe in von ihm zu bestimmenden Gebieten (Aufsuchungsgebieten) natürlichen oder juristischen Personen gegen ein angemessenes Entgelt überlassen, wenn diese über die notwendigen technischen und finanziellen Mittel zur Eröffnung und Führung eines Bergbaus verfügen. Hierüber ist nach § 78 des Berggesetzes 1975 vom Bundesminister für Handel, Gewerbe und Industrie im Einvernehmen mit dem Bundesminister für Finanzen namens des Bundes ein bürgerlichrechtlicher Vertrag zu schließen. Bei Überlassung der Ausübung des Rechtes zum Aufsuchen von Kohlenwasserstoffen ist jeweils auch die Ausübung des Rechtes zum Suchen und Erforschen kohlenwasserstoffführender geologischer Strukturen, die zum Speichern von flüssigen oder gasförmigen Kohlenwasserstoffen verwendet werden sollen, mitzuüberlassen. Eine gesonderte Überlassung der Ausübung dieser Rechte ist gesetzlich verwehrt.

Zum Suchen und Erforschen von nichtkohlenwasserstoffführenden geologischen Strukturen (als solche gelten auch künstlich hergestellte Hohlräume), die zum Speichern von flüssigen oder gasförmigen Kohlenwasserstoffen verwendet werden sollen, ist nach § 110 des Berggesetzes 1975 eine Bewilligung der Berghauptmannschaft notwendig, die diese auf Ansuchen erteilt. Die Geltungsdauer der Bewilligung, die sich auf den Amtsbezirk der Berghauptmannschaft bezieht, kann von dieser befristet werden. Die erforderlichen Arbeiten dürfen nur nach genehmigten Arbeitsprogrammen durchgeführt werden.

6.2.2 Verhandlungen wegen Neufassung und Angleichung bestehender Verträge an das neue Berggesetz

Der Bund führt derzeit Verhandlungen mit den bisherigen Vertragspartnern über eine Neufassung der bestehenden privatrechtlichen Verträge über die Aufsuchung und Gewinnung von Kohlenwasserstoffen und über die Angleichung dieser Verträge an das neue Berggesetz. Hierbei werden auch die wirtschaftlichen und technischen Änderungen seit Abschluß der Verträge und die seither gewonnenen neuen Erkenntnisse berücksichtigt werden. Auch soll den versorgungspolitischen Bedürfnissen besser Rechnung getragen werden. Soweit die Aufsuchungsermächtigungen für einzelne Aufsuchungsgebiete abgelaufen sind, wurden kurzfristige Interimsvereinbarungen über die Aufsuchungstätigkeiten geschlossen.

60

6.3 Jüngste Entwicklung der Kohlenwasserstoffförderung in Österreich

Die Förderung von **Erdöl** in Österreich hat betragen:

1976	Erdöl	1,930.848 t
1977	Erdöl	1,786.898 t
1978	Erdöl	1,790.313 t

Die Förderung an **Naturgas** in Österreich hat betragen:

1976	Naturgas	Gesamtförderung:	2.144,188.017 Nm ³
1977	Naturgas	Gesamtförderung:	2.392,827.831 Nm ³
1978	Naturgas	Förderung aus Horizonten:	2.526,038.002 Nm ³
		Gesamtförderung:	2.413,914.488 Nm ³

(Förderung aus Horizonten bedeutet die Entnahme aus den einzelnen Horizonten. Diese Förderung wird z. Teil in Speicher verlagert, wobei in den Speichern auch eine Bewegung von Gas gemäß den Pool-Verträgen mit den Gasversorgungsgesellschaften erfolgt. Die Gesamtförderung setzt sich damit aus der Förderung aus den Horizonten und dem Saldo aus der Verlagerung der ÖMV Aktiengesellschaft in die Speicher zusammen.)

6.4 Möglichkeiten und Aussichten für die Reduzierung von Erdölimporten nach Österreich

Aufgrund der ständig steigenden Importabhängigkeit Österreichs bei der Versorgung mit Erdöl, das derzeit etwa die Hälfte unseres Energiebedarfes deckt, liegt eine besondere Bedeutung bei diesem Versorgungssektor.

Da dieses Problem weltweit alle Staaten, die nicht Erdöl exportierten, betrifft, haben die Mitgliedstaaten der Internationalen Energieagentur im Rahmen ihrer langfristigen Zusammenarbeit die Reduzierung von Erdölimporten zum Gruppenziel der IEA-Staaten erklärt (Kapitel 4). Um dieses Ziel zu erreichen, bieten sich zwei Wege an:

1. Diversifikation der Versorgung bzw. Substitution durch andere inländische (z. B. Braunkohle, Biomasse (Kapitel 14)) oder ausländische Energieträger (z. B. Steinkohle, Erdgas), wobei die Verlagerung der Energieimporte auf andere Energieträger voraussichtlich mit keiner Verbesserung der Zahlungsbilanz zu verbinden sein wird.
2. Einsparung von Erdölprodukten (Kapitel 12).

Hier soll die Beschreitbarkeit dieser Wege für Österreich nur in kurzer Form dargestellt werden, da die meisten weitergehenden Überlegungen an anderer Stelle dieses Berichts näher ausgeführt werden.

Diese Wege haben durch den Beschluß des Verwaltungsrates der IEA vom 2. März dieses Jahres, wonach noch heuer jedes Mitgliedsland 5% seines vorgesehenen Erdölproduktenverbrauches einzusparen hat, besondere Aktualität erhalten.

6.4.1 Kurzfristige Maßnahmen

6.4.1.1 Mögliche Erdöleinsparungen im Bereich der öffentlichen Stromerzeugung

Der Einsatz der bestehenden kalorischen Kraftwerke sollte sich soweit als möglich in stärkerem Ausmaß als bisher auf die mit festen Brennstoffen betriebenen konzentrieren. Der Einsatz von Erdgas sollte nur in jenem Ausmaß erfolgen, als dieses nicht anderwärtig verwendet oder gespeichert werden kann.

Trotz des strengen Winters 1978/79 ergab sich im Februar 1979 ein Mehrbestand an Braunkohle auf Lager von 200.000 t gegenüber dem Vorjahr.

Stromerzeugung	Mai bis August 1978	
	Gwh	%
aus: Braunkohle	103	7,0
Heizöl	101	6,8
Dieselöl	2	0,1
Naturgas	1.271	86,1
	1.477	100,0

In den Monaten Mai bis August 1978 wurde, wie die Tabelle zeigt, zur Erzeugung von kalorischem Strom etwa gleichviel Kohle und Heizöl, aber fast 13mal soviel Erdgas eingesetzt. Im gleichen Zeitraum betrug der Lagerbestand an Braunkohle (einschließlich das Depot Riedersbach bei der SAKOG) rund 2,265.000 t. Für die Erzeugung der aus Erdöl und Erdgas von Mai bis August 1978 erzeugten elektrischen Energie (1372 Gwh) wären — unter Annahme eines spezifischen Brennstoffverbrauches von 0,9 kg Braunkohle/kWh — 1,235.000 t Braunkohle notwendig gewesen.

Gewiß ist wegen mangelnder Speichermöglichkeiten für Erdgas einerseits und den besonderen Betriebszuständen bei den öl- und braunkohlegefeuerten Kraftwerken in der genannten Betriebsperiode andererseits ein derartiger Einsatz nicht möglich gewesen. Doch weist diese Überlegung in die Richtung, daß nach den Möglichkeiten eines höheren Anteils der Kohlekraftwerke in der Stromerzeugung gesucht werden muß.

Damit sind auch eine Reihe von wirtschaftlichen Problemen verbunden, wie z. B. unterschiedliche Gestehungskosten für die erzeugte Kilowattstunde und hohe Kosten für eine vermehrte Speicherung des Erdgases. Die Lösung könnte durch Schaffung eines Pools thermischer Kraftwerke der öffentlichen Versorgung wesentlich erleichtert werden, über den der österreichischen Elektrizitätswirtschaft eine größere Flexibilität in Fragen des Brennstoffeinsatzes ermöglicht würde.

Eine bedeutende Möglichkeit zur Einsparung von Primärbrennstoffen stellt die gleichzeitige Erzeugung von Strom und Nutzwärme in Anlagen mit Kraft-Wärme-Kupplung dar, worauf bereits in den vorangegangenen Energieplänen hingewiesen wurde. Der derzeitige Stand des Ausbaus und die Entwicklungschancen der kombinierten Strom- und Wärmeversorgung werden in Kapitel 8 ausgeführt.

6.4.1.2 Mögliche Einsparungen an Erdölprodukten in der Industrie und im Bereich der Kleinverbraucher

Bei industriellen Verbrauchern könnten insbesondere zwei Maßnahmen zielführend sein:

- a) Alle Möglichkeiten zur **Substitution** von Heizöl und allenfalls auch von Erdgas durch Kohle und Koks sollten ausgenützt werden. In der Eisenhüttenindustrie hat eine derartige Entwicklung bereits eingesetzt.
- b) Die Nutzung der Arbeitsfähigkeit des in industriellen Dampfkesselanlagen erzeugten Dampfes in **Vorschaltturbinen** wäre zu forcieren. Diese Möglichkeit bringt jedoch in erster Linie volkswirtschaftliche Vorteile und wurde bisher aus

betriebswirtschaftlichen Gründen (höherer Primärenergiebedarf, Probleme der Einspeisung in das öffentliche Netz) oft nicht genutzt.

Für die Raumbeheizung, besonders im Bereich der Kleinverbraucher, sollte zur Substitution von Heizöl möglichst eine Umstellung auf Fernwärme aus der Kraft-Wärme-Kupplung erfolgen. Die damit verbundenen Probleme sind in Kapitel 12.5. näher erläutert. Wo keine Fernwärmeversorgung, aber eine Gasversorgung möglich ist, sollte eine Umstellung auf diese vorgenommen werden.

6.4.2 Mittel- und langfristige Maßnahmen

6.4.2.1 Eingriffe in die Raffinerietechnik

Durch gezielte technologische Veränderungen der Raffinerieanlagen könnte die Ausbeute an jenen Erdölprodukten, die durch andere Energieträger schwerer substituiert werden können, angehoben werden. Der Ausbau der katalytischen Cracker stellt eine technische Möglichkeit zur Erhöhung des gewinnbaren Anteils an Benzin dar.

Ein anderer technologischer Eingriff in die Raffinerie wurde im Rahmen einer im Auftrag des Bundesministeriums für Handel, Gewerbe und Industrie ausgeführten Studie untersucht (Anhang I [11]). Es wurde festgestellt, daß bei Anwendung der Molekularsiebtechnik in der Erdölverarbeitung bei gleichem Ausstoß an Treibstoff und Olefinen 7—10% weniger Rohöl benötigt wird als bei der üblichen Verarbeitungstechnik, und zwar auf Kosten der anfallenden Heizöl- und Heizgasmengen (Der Ausfall an Heizöl könnte durch Kohle substituiert werden). Außerdem wird gleichzeitig höheroktaniger Treibstoff erhalten und dadurch eine wesentliche Reduktion des Bleigehaltes im Benzin ermöglicht. Beim genannten Verfahren werden nach Auftrennung des Straightrunbenzins in eine niedrig- und eine höhersiedende Komponente (Schnittpunkt: 80° C) die beiden Fraktionen mit Hilfe des Molekularsiebes in einen n-paraffinreichen und einen iso-paraffinreichen Teil getrennt. Da es von der Weltmarktlage abhängt, ob die bei diesem Prozeß erhaltenen Produkte infolge ihres Preises die Verfahrenskosten vollständig tragen können, sind jedoch für die Realisierung dieses Verfahrens Abkommen auf internationaler Basis im Rahmen der Internationalen Energieagentur notwendig.

6.4.2.2 Erzeugung von Treibstoff auf der Basis von Kohle und Biomasse

Sowohl die Kohleverflüssigung (Kapitel 12.5) als auch die Alkoholherstellung aus Biomasse (Kapitel 14.2) sind technologisch erprobt. Bestehende Verfahren sind aufgrund der Marktlage aber derzeit nicht konkurrenzfähig. Die Weiterentwicklung dieser Technologien ist Gegenstand der Forschung.

6.5 Erdölproduktenverbrauch

Die nachstehende Tabelle gibt einen Überblick über den Erdölproduktenverbrauch im Jahre 1977 gegliedert nach Produkten und Bundesländern.

Die Versorgung erfolgte im Jahre 1977 zu rund 23% aus Importen und zu rund 77% aus den Produkten inländischer Raffinerien. In der Raffinerie Schwechat, der einzigen Vollraffinerie Österreichs, werden die Äthyläncrackanlagen auf eine Kapazität von 350.000 t/Jahr ausgebaut.

Der derzeitigen Rohöldurchsatzkapazität entsprechend wurden die Kraftwerksanlagen auf eine installierte Leistung von rund 180 MW erweitert.

Verbrauch von Erdölprodukten im Jahre 1977

	Wien		NÖ. + Bgl. N.		Stmk. + Bgl. S.		Knt. + Osttir.		OÖ.		Salzburg		Tirol		Vorarlbg.		Österreich	
	10 ³ t	%	10 ³ t	%	10 ³ t	%												
Normalbenzin	84	13,3	137	21,7	115	18,2	68	10,8	88	14,0	53	8,4	59	9,3	27	4,3	631	100
Superbenzin	297	18,3	350	21,6	239	14,8	127	7,8	276	17,1	127	7,9	146	9,0	57	3,5	1.619	100
Dieselmotoren	180	13,5	306	22,9	221	16,5	114	8,5	241	18,1	109	8,2	117	8,8	47	3,5	1.335	100
Ofenheizöl	165	13,8	204	17,1	189	15,9	118	9,9	184	15,4	126	10,6	129	10,8	77	6,5	1.192	100
Heizöl leicht	213	16,5	191	14,7	175	13,5	97	7,5	199	15,4	150	11,6	180	13,9	90	6,9	1.295	100
Heizöl mittel	100	27,9	42	11,7	39	10,9	9	2,5	50	13,9	49	13,6	48	13,4	22	6,1	359	100
Heizöl schwer	728	25,8	496	17,6	353	12,5	195	6,9	653	23,1	178	6,3	124	4,4	96	3,4	2.823	100
Bitumen	59	9,4	165	26,4	135	21,6	84	13,4	96	15,4	34	5,4	32	5,1	20	3,2	625	100
Sonstige Erdölprodukte	68	13,6	166	33,1	60	12,0	35	7,0	110	21,9	31	6,2	24	4,8	7	1,4	501	100
Summe Erdölprodukte	1.894	18,3	2.057	19,8	1.526	14,7	847	8,1	1.897	18,3	857	8,2	859	8,3	443	4,3	10.380	100

64

6.6 Verteilung von Erdölprodukten

6.6.1 Großverteilung:

a) Derzeitiger Stand des Lagerausbaues

Um eine sichere Erdöl- und Erdölproduktenversorgung zu gewährleisten, sowie zur Erfüllung der Verpflichtung zur Haltung von Pflichtnotstandsreserven nach dem EBMG (siehe Kapitel 4) wurde von den großen Mineralölfirmen der Ausbau von Rohöl- und Erdölproduktenlager entschieden vorangetrieben.

So wurden seitens der ÖMV Aktiengesellschaft das Tanklager St. Valentin (Kapazität derzeit rund 340.000 m³) und weitere Lagerbehälter im Bereich der Raffinerie Schwechat (Fassungsvermögen 200.000 m³) errichtet.

Die RAG besitzt in Kremsmünster ein Lager mit einem Fassungsvermögen von derzeit 120.000 m³.

Seitens der BP Austria wurde im Linzer Hafen ein Produktenlager mit einer Kapazität von 93.000 m³ fertiggestellt.

b) Pipelinenetz

Seitens der ÖMV Aktiengesellschaft wurde eine Produktenpipeline von der Raffinerie Schwechat zum Tanklager St. Valentin errichtet.

6.6.2 Kleinverteilung

Vertrieb und Verteilung

Ende des Jahres 1977 bestanden, abgesehen von den Haustankanlagen größerer Verbraucher (Kommunalverwaltungen, größere Industriebetriebe, Speditionen, Frächter, landwirtschaftliche Betriebe usw.), 5160 Tankstellen.

Vertriebsfirmen

Die österreichischen Tankstellen waren Ende 1977 zu 83,7% in die Netze der 9 großen Markenfirmen eingegliedert.

	1975	1977	1977
	Anzahl	Anzahl	%
Shell	984	933	18,1
Elan	760	723	14,0
Martha	645	626	12,1
Mobil	610	591	11,5
Aral	387	379	7,3
BP	357	355	6,9
Esso	341	312	6,0
Agip	227	213	4,1
Total	206	189	3,7
Zwischensumme	4.517	4.321	83,7

	1975	1977	1977
	Anzahl	Anzahl	%
Avia	107	104	2,0
Stroh	90	98	1,9
Texaco	145	132	2,6
Jet-Conoco	32	32	0,6
Sonstige (markenfreie)	394	473	9,2
Zwischensumme	768	839	16,3
Gesamt	5.285	5.160	100,0

Tankstellennetz

Die Entwicklung des österreichischen Tankstellennetzes und einiger damit zusammenhängender Bestimmungsmerkmale geht aus der folgenden Tabelle hervor:

	1975	1977
Tankstellen per 31. 12.	5.285	5.160
Veränderung in % gegenüber Vorjahr	— 2,5	— 1,7
Tankstellenverkäufe an Vergaserkraftstoff in 1000 t	2.093	2.202
Durchschnittlicher Absatz pro Tankstellen (in t)	396	427
Veränderung in % gegenüber Vorjahr	+ 8,2	+ 6,2
PKW- und Kombi-Bestand (in 1000)	1.721	1.965
Durchschnittliche Anzahl von PKW und Kombi pro Tankstelle	326	381
Veränderung in % gegenüber Vorjahr	+ 8,0	+ 9,5

Anzahl der Tankstellen in den einzelnen Bundesländern

Bundesland	Tankstellen per 31. 12. 1977
Wien	570
Niederösterreich	1.232
Burgenland	261
Steiermark	854
Kärnten	485
Oberösterreich	817
Salzburg	352
Tirol	408
Vorarlberg	181
Österreich	5.160

Die Anzahl der Flüssiggastankstellen in Österreich beträgt rund 140.

Die Anzahl der Selbstbedienungstankstellen betrug zum 31. Dezember 1977 im gesamten Bundesgebiet 153.

Die verstärkte Errichtung von Selbstbedienungstankstellen wurde bereits anlässlich einer vom Bundesministerium für Handel, Gewerbe und Industrie im August 1974 veranstalteten Enquete angeregt.

Die 9 großen Markenfirmen versorgten 1977 den österreichischen Markt bei

bei Vergaserkraftstoffen	zu 91,5%
bei Dieselmotorkraftstoff	zu 85,1%
bei Gasöl für Heizzwecke	zu 89,5%
bei Heizöl	zu 69,8%

6.7 Stand und Entwicklung der Beschäftigtenzahl

1. In Erdöl-Bergbauunternehmen

	Wien und Niederöster.	Ober-österreich	Vorarlberg	zusammen
Erdöl(Erdgas)-Bergbauunternehmen	3 ¹⁾	1	1	5
beschäftigte Personen ²⁾	4.501	227	1	4.729
hievon Arbeiter ²⁾	3.395	146	—	3.541

2. In Raffineriebetrieben

	1973	1974	1975	1976	1977
Anzahl der Raffineriebetriebe	2	2	2	2	2
Anzahl der Beschäftigten	1.578	1.606	1.668	1.681	1.690
hievon Arbeiter	1.110	1.135	1.172	1.180	1.185

Es kann auf Grund der durchzuführenden Arbeiten erwartet werden, daß im österreichischen Bergbau auf Kohlenwasserstoffe in den nächsten Jahren keine signifikante Änderung des Beschäftigtenstandes eintritt.

6.8 Planungen der Unternehmen in der Erdölwirtschaft

Unterlagen über eine geschlossene Planung der Unternehmen der Erdölwirtschaft bis 1985 bzw. bis 1990 liegen nicht vor. Im folgenden können daher die künftigen Absichten der Unternehmen nur soweit dargestellt werden, als hierüber Informationen zugänglich sind.

6.8.1 Zukünftige Entwicklung der Kohlenwasserstoffförderung in Österreich

In den weiteren Jahren wird folgende Produktion einschließlich der Mengen, die durch Neuaufschlüsse und durch Anwendung neuer Technologien gefördert werden, erwartet.

¹⁾ Hievon arbeiten zwei Unternehmen auch in Oberösterreich.

²⁾ Ohne Beschäftigte in Zentrale.

1985: Erdöl 1,360.000 t	Naturgas: 1,380 Mrd. Nm ³
1990: Erdöl 970.000 t	Naturgas: 1,038 Mrd. Nm ³

6.8.2 Auslandstätigkeiten der Unternehmen im Interesse der Sicherung der Erdölversorgung

Der steigende Bedarf an Erdölprodukten und Erdgas hat das Verhältnis Eigenaufbringung zu Import immer ungünstiger gestaltet, d. h., bei einer mehr oder minder gleichbleibenden Inlandsproduktion sind die Importe stark angestiegen. Die Deckung des Inlandbedarfes wird daher weiterhin maßgeblich von Importen abhängig sein, und deshalb versuchen einschlägige Unternehmen durch Investitionen im Ausland zur langfristigen Absicherung der Importe beizutragen.

a) Ägypten:

Hier beabsichtigt die ÖMV Aktiengesellschaft im Golf von Suez und in Westsinai zu prospektieren. Die Arbeiten befinden sich noch im Anfangsstadium.

b) Tunesien:

Hier ist die ÖMV Aktiengesellschaft an einem Konsortium beteiligt, das eine „Offshore-Konzession“ besitzt. Die Aufschlußbohrung Halk el Menzel wurde ölfündig. In diesem Gebiet wurden zwei Erweiterungsbohrungen durchgeführt, die jedoch ergebnislos verliefen. Die ÖMV Aktiengesellschaft hält in Tunesien einen Konsortialanteil von 33%.

c) Libyen:

In Libyen ist die ÖMV Aktiengesellschaft gleichfalls an einer „Offshore-Konzession“ beteiligt, in der 1975 ein bedeutender Ölfund erzielt wurde. Das Gebiet dieses Ölfundes sowie eine benachbarte ölhöfliche Struktur sind jedoch von einem Konflikt zwischen Tunesien und Libyen über die Grenzziehung im Meer betroffen.

d) Irland:

In Irland wurden von dem Konsortium, an dem die ÖMV Aktiengesellschaft beteiligt ist, bisher im Fastnet-Becken in der Keltischen See und im Porcupine-Becken im Atlantik drei Bohrungen niedergebracht. Alle drei Bohrungen waren nicht fründig.

e) Kanada:

Die Aktivitäten der ÖMV Aktiengesellschaft in Kanada wurden von einer neugegründeten Tochtergesellschaft, der ÖMV Resources Canada Ltd. wahrgenommen. Die ÖMV Resources Canada Ltd. ist in einem Explorationskonsortium, das von Petrorep Canada Ltd. geführt wird, mit ca. 44% vertreten. Bisher wurden in Kanada vier Bohrungen niedergebracht, davon sind zwei öl- und gasfündig geworden. Eine Bewertung der Funde ist noch im Gange.

MOBIL Oil Austria Ges.m.b.H. ist seit mehreren Jahren in Tunesien tätig. Bisher wurden noch keine Ölvorkommen entdeckt.

SHELL AUSTRIA Ges.m.b.H. hat ihre Explorationstätigkeit in Ägypten im Jahre 1977 eingestellt.

Die Firmen MOBIL und SHELL haben mit der Republik Österreich Übereinkommen getroffen, welche sicherstellen, daß bei Aufnahme der Produktion in den ausländischen Konzessionsgebieten gewisse Mengen von dort gefördertem Rohöl, die über den Bedarf dieser Unternehmen zur Deckung ihrer Marktanteile hinausgehen, nach Österreich gebracht werden können.

Hinsichtlich der Höhe der im Ausland bisher getätigten Investitionen sowie der geplanten zukünftigen Kapitalaufwendungen wurden seitens der Unternehmen keine Angaben zur Verfügung gestellt.

6.8.3 Ausbau der Raffinerie

Die Durchsatzkapazität der Raffinerie Schwechat beträgt derzeit 14,3 Mio t Rohöl pro Jahr. Diese wurde in den letzten Jahren in folgendem Ausmaß in Anspruch genommen:

	Tatsächlicher Raffineriedurchsatz	
	in 10 ³ t	in % der Kapazität
1976	9.364	65,5
1977	8.817	61,7
1978	9.895	69,2

Eine Erweiterung der Durchsatzkapazität ist derzeit nicht in Aussicht genommen. Im Bestreben, den Prozeß der Erdölverarbeitung sowohl hinsichtlich der Anpassungsfähigkeit der Produktpalette an wechselnde Marktlagen und an Erfordernisse der Umwelt als auch bezüglich des Einsatzes an Rohstoff zu optimieren, hat die ÖMV Aktiengesellschaft eine Reihe von Projekten in Angriff genommen bzw. geplant. In der ersten Phase wurden Veränderungen an der FCC-Anlage (katalytischer Cracker) vorgenommen, die sowohl zu einer Verbesserung der Energiebilanz als auch zu einer Erhöhung der Durchsatzkapazität auf rund 1 Mio t/Jahr führten. Die geplante zweite Erweiterungsphase umfaßt eine neuerliche Erhöhung des Durchsatzes um rund 100.000 t, so daß Ende 1981 mit einer FCC-Kapazität von 1,1 Mio t/Jahr gerechnet werden kann. Die Planungsarbeiten für die Errichtung eines Visbreakers (1 Mio t/Jahr, bezogen auf Vakuumrückstände) wurden 1978 abgeschlossen, so daß Anfang 1979 der Auftrag erteilt werden konnte; die Fertigstellung ist für 1981 vorgesehen. Bereits 1978 wurde der Ingenieurauftrag für einen Entschwefelungskomplex (Vakuumdestillation 2 Mio t, Entschwefelungsanlage 1 1/2 Mio t Vakuumgasöl, 2 Claus-Anlagen je 90 t Schwefel pro Tag) vergeben, mit dessen Fertigstellung im Herbst 1980 zu rechnen ist. Diese Erhöhung der Entschwefelungskapazität wird sowohl den Einsatz stärker schwefelhaltiger Rohölsorten als auch die Einhaltung der jeweils gesetzlich gegebenen Schwefelhöchstwerte in den Produkten ermöglichen. Die sich durch den Bau des Visbreakers und die Erweiterung der FCC-Durchsatzleistung ergebende Erhöhung der Konvertierungskapazität trägt der Erwartung Rechnung, daß mittel- und langfristig ein Rückgang des Heizöl-Schwer-Verbrauches infolge Substitution durch andere Energieträger erfolgen wird.

Über einen Ausbau der zweiten in Österreich noch in Betrieb befindlichen Raffinerie, deren Kapazität ganz gering ist, ist nichts bekannt.

6.8.4 Verteilung von Erdöl- und Erdölprodukten

6.8.4.1 Großverteilung

a) Lagerausbau

Die Mineralölfirmer planen im Hinblick auf die Auflagen des Erdölbevorratungs- und Meldegesetzes (BGBl. Nr. 318/1976) eine bedeutende Erweiterung ihrer Lagerkapazitäten. So werden von der ÖMV Aktiengesellschaft in naher Zukunft weitere Lagerkapazitäten in St. Valentin mit 160.000 m³ und in der Lobau mit 260.000 m³ Fassungsraum fertiggestellt.

Die RAG hat mit der Erweiterung ihres Lagers in Kremsmünster um weitere 120.000 m³ auf 240.000 m³ bereits begonnen.

Auch die Erdöllager Ges.m.b.H. hat mit dem Bau ihres Lagers in Lannach (Steiermark) begonnen. Die Fertigstellung dieses Lagers für Erdöl und Erdölprodukte mit einer Kapazität von 520.000 m³ im Süden Österreichs (Lannach) ist für Ende 1979 geplant. Weiters ist die Errichtung eines Lagers für Erdölprodukte mit ca. 200.000 m³ Fassungsraum im Westen des Bundesgebietes vorgesehen.

b) Ausbau des Pipelinenetzes

Nach Errichtung der Produktpipeline von der Raffinerie Schwechat zum Tanklager St. Valentin wird die Frage weiterer Produktpipelines ständig geprüft; über konkrete Planungen ist jedoch nichts bekannt.

6.8.4.2 Kleinverteilung

Hier gehen die Bestrebungen der Unternehmen dahin, weiterhin eine Absatzsteigerung pro Tankstelle bei gleichzeitiger Verringerung der Tankstellenanzahl zu erreichen.

6.9 Feststellungen zu den Unternehmensplanungen

6.9.1 Zukünftige Förderung

Die Vorstellungen der Unternehmen müssen auf Grund der derzeitigen Kenntnisse über die Vorräte in den inländischen Lagerstätten als realistisch betrachtet werden. Über das Ergebnis der Auslandstätigkeit ist derzeit kein Urteil möglich.

6.9.2 Ausbau der Raffinerie

Die vorgesehenen Maßnahmen zur Erhöhung der Flexibilität sind zweckmäßig.

6.9.3 Verteilung von Erdöl- und Erdölprodukten

6.9.3.1 Großverteilung

a) Lagerausbau

Der vorgesehene Lagerausbau ist primär auf den Beitritt Österreichs zur Internationalen Energieagentur und die damit verbundene Verpflichtung zum Aufbau von Notstandsreserven zurückzuführen. Es ist dabei notwendig, daß der erforderliche Lagerraum für Manipulationszwecke und zum Ausgleich saisonaler Verbrauchsschwankungen erhalten bleibt.

b) Ausbau des Pipelinenetzes

Im Sinne einer Erhöhung der Versorgungssicherheit in Krisenfällen wäre die Zweckmäßigkeit und Wirtschaftlichkeit eines weiteren Ausbaues des Pipelinenetzes auch im internationalen Rahmen zu prüfen.

6.9.3.2 Kleinverteilung

Die Bestrebungen der Unternehmen zur Rationalisierung des Vertriebs werden als zweckmäßig erachtet.

70

7. GASWIRTSCHAFT

7.1 Inländische Reserven (siehe 6.1.)

7.2 Jüngste Entwicklung der Gaswirtschaft

Über die Entwicklung der Gesamtabgabe, des Leitungsnetzes und des Beschäftigtenstandes in der gesamten Gaswirtschaft orientieren die nachstehenden Zahlenangaben.

Die Alimentierung der Gasversorgung erfolgt derzeit bereits, bis auf geringe Ausnahmen von lokalen Gaswerken, die Flüssiggas einsetzen, auf Erdgasbasis.

	1976	1977
Gesamtabgabe (Nm ³)	4.798,422.647	4.825,729.127
Niederdruck-Rohrnetz (km)	5.213	5.453
Mittel- und Hochdruck-Rohrnetz (km)	2.292	2.431
Gesamtlänge (km)	7.505	7.884
Beschäftigtenstand	2.519	2.548

Über die Entwicklung der Erdgasaufbringung gibt die folgende Tabelle Aufschluß. Der Anteil der Importe an der Erdgasaufbringung hat laufend zugenommen und betrug 1977 rund 51% der Gesamtaufbringung (einschließlich des Eigenverbrauches, der Verluste, der Verlagerungen und einschließlich des Gehalts an CO₂ und H₂S).

Erdgasaufbringung

	1975		1976		1977	
	Mio Nm ³	%	Mio Nm ³	%	Mio Nm ³	%
Inland gesamt	2.358,9	57,0	2.144,2	44,7	2.392,8	49,5
Importe gesamt	1.778,8	43,0	2.654,2	55,3	2.433,5	51,5
von (+) in den (-) Speicher					-0,6	
Gesamtaufbringung	4.137,7	100,0	4.798,4	100,0	4.825,7	100,0

Eine Betrachtung der Erdgasversorgung (abzüglich Raffinerieverbrauch) der einzelnen Bundesländer für die Jahre 1975 bis 1977 ergibt folgendes Bild:

	1975		1976		1977	
	Mio Nm ³	%	Mio Nm ³	%	Mio Nm ³	%
Wien	1.096,5	30,4	1.093,4	26,0	1.151,3	26,9
Niederösterreich	1.038,4	28,8	1.246,5	29,6	1.123,9	26,3
Oberösterreich	940,0	26,1	1.155,2	27,5	1.241,0	29,0
Steiermark	439,7	12,2	588,3	14,0	617,4	14,5
Burgenland	41,6	1,1	42,1	1,7	44,1	1,0
Kärnten	42,3	1,2	73,0	1,0	85,2	2,0
Vorarlberg	9,0	0,2	10,0	0,2	12,0	0,3
Salzburg	—	—	—	—	—	—
Tirol	—	—	—	—	—	—
Summe	3.607,5	100,0	4.208,5	100,0	4.274,9	100,0

Die folgende Tabelle gibt einen Überblick über den Erdgaseinsatz, gegliedert nach den Verwendungszweigen:

Industrie (als Rohstoff und Energieträger)

Haushalt + Gewerbe

E-Werke

	1975		1976		1977	
	Mio Nm ³	%	Mio Nm ³	%	Mio Nm ³	%
Industrie	2.061,7	57,1	2.378,2	56,5	2.456,7	57,5
Haushalt + Gewerbe	746,7	20,7	837,9	19,9	846,1	19,8
E-Werke	799,1	22,2	992,4	23,6	972,1	22,7
Summe	3.607,5	100,0	4.208,5	100,0	4.274,9	100,0

7.2.1 Innerösterreichischer Ausgleich bei der Erdgasversorgung

Die bestehende Organisation der österreichischen Erdgasverteilung ist länderweise gegliedert. Diese Organisationsform erfordert infolge der unterschiedlichen Struktur der einzelnen Gesellschaften einen gewissen überregionalen Ausgleich. Dieser wird von der Austria Ferngas (AFG) wahrgenommen, der die Burgenländische Erdölgewinnungs Ges.m.b.H. (BEGAS), die Kärntner Ferngas Ges.m.b.H., die Vorarlberger Erdöl und Ferngas Ges.m.b.H., die Niederösterreichische Gaswirtschafts A.G. (NIOGAS), die Wiener Stadtwerke, die Oberösterreichische Ferngas Ges.m.b.H., die Salzburger Ferngas Ges.m.b.H. und die Republik Österreich angehören. Die Beteiligung der Republik Österreich beträgt 23,75%. Als Gründungsgesellschaften der AFG fungierten die Niederösterreichische Gaswirtschafts A.G. (NIOGAS), die Steirische Ferngas und die Wiener Stadtwerke.

7.2.2 Erdgasspeicherung

Zum Ausgleich von Saisonschwankungen in der Erdgasanlieferung und zur kurzfristigen Deckung des Spitzenbedarfes wird Erdgas gespeichert. Dafür gibt es grundsätzlich folgende Möglichkeiten:

- Speicherung in Kavernen. Diese werden entweder durch Auslaugung in Salzstöcken oder im festen Gebirge errichtet.
- Gasspeicherung in porösen Gesteinsschichten (Porenspeicher); darunter sind teilweise oder gänzlich ausproduzierte Öl- oder Gaslagerstätten sowie ursprünglich mit Wasser erfüllte poröse Gesteinsschichten (Aquiferspeicher) zu verstehen.
- Wo diese Möglichkeiten nicht gegeben sind, kann das Erdgas in verflüssigtem Zustand (LNG) in drucklosen, wärmeisolierten Tanks eingelagert werden.

Ein System von verschiedenen Porenspeichern, die in ihrem Betrieb durch Verträge aufeinander abgestimmt werden, ermöglicht, daß der Vorteil des großräumigen Porenspeichers mit dem Vorteil einer hohen Spitzenleistung kombiniert ist. Dabei ist zu berücksichtigen, daß Lagerstätten mit H₂S und CO₂-haltigem Gas als Speicher nicht geeignet sind; Lagerstätten, deren Gas einen Anteil an Stickstoff enthält, sowie Erdöllagerstätten, sind nur bedingt als Speicher geeignet.

Aquiferspeicher müssen ein dichtes Hangendgestein (Cap Rock) aufweisen; Lagerstätten mit Gasexpansionstrieb sind solchen mit Wassertrieb vorzuziehen.

In Österreich wird derzeit Erdgas ausschließlich von der ÖMV Aktiengesellschaft in noch nicht ausproduzierten Erdgaslagerstätten in NÖ und OÖ gespeichert.

Zum 30. 9. 1978 standen in Österreich nachstehende Erdgasspeicher zur Verfügung:

Speicher	Arbeitsmenge	max. stündl. Abgaberate
Matzen	150 Mio Nm ³	110.000 Nm ³
Tallesbrunn	250 Mio Nm ³	160.000 Nm ³
Schönkirchen/Reyersdorf	100—300 Mio Nm ³	60.000 Nm ³
Than	90 Mio Nm ³	25.000 Nm ³

Zur Gewährleistung einer wirtschaftlichen und sicheren Versorgung Österreichs mit Erdgas wurde zwischen der Burgenländischen Erdölgewinnungs Ges.m.b.H., der Niederösterreichischen Gaswirtschaft AG, der Steirischen Ferngas Ges.m.b.H. und den Wiener Stadtwerken eine Speicherpoolvereinbarung abgeschlossen. Insgesamt stehen den Poolpartnern vom Speichervolumen der ÖMV Aktiengesellschaft in Niederösterreich eine Arbeitsmenge von 500 bis 700 Mio Nm³ und 80 Mio Nm³ aus dem Erdgasaustauschvertrag mit der Rohöl-Aufsuchungs-Gesellschaft m.b.H. (RAG) zur Verfügung. Dieser Vertrag ermöglicht den Poolpartnern einen zusätzlichen Verbrauchsspitzenausgleich bei gleichbleibenden Gasimporten. Der Erdgasaustauschvertrag sieht vor, daß im Sommer Erdgasmengen von Niederösterreich nach Oberösterreich fließen, die zur teilweisen Deckung des dortigen Bedarfes verwendet werden.

Im Winter hingegen werden aus den oberösterreichischen Gasvorkommen der RAG durch Erhöhung der Produktion die annähernd gleichen Mengen nach Niederösterreich zurückgeliefert.

7.3 Künftige Entwicklung der Gaswirtschaft

7.3.1 Künftige Entwicklung nach den Planungen der Unternehmen

7.3.1.1 Voraussichtliche Naturgasaufbringung bis 1990 (in Mio Nm³)

	1979	1980	1985	1990
Inland*)	2.265	2.070	1.380	1.038
Abzgl. Eigenverbrauch, Verluste etc.	325	300	280	188
Summe	1.940	1.770	1.100	850
Import UdSSR	2.190	2.420	2.420	2.420
Iran	—	—	1.800	1.800
Summe Import	2.190	2.420	4.220	4.220
Aufbringung Importe + Inland	4.130	4.190	5.320	5.070

Gegenüberstellung Aufbringung — Bedarf (in Mio Nm³)

	1979	1980	1985	1990
Bedarf	4.530	4.790	6.110	6.690
Aufbringung	4.130	4.190	5.320	5.070
ungedeckter Bedarf	400	600	790	1.620

Zur Abdeckung der Fehlmengen sind zusätzliche Erdgasimporte notwendig. Diese Fehlmengen können sich noch vergrößern, wenn die Importe aus dem Iran nicht oder nicht zur Gänze gemäß den abgeschlossenen Verträgen erfolgen sollten.

Wie aus der vorstehenden Gegenüberstellung hervorgeht, ist auch in den kommenden Jahren damit zu rechnen, daß der ungedeckte Bedarf weiter ansteigen wird. Der steigende Bedarf ist nach den Planungen vor allem auf zunehmende Anforderungen der Industrie zurückzuführen.

7.3.1.2 Spezielle Entwicklungen in der Gaswirtschaft

a) Bau der WAG

Die 244,5 km lange West-Austria-Gasleitung (WAG), die seit 1978 von der ÖMV Aktiengesellschaft gebaut wird, dient für den Import von Irangas über die Sowjetunion und zum Transit von sowjetischem Gas in die Bundesrepublik Deutschland und nach Frankreich. Die für eine Durchsatzkapazität von 5 Mrd. Nm³/Jahr in der 1. Ausbaustufe und 8 bis 10 Mrd. Nm³/Jahr im Endausbau ausgelegte WAG führt von der CSSR-Grenze (Baumgarten) bis nach Oberkappel an der Grenze zur BRD. Die voraussichtlich im Jahr 1980 fertiggestellte erste Ausbaustufe der Erdgasleitung wird auch zum Teil zur Versorgung der Bundesländer zur Verfügung stehen.

*) siehe auch Punkt 6.7.1

b) Das MOKKA-Projekt

Das seinerzeit auf internationaler Basis konzipierte Monfalcone-Kiefersfelden-Karlsruhe-(MOKKA-)Pipeline-Projekt kann derzeit nicht weiterverfolgt werden, da die seinerzeitigen Interessenten sich zu einem Großteil auf anderem Wege ihre Versorgung sichern konnten.

c) Importprojekte für Erdgas

Derzeit laufen Verhandlungen über den Import von Erdgas aus Algerien. Der Transport wird wahrscheinlich über Tunesien und das Mittelmeer mittels Pipeline nach Italien erfolgen.

Eine weitere Möglichkeit für diesen Transport eröffnet sich durch die Absicht Jugoslawiens, in Rijeka einen Hafen für die Anlandung von Flüssigerdgas (LNG) zur Versorgung eines Pipelinesystems zu errichten.

Von multinationalen Unternehmen liegen in letzter Zeit Angebote für Lieferungen aus westlichen Quellen ab 1980 mit Anfangsmengen von 200 Mio Nm³/Jahr vor.

7.3.2 Feststellungen zu den Unternehmensplanungen:**7.3.2.1 Zukünftige Naturgasaufbringung:**

Die aufgezeigte Lücke zwischen Bedarf und Deckung wird weiterhin vorwiegend durch flüssige Kohlenwasserstoffe abgedeckt werden. Erdgas hätte jedoch gerade die Aufgabe, die flüssigen Kohlenwasserstoffe zurückzudrängen, wobei es vorwiegend dort zum Einsatz kommen sollte, wo kein anderer Energieträger für diese Substitution geeignet ist; das ist vorwiegend beim Kleinverbrauch der Fall, wo es leichte Heizöle verdrängen sollte (siehe auch 7.3.2.3):

Die Importbemühungen der Unternehmen wurden und werden von der Bundesregierung aktiv unterstützt. Ein Beispiel hierfür bietet das Bundesgesetz vom 12. 7. 1974 (BGBl. Nr. 420/1974), betreffend die Übernahme der Bundeshaftung für Anleihen, Darlehen und sonstige Kredite zur Ermöglichung algerischer Erdgaslieferungen an Österreich, das erst kürzlich durch das Bundesgesetz vom 24. 1. 1979 (BGBl. Nr. 60) novelliert wurde. Mit Lieferungen aus Algerien kann jedoch kaum vor 1985 gerechnet werden. Ob die Erdgaslieferungen aus dem Iran wie vorgesehen 1981 aufgenommen werden, kann angesichts der derzeitigen politischen Lage in diesem Land nicht mit Bestimmtheit vorhergesagt werden.

Die Möglichkeiten des Erdgasimportes aus westlichen Quellen, die in letzter Zeit durch Vorliegen von Angeboten konkrete Formen angenommen haben, sind ernsthaft zu verfolgen.

**7.3.2.2 Feststellungen zu den speziellen Projekten der Gaswirtschaft
Überseetransport von Erdgas**

Obwohl das MOKKA-Projekt derzeit nicht weiterverfolgt wird, erscheint grundsätzlich die Errichtung eines Flüssigerdgas(LNG)-Terminals und der Bau entsprechender Erdgasleitungen auch nach Österreich deshalb interessant, weil dadurch etwaige Naturgasimporte aus verschiedenen Staaten möglich wären, unbeschadet eines Imports von nicht verflüssigtem Erdgas durch Leitungen, die am Meeresboden geführt werden. Der Vorteil dieses Transports liegt darin, daß der Energieaufwand für diesen Transport erheblich geringer ist.

7.3.2.3 Zielsetzungen für die Erdgasversorgung

Da in Zukunft die weltweite Nachfrage das Angebot voraussichtlich übersteigen wird, Österreich jedoch in zunehmendem Maße auf Erdgasimporte angewiesen sein wird,

wobei derzeit keine Gewähr für eine zeitgerechte Erhöhung der Erdgasimporte gegeben erscheint, sollten bei der Verwendung dieses Energieträgers Prioritäten wie folgt gesetzt werden:

Der Erdgaseinsatz wäre in erster Linie bei Kleinverbrauchern in Ballungsräumen vorzunehmen, weil die Verdrängung von leichten und mittleren Heizölen in rationeller Weise vorwiegend nur durch Gas (unmittel- oder mittelbar unter Vorschalten einer Kraft-Wärme-Kupplung) erfolgen kann und überdies die Schonung der Umwelt für diese Verdrängung spricht. Danach kommt der Einsatz als Rohstoff und als Energieträger bei solchen technischen Prozessen, bei denen die Verwendung von Erdgas Vorteile für die Qualität des Produkts mit sich bringt. Erst in weiterer Folge soll Erdgas in der industriellen Produktion und für die Elektrizitätserzeugung in Kondensationskraftwerken eingesetzt werden.

Die Verfeuerung von Erdgas in Kondensationskraftwerken oder unter Großkesseln der Industrie sollte sich nur auf Überschußmengen beschränken, die bei Lieferspitzen auftreten und die als Folge der beschränkten Speicherkapazität — soweit eben deren Anhebung aus wirtschaftlichen Gründen unrentabel ist — nicht gespeichert werden können.

Die Substitution von schwerem Heizöl durch Erdgas sollte nur dort erfolgen, wo für diese Zwecke nachweislich kein anderer Energieträger (z. B. Kohle) eingesetzt werden kann. Diese Substitution sollte nur dann erfolgen, wenn kein nach den obigen Prioritäten vordringlicherer Einsatz möglich ist.

7.4 Rechtliche und organisatorische Fragen der österreichischen Gaswirtschaft

Der Verfassungsgerichtshof hat mit Erkenntnis vom 13. 12. 1977, B 129/76, eine für das österreichische Gaswirtschaftsrecht bedeutsame Entscheidung gefällt.

Sie läßt sich wie folgt zusammenfassen:

1. Das Energiewirtschaftsgesetz 1935 (EnWG) ist durch das Rechtsüberleitungsgesetz 1945 als österreichische Rechtsvorschrift in Geltung gesetzt worden.
2. Gemäß § 10 EnWG bedürfen die Einfuhr von Gas auf festen Leitungswegen sowie der Abschluß von Verträgen hierüber der Genehmigung des Bundesministers für Handel, Gewerbe und Industrie.

Die Bestimmung fällt unter den Kompetenztatbestand „Waren- und Viehverkehr mit dem Ausland“ (Art. 10 Abs. 1 Z. 2 B-VG) und gilt daher als bundesgesetzliche Vorschrift.

3. Die Erteilung der Genehmigung ist nicht in das Ermessen der Behörde gestellt.
4. Die Regelung des Verhaltens der Behörde bei der Handhabung des § 10 EnWG ist in einer dem Art. 18 B-VG genügenden Weise durch die dem EnWG vorangestellte, einen Bestandteil des EnWG bildende und normativen Charakter aufweisende Präambel bestimmt.

Damit ist es der Energiewirtschaftsbehörde möglich geworden, entsprechend der großen volkswirtschaftlichen Bedeutung der Erdgasimporte ihre Verantwortung wahrzunehmen. Der Import großer Energiemengen hat Rückwirkungen auf die gesamte Volkswirtschaft und die nationale Sicherheit besonders in Krisenzeiten.

Insbesondere bedarf der Import von Gas auf festen Leitungswegen einer großen und sehr aufwendigen Infrastruktur sowohl bei den Importeuren als auch bei Abnehmern, so daß schon im Hinblick auf die großen notwendigen Investitionen eine langfristige und unlösbare Bindung an den Gasexporteur gegeben ist. Dem trägt die

übliche mindestens zehn- bzw. zwanzigjährige Laufzeit der Verträge bei internationalen Abschlüssen Rechnung. Wird Gas nur aus einer Destination importiert, ist überdies eine gewisse wirtschaftspolitische Abhängigkeit nicht völlig auszuschließen. Im Hinblick auf die seit der Erdölkrise 1973/74 ununterbrochen steigenden Gaspreise ist der Import großer Gasmengen aber vor allem ein Schlüsselproblem der österreichischen Handels- und Zahlungsbilanz geworden.

Das Erkenntnis hat aber auch für den gesamten weiteren Bereich der Gasversorgung wesentliche Bedeutung. Der VfGH hat schon im Erkenntnis Slg. 3640/1959 die ordnungsgemäße Überleitung der §§ 2, 4, 5 Abs. 1, 6 bis 8 und 11 des EnWG sowie deren Subsumierung unter die Kompetenztatbestände „Angelegenheiten des Gewerbes und der Industrie“ und „Enteignung“ festgestellt. Nunmehr ist aber durch die Klarstellung des normativen Charakters der Präambel in Hinkunft unbestreitbar, daß diese Bestimmungen auch dem Gebot der inhaltlichen Vorausbestimmtheit des Art. 18 B-VG genügen. Damit ist die volle Handhabung des EnWG im Recht der Versorgung mit Erdgas gegeben, also insbesondere bei der Konzessionserteilung gemäß § 5 EnWG, der Auskunftserteilung gemäß § 3, den Beanstandungs-, Untersagungs- und Anordnungsrechten des Ministers gemäß § 4 und der Anschluß- und Versorgungspflicht zu allgemeinen Bedingungen der Gasversorgungsunternehmen gemäß § 6.

Das Gesetz zur Förderung der Energiewirtschaft (Energiewirtschaftsgesetz) vom 13. Dezember 1935, DRGBI. I, Seite 1451, in Österreich durch die Verordnung über die Einführung des Energiewirtschaftsrechtes im Lande Österreich vom 26. Jänner 1939, DRGBI. I, Seite 83, GBIfÖ Nr. 156/1939 in Kraft gesetzt und mit allen zugehörigen Verordnungen, Erlässen und Anweisungen gemäß § 2 des Rechtsüberleitungsgesetzes, Staatsgesetzblatt Nr. 6/1945, in die österreichische Rechtsordnung übernommen, bindet für den Bereich der Gaswirtschaft im § 5 Abs. 1 die Aufnahme der öffentlichen Versorgung Dritter mit dem Energieträger Gas an die Genehmigung (Konzession) des Bundesministers für Handel, Gewerbe und Industrie. Die Genehmigung (Konzession) wird nach Durchführung eines sorgfältigen Ermittlungsverfahrens Konzessionswerbern unter bestimmten Bedingungen und Auflagen für ein geschütztes Versorgungsgebiet erteilt, sofern diese nachzuweisen vermögen, daß sie als Gegenleistung für die ihnen mit der Konzession im geschützten Versorgungsgebiet eingeräumten Monopolversorgungsrechte die umfangreichen Pflichten des öffentlichen Energieversorgers zu erfüllen in der Lage sind. Die rechts- und energiepolitischen Ziele für die öffentliche Versorgung sind in der Präambel des Energiewirtschaftsgesetzes, der normativer Charakter zukommt, festgelegt.

Der Aufbau von Systemen leitungsgebundener Energieversorgungen und die Sicherstellung des durch das öffentliche Versorgungsnetz zu befriedigenden Bedarfes bedeutet

- a) technisch die Errichtung eines komplexen hochintegrierten Systems — anschließend und aufbauend auf den Gewinnungs-, Transport- und Versorgungssystemen — einer Länder, Staaten und sogar Kontinente umfassenden nationalen und internationalen Gasversorgungswirtschaft,
- b) wirtschaftlich seitens des Versorgungsunternehmens eine Festlegung der Energieversorgungssysteme auf Jahrzehnte und seitens der Abnehmer beträchtliche Aufwendungen für abnehmereigene Anlagen und Geräte sowie
- c) finanziell die Bereitstellung einer in ebenso langen Zeiträumen zu amortisierenden großen Investitionssumme, den hohen Erhaltungsaufwand der Systeme, die Finanzierung der Lastenbeteiligung bei Gewinnung und Transport, finanzielle Garantie der jahrzehntelangen Abnahmeverpflichtungen und Bereitstellung der für den Import erforderlichen Devisen.

Die Allgemeinheit, die Wirtschaft, insbesondere die Energiewirtschaft und die verschiedenen Verbraucherkreise, sind also gleichermaßen notwendig und berechtigt an einer ausreichenden Stabilität der Versorgung interessiert, desgleichen an der volkswirtschaftlich notwendigen Konzentration der verfügbaren Investitionsmittel auf den als optimal erkannten Versorgungszweck unter Hintanhaltung preissteigernder Doppelinvestitionen durch einander überlagernde Energieversorgungsnetze. Die Aufgabe der öffentlichen Energieversorgung ist es nicht zuletzt, dem Verbraucher die ausreichende, sichere, preiswürdige und der technologischen Entwicklung entsprechende Energieversorgung zu gewährleisten — dies sowohl hinsichtlich der Betriebs- als auch der Versorgungssicherheit. Daraus ergibt sich der notwendige gesetzliche Auftrag der Energieaufsichtsbehörde, Unternehmen aus diesem volkswirtschaftlichen Grundwirtschaftsbereich fernzuhalten, deren Zuverlässigkeit sowie technische, wirtschaftliche und finanzielle Leistungsfähigkeit die sichere Erreichung dieser energiepolitischen Ziele der öffentlichen Versorgung nicht zweifelsfrei erwarten lassen. Aus dem Monopolrecht der Durchführung der öffentlichen Gasversorgung in einem bestimmten geschützten Versorgungsgebiet ergeben sich somit sehr umfangreiche öffentliche Pflichten des Versorgungsunternehmens, die nur dann wahrgenommen werden können, wenn ein Versorgungsunternehmen in einem ausreichend großen und versorgungstechnisch günstig strukturierten, geschützten Versorgungsgebiet die wirtschaftliche Basis aus seinen Monopolrechten erwirtschaften kann.

Die Energieaufsichtsbehörde hat daher im Ermittlungsverfahren festzustellen, ob eine Konzessionswerberin im Sinne der energiepolitischen Ziele des Gesetzes und der Bundesregierung in der Lage ist, in einem bestimmten Versorgungsgebiet zügig ein ausreichendes Versorgungsnetz zu errichten, über ausreichende Gasmengen zur Versorgung dieses Gebietes durch entsprechende langfristige Versorgungsverträge verfügt, eine technisch-organisatorisch und insbesondere finanziell ausreichend fundierte Organisation aufzubauen vermag sowie letztlich diese Leistungen (vor allem ein zeitlich und versorgungswirtschaftlich im öffentlichen Interesse rational gegliedertes Netzausbau- und Investitionsprogramm einschließlich der erforderlichen Speicherkapazität) in einem den öffentlichen Interesse entsprechenden Zeitraum zu Konditionen erbringen kann, die eine sichere und preiswerte Versorgung der verschiedenen Abnehmerkreise garantieren. Entsprechend der Präambel des Gesetzes und den erklärten energiepolitischen Zielen der Bundesregierung muß bei der Erteilung der Konzession weiters auf die möglichst optimale versorgungswirtschaftliche Koordinierung zwischen vorhandenen und zukünftigen öffentlichen Versorgungsträgern, insbesondere der Elektrizitäts-, Gas- und Wärmewirtschaft samt deren vorhandenen und auszubauenden Netzen Rücksicht genommen werden. Eine versorgungstechnisch überflüssige Überlagerung und Konkurrenzierung dieser Energieversorgungsnetze würde anders eine schädliche Vergeudung ohnehin zu knapper und teurer Investitionsmittel bedeuten und damit dem Grundsatz der sicheren und preiswerten Energieversorgung widersprechen.

In den österreichischen Bundesländern verfügen auf Grund der österreichischen Gasförderung und der davon ausgegangenen wirtschaftlichen und technischen Entwicklung nur Wien und Teile von Niederösterreich und Oberösterreich über relativ umfassend erschlossene und in der Verbraucherstruktur ausgewogene Versorgungsgebiete. Das Land Tirol verfügt als einziges Bundesland bisher und in naher Zukunft über keine Erdgasversorgung.

In verschiedenen Bundesländern steht die Erdgasversorgung erst in den Anfangsphasen eines Netzaufbaues. In anderen Bundesländern wurden Teile eines Grundversorgungsnetzes durch Vereinigungen industrieller Gasverbraucher errichtet, die in

verschiedenen gesellschaftsrechtlichen Formen derzeit noch wesentlich als Einkaufsvereinigung für den industriellen Gasbedarf ihrer Gesellschafter fungieren und den entsprechenden Gastransport besorgen. Aus der Struktur der Gesellschafter und dem damit vorgegebenen Unternehmensziel ergibt sich zwangsläufig, daß diese Unternehmen die Aufgaben einer öffentlichen Gasversorgung bisher nur unter großen Einschränkungen und Abstrichen zu erfüllen vermögen. Die mit der Verleihung der Monopolversorgungsrechte in großen Gebieten bis zum Ausmaß eines ganzen Bundeslandes verbundene Übernahme eines Komplexes umfangreicher öffentlicher Versorgungspflichten zusammen mit der erforderlichen Entwicklung eines für die öffentliche Regional- und Territorialversorgung geeigneten Netzes erzwingt daher eine teilweise Umstrukturierung der Unternehmensziele ebenso wie die Erweiterung der wirtschaftlichen und finanziellen Basis. In Erkenntnis dieser Entwicklung haben eine Reihe von Unternehmen um die Konzession gemäß § 5 dieses Gesetzes angesucht:

Steirische Ferngas Ges.m.b.H., Ortsgas Ges.m.b.H., Ostgas Ges.m.b.H., die Elektrizitätsversorgungsunternehmen STEG und HERESCH-Werke Fritzberg/Wildon, die Gemeinden Müzzzuschlag, Knittelfeld/Zeltweg, die Burgenländische Erdölgewinnungs Ges.m.b.H. und Burgenländische Gasgewinnungs Ges.m.b.H., die Kärntner Ferngas Ges.m.b.H., die OÖ Ferngas Ges.m.b.H., die Vorarlberger Erdöl- und Ferngas Ges.m.b.H. und die Dornbirner Erdgasversorgungs-Ges.m.b.H.

Um Erweiterung ihrer Versorgungskonzession haben angesucht:

Die Stadtbetriebe Linz, die Stadtwerke Salzburg, die Stadtwerke Graz AG.

Dem Elektrizitätsversorgungsunternehmen SAFE wurde eine befristete und bedingte Konzession gemäß § 5 dieses Gesetzes erteilt.

Gemeinsam mit der schrittweisen Umstrukturierung der Unternehmensziele auf die Erfordernisse der öffentlichen Versorgung ist die allmähliche Strukturänderung und Diversifizierung der Verbraucherkategorien und Verwendungsarten des Energieträgers Gas herbeizuführen.

Der Ausbau der Orts- und Regionsversorgung hat neue Versorgungspunkte im Bereich der Haushalte, des Gewerbes und der Kleinindustrien zu schaffen, womit ein von industriellen Produktionsschwankungen unabhängiger Abnahmebereich geschaffen wird, der zudem weitgehend preisunelastisch reagiert und wesentlich zur Umweltverbesserung beiträgt. Das Problem, daß diese Abnehmerkategorie in ihrem Bezug eine hohe Saisonabhängigkeit aufweist, während die Erdgasaufbringung nahezu jahreskonstant erfolgt, kann, abgesehen vom weiteren Ausbau der Erdgasspeicher, die allerdings wegen der relativ hohen Kosten auch künftig nur begrenzt zur Verfügung stehen werden, durch vermehrte Anwendung des Instruments der Abschaltverträge bei Großverbrauchern, die auch andere Brennstoffe verwenden können, gelöst werden.

8. FERNWÄRMEWIRTSCHAFT

8.1 Jüngste Entwicklung der Fernwärmewirtschaft

Die jüngste Entwicklung der Fernwärmewirtschaft, der Einsatz von Brennstoffen, die nutzbare Abgabe von Wärme und elektrischer Energie, die Ausdehnung des Wärmeverteilungsnetzes und die Zahl der in der Fernwärmewirtschaft Beschäftigten, sind der folgenden Tabelle zu entnehmen.

	1976	1977
Einsatz von: Steinkohle (t)	21.913	11.949
Braunkohle (t)	514.286	510.772
Heizöle (t)	253.636	266.124
Erdgas (Nm ³)	76.061.867	74.921.771
Abfälle (t)	214.141	219.588
Stromerzeugung brutto (GWh)	882,319	849,560
Stromverkauf, Nettoerzeugung (GWh)	792,223	759,423
nutzbare Wärmeabgabe ab Werk (TJ)	11.499,112	12.175,247
Wärmeverkauf (TJ)	10.150,942	10.726,774
Primärnetz (km)	380,810	399,15
Zahl der Wärmelieferverträge	5.050	5.241
Beschäftigte	917	1.089

In diesem Zusammenhang soll darauf hingewiesen werden, daß die Fernheiznetze von 1973 bis 1977 von rund 320 km auf 399 km Gesamtlänge erweitert wurden. In einem 5-Jahreszeitraum hat somit die Netzlänge um 79 km oder 24,7% zugenommen.

In der Studie „Kraft-Wärme-Kupplung im Bereich der öffentlichen Versorgung“ (Anhang I [18]) wird unter anderem ein Fernheizkraftwerk mit Gegendruckturbine mit der Kombination eines Kondensationskraftwerkes und Zentralheizungsanlagen verglichen. Unter der Voraussetzung, daß dieses Fernheizkraftwerk und das Kondensationskraftwerk gleiche Strommengen erzeugen und die von der Kraft-Wärme-Kupplung (KWK) an die Abnehmer abgegebene Wärmeenergie mit jener in den Zentralheizungsanlagen erzeugten übereinstimmt, ergibt sich unter Berücksichtigung der Heiznetzverluste von 10,3%, der Annahme eines mittleren Wärmeverbrauches in einem modernen Kondensationskraftwerk von 8,8 MJ/kWh und eines durchschnittlichen Nutzungsgrades einer Ölfeuerungsanlage von 60% eine Ersparnis an Primärenergie von 34%.

Die Kraft-Wärme-Kupplung bringt eine zumindest teilweise Verwertung der Abfallwärme.

Die Umweltbelastung durch Fernheizkraftwerke ist um Größenordnungen geringer als die durch Einzelfeuerungen gleicher Wärmeleistung.

Gegenwärtig sind Fernheizkraftwerke in Graz, Klagenfurt, Mödling, Pinkafeld, Salzburg, St. Pölten, Wels, Wien, Linz und Kirchdorf a. d. Krems installiert.

80

Die Länge des Fernheiznetzes in der Stadt St. Pölten ist bis 1978 auf 39 km angewachsen. Die Zahl der Hausanschlüsse betrug Ende 1978 690. Die Wärmeleistung ist von 4,1 MW im Jahre 1950 auf 117 MW im Jahre 1978 expandiert. Sämtliche öffentliche Gebäude, Schulen, das Allgemeine öffentliche Krankenhaus der Stadt St. Pölten sind an das Fernwärmenetz angeschlossen. St. Pölten besitzt deshalb, bezogen auf die versorgbaren Objekte, die höchste Versorgungsdichte mit Fernwärme in Österreich.

Das Fernwärmenetz der Stadt Kufstein wird von einem Fernheizwerk mit Brennstoff Butan und von einem Heizkraftwerk mit Abwärmeverwertung eines Dieselmotors versorgt werden. An das Heiznetz werden jährlich 25.000 MWh thermische Energie abgegeben, davon 6.000 MWh von der Abwärme aus der Dieselanlage. Geplant ist die Errichtung einer Müllverbrennungsanlage mit Kraft-Wärme-Kupplung, aber auch Kohle wird als Brennstoff in Aussicht genommen.

8.2 Künftige Entwicklung der Fernwärmewirtschaft

8.2.1 Künftige Entwicklung der Fernwärmewirtschaft nach den Planungen der Unternehmen.

Der von der Fernwärmewirtschaft geplante Verbrauch an Brennstoffen in der Periode 1978 bis 1990, wie die von ihr vorausgesehene Abgabe von Wärme und elektrischer Energie ist den folgenden Tabellen zu entnehmen.

1. Der Brennstoffeinsatz der österreichischen Fernwärmeversorgungsunternehmen

	Steinkohle t	Braunkohle t	Heizöl t	Erdgas in Mio Nm ³	Abfälle t
1978	14.700	530.300	274.000	77,2	226.500
1979	17.500	549.800	281.900	79,6	234.300
1980	20.300	569.300	289.800	81,9	242.100
1981	23.100	588.700	297.800	84,2	249.900
1982	25.900	608.200	305.700	86,5	257.700
1983	28.700	627.700	313.600	88,9	265.600
1984	31.500	647.200	321.500	91,2	273.400
1985	34.300	666.700	329.400	93,5	281.200
1986	37.100	686.200	337.300	95,8	289.000
1987	39.900	705.700	345.200	98,2	296.800
1988	42.700	725.200	353.100	100,5	304.600
1989	45.500	744.700	361.000	102,8	312.400
1990	48.300	764.200	368.900	105,1	320.200

2. Die Energieabgabe der österreichischen Fernwärmeversorgungsunternehmen

	Nutzbare Wärmeabgabe ab Werk TJ	Stromerzeugung brutto GWh
1978	12.600	900
1979	12.960	1.600
1980	13.680	1.600
1981	14.040	1.600
1982	14.400	1.600
1983	15.120	1.600
1984	15.480	1.600
1985	15.840	1.750
1986	16.560	1.750
1987	16.920	1.750
1988	17.280	1.750
1989	18.000	1.750
1990	18.360	1.750

Die einzelnen geplanten Bauvorhaben, durch die diese Entwicklung erreicht werden soll, wurden vom Fachverband der Gas- und Wärmeversorgungsunternehmen, der die Zusammenfassung der Unternehmensplanungen durchführte, nicht angegeben.

8.2.2 Feststellungen zu den Unternehmensplanungen

8.2.2.1 Brennstoffeinsatz

Zum geplanten Brennstoffeinsatz in neu zu errichtenden Heizkraftwerken ist zu sagen, daß der Einsatz von Abfällen und Braunkohle sowie Steinkohle auf Kosten des Einsatzes von Heizöl und Erdgas bevorzugt werden sollte. Bei Steinkohle und den meisten Abfällen ist auf Grund der heutigen Technologie im allgemeinen nicht mit einer unzulässigen Belastung der unmittelbaren Umgebung des Fernheizkraftwerkes zu rechnen.

Bei bestehenden Heizkraftwerken, in welchen eine Umrüstung auf Abfälle, Braunkohle und Steinkohle aus umweltbedingten Gründen nicht möglich ist, erscheint der Einsatz von Gas oder Heizöl mit der Begründung einer besseren Energieausnutzung durch die Erzeugung von Strom und Wärme gerechtfertigt.

8.2.2.2 Erweiterung der Fernwärmeversorgung

Zunächst ist festzustellen, daß in den Angaben über die Unternehmensplanungen eine Anzahl mittlerweile bekanntgewordener Fernwärmeversorgungen, wie etwa die Anspeisung von Graz vom Kraftwerk Werndorf, die Versorgung des Raumes Voitsberg — Köflach vom Dampfkraftwerk Voitsberg III und die beabsichtigte Errichtung des Heizkraftwerkes II in Klagenfurt offenbar nicht aufscheinen. Die bereits bestehenden Fernheizkraftwerke sehen die Möglichkeit einer Erweiterung ihrer Kapazitäten bis auf 55.511 TJ/a Wärmeabgabe und einer Steigerung der installierten elektrischen Leistung auf 730 MW vor.

Angesichts der ständig wachsenden Bedeutung, die ein rationeller Brennstoffeinsatz in der Zukunft haben wird, hat sich die STEWEAG nunmehr entschlossen, die Wärmeversorgung unter Anwendung der Kraft-Wärme-Kupplung neben der Stadt Graz auch auf die übrigen Teile der Steiermark auszudehnen. Voraussetzung hierfür war eine Koordinierung mit der Steirischen Ferngas Ges.m.b.H. Diese Koordinierung konnte in einer auch für die übrigen Bundesländer beispielgebenden Weise erreicht werden.

Die STEWEAG beabsichtigt somit in Zukunft die Funktion einer Energieversorgungsgesellschaft auszuüben, die nicht nur die Stromversorgung, sondern auch die Fernwärmeversorgung unter Einschluß der Heizkraftkupplung in dezentralisierten, kleinen Anlagen in Abstimmung mit der Gasversorgung zu einheitlichen Tarifen im Land Steiermark übernehmen wird.

Die STEWEAG wird noch in diesem Jahr mit der Errichtung einiger dezentralisierter Pilotanlagen beginnen, um praktische Erfahrungen hinsichtlich des Betriebsverhaltens und der Wirtschaftlichkeit zu sammeln.

Auch im Bundesland Salzburg wird zur Zeit versucht, zu einer überregionalen, ähnlich günstigen Lösung des Problems der Raumbeheizung mit Fernwärme aus Kraft-Wärme-Kupplungs-Anlagen zu gelangen.

Fernwärmenetze sollten primär mit der Abwärme von Anlagen, die auch der Stromerzeugung dienen, versorgt werden. Die Errichtung von bloßen Fernheizwerken wird nicht empfohlen. Solche Werke sollen nur in Netze, die die Abwärme von Stromerzeugungsanlagen verwerten, zum Spitzenausgleich einspeisen. Das Fernheizwerk Innsbruck sollte daher möglichst in ein Fernheizkraftwerk umgestaltet werden.

Fernwärme kann in Anlagen, die aus Elektrizitätswirtschaftlichen Gründen ohnehin als reine Stromerzeugungsanlagen gebaut werden müßten, besonders kostengünstig bereitgestellt werden. Da Fernwärme nicht über weite Entfernungen wirtschaftlich transportiert werden kann, wären unter Berücksichtigung der stromwirtschaftlichen Anforderungen verbrauchernahe Kraftwerksstandorte anzustreben. Selbst bei Lieferung großer Wärmemengen in Räume hoher Abnahmedichte sollte die Entfernung bei Transport von Heißwasser 15 km bis 25 km nicht überschreiten. Auf diese Gegebenheiten wäre bei der Standortplanung der Gebietskörperschaften und Versorgungsunternehmen Rücksicht zu nehmen.

Nach der vom Bundesministerium für Handel, Gewerbe und Industrie veranlaßten und Ende 1977 veröffentlichten Untersuchung (Anhang I [18]) könnte darüber hinaus aber noch eine wesentlich stärkere Erweiterung der Fernwärmeversorgung erfolgen, als die Unternehmensplanungen unter Einschluß der vorhin erwähnten Ergänzungen derzeit vorsehen.

Besonders interessante potentielle Regionen für neu zu errichtende Fernheizkraftwerke sind:

Wr. Neustadt, Baden, Krems a. d. Donau, Steyr, Villach, Feldkirch, Dornbirn, Bregenz und Innsbruck.

Bei den Überlegungen, die in der erwähnten Untersuchung angestellt wurden, wurde davon ausgegangen, daß in den Gemeinden, in denen eine Fernwärmeversorgung infolge ausreichender Wärmedichte wirtschaftlich in Betracht kommt, auch alle Arbeitsplätze mit Fernwärme versorgt werden.

Wien ist mit nahezu 20% des gesamten Niedertemperaturwärmebedarfes von Österreich der größte potentielle Fernwärmeversorgungsschwerpunkt. Die Situierung von Versorgungsschwerpunkten im Norden und vor allem im Süden von Wien, läßt das langfristige Ziel eines Verbundsystems für Fernwärme allein aus der Sicht des regionalen Wärmebedarfes realistisch erscheinen.

Ähnliche Verbundsysteme mit geringeren Absolutwerten des Wärmebedarfes bieten sich im Zentralraum Salzburg, im Inntal, in Innsbruck und im Murtal an.

Insgesamt würden sich dabei in den Zentralräumen beim Endausbau folgende Leistungen ergeben:

Zentralraum	installierte Leistung	
	thermisch (MW)	elektrisch (MW)
Wien	6.137	1.510,0
Salzburg	778	191,5
Tirol	587	149,0
Steiermark (Mur-Knie)	301	77,5
Gesamt:	7.803	1.928,0

Den Modellrechnungen bei der eingangs erwähnten Untersuchung (Anhang I [18]) werden drei verschiedene Blocksysteme mit folgenden Leistungswerten zugrunde gelegt:

1. $P_{\text{therm}} = 29,07 \text{ MW}$ ($P_{\text{el}} = 6,5 \text{ MW}$)
2. $P_{\text{therm}} = 58,14 \text{ MW}$ ($P_{\text{el}} = 14,0 \text{ MW}$)
3. $P_{\text{therm}} = 116,28 \text{ MW}$ ($P_{\text{el}} = 28,5 \text{ MW}$)

Diese Leistungseinheiten wurden als hypothetische Arbeitsannahmen zugrunde gelegt. Konkrete Ausbauplanungen haben sich an den regionalen Gegebenheiten zu orientieren. Auf die Erörterungen in Kapitel 9.5, 10.4.4 und 12.1.1 wird verwiesen.

9. ELEKTRIZITÄTSWIRTSCHAFT

9.1 Das Wasserkraftpotential und dessen Beurteilung

9.1.1 Das gesamte Wasserkraftpotential Österreichs

Daten über das Wasserkraftpotential von 44 inländischen Flußsystemen sind vor längerer Zeit im Österreichischen Wasserkraftkataster zusammengefaßt und vom Bundesministerium für Handel und Wiederaufbau herausgegeben worden. Dieser Kataster wurde inzwischen in den Wasserwirtschaftskataster (WWK) integriert, der vervollständigt nunmehr vom Bundesministerium für Land- und Forstwirtschaft herausgegeben wird. Diese umfangreichen Unterlagen sind die insgesamt zur Verfügung stehenden authentischen Grundlagen hinsichtlich der Nutzung der großen, mittleren und auch der kleinen inländischen Wasserkräfte.

Das nach wirtschaftlichen Gesichtspunkten ausbauwürdige Potential ist in den letzten zwei Jahrzehnten mehrmals ermittelt worden und hat sich in diesem Zeitraum als weitgehend konstant erwiesen. Erst in letzter Zeit führten wirtschaftliche Gegebenheiten, wie die rasche Steigerung der Brennstoffkosten, wie die Tendenz zu ihrer weiteren Verteuerung und technische Möglichkeiten, die z. B. in einer fortgeschrittenen Bautechnologie zu sehen sind, zu einer Erhöhung des Wertes des wirtschaftlich ausbauwürdigen Wasserkraftpotentials in größeren Kraftwerksanlagen. Hierbei sind mögliche Beschränkungen aus Gründen des Umwelt- und Landschaftsschutzes zunächst nicht berücksichtigt.

Der für den Stand 31. 12. 1978 festgestellte Wert dieses ausbauwürdigen Potentials für das Regeljahr ist 49.246 GWh/a. Er ist somit um 5.146 GWh/a höher als der im Energieplan 1976 angegebene Wert. Zufolge Schwankungen in der Wasserführung können in einzelnen Jahren erfahrungsgemäß Abweichungen bis zu 16% von diesem Wert eintreten.

Die nachfolgenden Tabellen enthalten Übersichten über die Verteilung des wirtschaftlich ausbaufähigen Wasserkraftpotentials auf die Einzugsgebiete der großen Flüsse bzw. auf die Bundesländer und geben Auskunft über die bereits erfolgte Nutzung, den derzeitigen Ausbau und die noch vorhandenen Reserven.

9.1.2 Die Talsperren Österreichs

Sowohl elektrizitätswirtschaftlich — sie liefern bekanntlich wertvolle elektrische Spitzenenergie — als auch bautechnisch spielen Speicherwerke eine besondere Rolle. Die neuen technischen Entwicklungen erlauben den Bau von sehr hohen Sperren ohne Verlust an Sicherheit oder Wirtschaftlichkeit.

Die erste noch als Gewichtsmauer errichtete Sperre über 50 m Höhe war die 1930 fertiggestellte Vermuntsperrre. Die der Glockner-Kaprun-Werksgruppe angehörigen Sperren (Limberg-, Mooser- und Drossensperre) waren die ersten über 100 m hohen Talsperren, bei denen gleichzeitig die Bauweise als reine Gewichtsmauern aufgegeben wurde.

Gereicht nach Nennbelastung ergibt sich für die neueren, über 100 m hohen Sperren und Dämme folgendes Bild: Kölnbreinsperre (Malta, Höhe 200 m), Schlegeissperre (Zemm, Höhe 131 m), Gepatschdamm (Kaunertal, Höhe 153 m), Sperre Kops (Montafon, Höhe 122 m) und der Oscheniksee-Damm (Fragant, Höhe 116 m).

Die von der österreichischen Staubeckenkommission bereits behandelten Sperrenprojekte Zillergründl und Dabaklamm erreichen Höhen von 180 bzw. 220 m.

Ausgebautes und noch wirtschaftlich ausbauwürdiges Wasserkraftpotential; Stand 31. Dezember 1978

Regelarbeitsvermögen in GWh/a

Flußgebiet	Bestand			im Bau			Projekte			insgesamt		
	Lauf	Speicher	Summe	Lauf	Speicher	Summe	Lauf	Speicher	Summe	Lauf	Speicher	Summe
Donau (Enns, unterer Inn)	11.524	643	12.167	1.590	201	1.791	7.555	1.052	8.607	20.669	1.896	22.565
Mur und Raab	908	91	999	75	—	75	1.154	93	1.247	2.137	184	2.321
Drau	2.447	1.404	3.851	416	202	618	2.034	2.581	4.615	4.897	4.187	9.084
Salzach	606	1.529	2.135	—	98	98	1.196	1.059	2.255	1.802	2.686	4.488
ob. Inn, Lech	1.611	2.182	3.793	29	515	544	1.003	2.338	3.341	2.643	5.035	7.678
Rhein	410	1.477	1.887	—	227	227	377	619	996	787	2.323	3.110
Gesamt	17.506	7.326	24.832	2.110	1.243	3.353	13.319	7.742	21.061	32.935	16.311	49.246
Anteile in %												
Lauf-KW	53	—	—	6	—	—	41	—	—	100	—	—
Speicher-kW	—	45	—	—	8	—	—	47	—	—	100	—
Gesamt	36	15	51	4	2	6	27	16	43	67	33	100

Ausgebautes und noch wirtschaftlich ausbauwürdiges Wasserkraftpotential; Stand 31. Dezember 1978 (nach Bundesländern geordnet)

Regelarbeitsvermögen in GWh/a

Bundesland	Bestand			im Bau			Projekte			insgesamt		
	Lauf	Speicher	Summe	Lauf	Speicher	Summe	Lauf	Speicher	Summe	Lauf	Speicher	Summe
Niederösterreich	3.856	102	3.958	371	—	371	6.544	427	6.971	10.771	529	11.300
Oberösterreich	7.207	226	7.433	1.219	—	1.219	927	300	1.227	9.353	526	9.879
Steiermark	1.294	383	1.677	75	201	276	1.208	337	1.545	2.577	921	3.498
Kärnten	2.494	1.344	3.838	416	202	618	1.312	1.711	3.023	4.222	3.257	7.479
Salzburg	606	1.553	2.159	—	98	98	1.196	1.059	2.255	1.802	2.710	4.512
Tirol	1.639	2.241	3.880	29	515	544	1.755	3.289	5.044	3.423	6.045	9.468
Vorarlberg	410	1.477	1.887	—	227	227	377	619	996	787	2.323	3.110
Gesamt- österreich	17.506	7.326	24.832	2.110	1.243	3.353	13.319	7.742	21.061	32.935	16.311	49.246
Anteil in %	36	15	51	4	2	6	27	16	43	67	33	100

Der Bauaufwand (Bauwerksvolumen/Nennbelastung) und die Gründungskennzahl (Gesamtaushub/Sperrenvolumen) der drei höchsten bestehenden und projektierten Sperren Kölnbrein, Zillergründl und Dabaklamm unterscheiden sich kaum (0,42 bis 0,47 m³/t bzw. 0,27 bis 0,43 m³/m³). Lediglich beim Stauerfolg (Nutzinhalt/Nennbelastung) liegt die Dabaklammsperre mit 108,8 m³/t auf Grund topographischer Gegebenheiten wesentlich günstiger als die Kölnbreinsperre (52,6 m³/t) und die Sperre Zillergründl (42,4 m³/t).

Für weitere Informationen bezüglich technischer Daten von österreichischen Talsperren darf auf die Literatur verwiesen werden¹⁾.

Da bei Großspeicherprojekten zumeist auch die Möglichkeit der Pumpspeicherung gegeben ist, kann der Bau reiner Pumpspeicherwerke zunächst weiter hinausgezögert werden. Die beiden Großprojekte Osttirol und Westtirol allein repräsentieren mit rund 2500 GWh/a ein Drittel des noch ausbaubaren Speicherpotentials Österreichs (siehe Tabellen unter Punkt 9.1.1).

Der Fortschritt in der Talsperren-Technik erlaubt den Bau von Großspeichern mit immer höheren Sperren. Dieser Sachverhalt hat insofern positive Auswirkungen auf die Landschaft, als dadurch gegenüber der Errichtung mehrerer kleiner Anlagen bei praktisch gleicher Energiegewinnung nur wenige hochgelegene Talböden betroffen sind.

Die Großspeicher haben außerdem eine Reihe von Nebeneffekten, die sie zu Mehrzweckanlagen machen. So wird der Abfluß im Winter zur Niederwasserzeit erheblich aufge bessert, die Becken dienen auch zur Hochwasserretention und durch die Bauaufschließung wird ein Beitrag zur Infrastruktur der Gegend geleistet, der in einer Belebung des Fremdenverkehrs merkbar wird.

9.1.3 Beurteilung des Potentials und der Ausbaumöglichkeit der kleinen Wasserkräfte

Bei der Beurteilung des Potentials und der Ausbaumöglichkeit der kleinen Wasserkräfte ist zu beachten, daß der im Wasserwirtschaftskataster angegebene obere Wert des Wasserkraft-Rohpotentials bei weitem nicht voll nutzbar ist. Gründe hierfür sind u.a. die örtlichen und technischen Gegebenheiten sowie der Umstand, daß bei kleinen Wasserläufen auch kleine Wasserentnahmen bereits relativ große Beeinflussungen zur Folge haben können. In einer Studie²⁾ über die Möglichkeiten des Einsatzes von Kleinwasserkraftwerken wurde am Beispiel eines Flusses ermittelt, daß die diesem Fall von einem Rohpotential von rund 52,6 GWh/a aus den angeführten Gründen bestenfalls 12 GWh/a mit 70 Neuanlagen nutzbar wären; das sind rund 23% des Rohpotentials. Mit bestehenden Anlagen werden zur Zeit tatsächlich nur 1,6 GWh/a genützt; das sind 3%.

Aus der vom Bundesministerium für Handel, Gewerbe und Industrie im Abstand von 5 Jahren herausgegebenen „Bestandsstatistik der Unternehmungen und Kraftwerke in Österreich“ wurden die 1974 bestehenden Klein-Wasserkraftwerke mit einer Engpaßleistung von 10 kW bis 2 MW entnommen und kumuliert in der folgenden Tabelle ausgewiesen. Die Aufstellung weist auch den Beitrag aus, den die bestehenden Kleinwasserkraftwerke zur Bedarfsdeckung leisten.

¹⁾ z. B. R. PARTL; „Statistik 1977 der großen Talsperren und Flußstauwerke Österreichs“ im Heft 24 der „Talsperren Österreichs“, herausgegeben von: Österr. Staubeckenkommission, Österreichischer Wasserwirtschaftsverband, Österreichisches Nationalkomitee der internationalen Talsperrenkommission, Wien 1977.

²⁾ z. B. R. PARTL nicht veröffentlicht.

Wasserkraft- werke mit einer EPL von	EVU Arb.-Vermögen			Industrie-Eigenanlagen Arb.-Vermögen			insgesamt Arb.-Vermögen		
	Anz.	GWh	%*)	Anz.	GWh	%*)	Anz.	GWh	%*)
10 — 20 kW	15	1,1	0,00	116	8,0	0,03	131	9,1	0,03
20 — 50 kW	43	7,3	0,03	238	38,6	0,12	281	45,9	0,15
10 — 50 kW	58	8,4	0,03	354	46,6	0,15	412	55,0	0,18
50 — 100 kW	71	25,8	0,08	179	58,0	0,19	250	83,8	0,27
10 — 100 kW	129	34,2	0,11	533	104,6	0,34	662	138,8	0,45
100 — 200 kW	84	56,9	0,19	145	93,8	0,30	229	150,7	0,49
10 — 200 kW	213	91,1	0,30	678	198,4	0,64	891	289,5	0,94
200 — 500 kW	78	118,9	0,38	142	224,8	0,73	220	343,7	1,11
10 — 500 kW	291	210,0	0,68	820	423,2	1,37	1.111	633,2	2,05
500 — 1000 kW	51	177,3	0,58	38	130,7	0,42	89	308,0	0,99
10 — 1000 kW	342	387,3	1,25	858	553,9	1,79	1.200	941,2	3,04
1000 — 2000 kW	33	228,8	0,74	18	134,4	0,44	51	363,2	1,18
10 — 2000 kW	375	616,1	1,99	876	688,3	2,23	1.251	1.304,4	4,22

*) Anteil am Gesamtverbrauch im Jahre 1974 (30.922) GWh).

Wesentliche Anstöße für einen Bau weiterer Kleinkraftwerke sind vom Verbundbetrieb mit dem Netz einer Landesgesellschaft (EVU), von der Abnahmegarantie für den Strom und von einem angemessenen Tarif für den gelieferten Strom zu erwarten. Im Elektrizitätswirtschaftsgesetz 1975 sind im § 8 Bestimmungen aufgenommen worden, die eine Verbesserung der bisherigen Situation herbeiführen sollen.

Hinsichtlich der finanziellen Förderungsmöglichkeiten der Kleinkraftwerke wird auf Kapitel 13 verwiesen.

Realistisch kann das durch kleine Wasserkraftanlagen technisch nutzbare Potential mit 3000 bis 4000 GWh/a beziffert werden; dieses Potential tritt zu dem in Abschnitt 9.1.1 ausgewiesenen hinzu.

In welchem Umfang das Potential tatsächlich genutzt werden wird, hängt wohl auch von der unternehmerischen Initiative sowie von den Aspekten des Umwelt- und Landschaftsschutzes ab.

Bestimmend sind aber die energiewirtschaftlichen Bedingungen, die durch das Energie- und Leistungsangebot einerseits und den Netzbedarf andererseits vorgegeben sind und letztlich auch bei der Tarifgestaltung ihren Niederschlag finden.

9.2 Entwicklung der spezifischen Baukosten in der Elektrizitätswirtschaft

In Tabelle 9.2.1 und dem Diagramm 9.2.1 sind die spezifischen Gesamtkosten (S/kWh und S/kW) für eine Reihe von Kraftwerken in der Zeit von 1965 bis 1978 zu laufenden Preisen ausgewiesen.

Tabelle 9.2.2 und Diagramm 9.2.2 zeigen die gleichen Quotienten, jedoch wertkorrigiert (bezogen auf den Baukostenindex 1970 = 100).

Die Gegenüberstellung der mittleren Ausbaurkosten pro kWh für die betrachteten

Jahr	Index	Laufkraftwerke		Speicherkraftwerke	
		Laufende Preise S/kWh	wertkorrigiert S/kWh	Laufende Preise S/kWh	wertkorrigiert S/kWh
1965	75	1,40—2,00	1,90—2,70	2,70	3,60
1970	100	2,30—2,70	2,30—2,70	4,50	4,50
1975	168	2,50—3,90	1,50—2,30	6,30	3,80
1978	221	2,70—4,70	1,20—2,10	7,40	3,30

Kraftwerke zeigt zwar eine Zunahme der spezifischen Kosten zu laufenden Preisen, jedoch eine generell abnehmende Tendenz der wertkorrigierten spezifischen Werte.

Die Begründung hierfür ist eine weitgehende Rationalisierung in der Bauindustrie, eine Verbesserung des Maschinenparks sowie eine höhere Effizienz neuer Bautechnologien und -verfahren. Durch diese Entwicklung konnten auch jene Kostensteigerungen abgefangen werden, die sich bei hydraulischen Kraftwerken — insbesondere bei Speicherkraftwerken — durch den Ausbau der Projekte in der Reihenfolge ihrer Wirtschaftlichkeit ergeben, sowie jene Kosten, die sich durch die Erfüllung der Auflagen für den Umwelt- und Landschaftsschutz ergeben. Für den weiteren Ausbau werden von der Elektrizitätswirtschaft folgende spezifische Ausbaurkosten auf der Preisbasis 1. 1. 1978 angegeben:

7.000,— S/kW für Ölkraftwerke

9.700,— S/kW für Kohlekraftwerke

4.200,— S/kW für Gasturbinen

rund 12.000,— S/kW für Speicherkraftwerke

Schließlich zeigt die Tabelle 9.2.3 die Entwicklung der Kostenindices für Freileitungen und Trafoanlagen, bezogen auf 1970 = 100.

Tabelle 9.2.1: Entwicklung der spezifischen Kosten (S/kWh und S/kW) für Kraftwerksbauten, zu laufenden Preisen

Inbetriebnahme	Laufkraftwerke			Speicherkraftwerke	Dampfkraftwerke	Gasturbinen-Kraftwerke
	Enns	Donau	Drau			
1965	St. Pantaleon 1,77/9.817,-		Edling 1,75/9.386,-	Kaunertal —/7.500,-	Simmering BKW 4 —/6.202,- (Kohle, Heizöl, Erdgas)	
1967					Simmering BKW 5 —/6.350,- (Heizöl und Erdgas)	
1968	Garsten 2,23/9.836,-	Wallsee 2,20/13.797,-	Feistritz 2,17/10.587,-		Werndorf 1 —/3.300,- (Ölbasis)	
1970	Weyer 2,28/10.678,-			Kops —/5.714,-	Simmering BKW 6 —/6.791,- (Heizöl und Erdgas)	
1971				Zemm 5,59/7.652,-		
1972	Schönau 2,38/11.196,-					
1973					Donaustadt BKW 1 —/5.253,- (Heizöl und Erdgas)	Theiß A —/2.090,-

Tabelle 9.2.1: Entwicklung der spezifischen Kosten (S/kWh und S/kW) für Kraftwerksbauten, zu laufenden Preisen (Fortsetzung)

Inbetriebnahme	Laufkraftwerke			Speicherkraftwerke		Dampfkraftwerke	Gasturbinen-Kraftwerke
	Enns	Donau	Drau				
1974		Ottensheim 2,49/15.078,-	Rosegg 3,07/14.200,-			Theiß A —/4.500,-	Leopoldau —/4.109,- Timelkam —/3.671,-
1975	Klaus 4,63/18.463,-		Ferlach 3,55/15.907,-			Korneuburg II —/4.832,- (Gas-/Ölbasis) Werndorf 2 —/4.520,- (Heizöl) Donaustadt BKW 2 —/5.744,- (Heizöl und Erdgas)	
1976		Altenwörth 2,59/15.770,-		Rodund II —/2.949,-			
1978				Malta 11,72/10.695,-	Fragant 4,87/7.202,-	Theiß B —/4.360,- (komb. Gas-, Dampfturbine) Simmering BKW 1/2 —/3.921,- (Heizöl und Erdgas)	

Diagramm 9.2.1: Entwicklung der spezifischen Kosten (S/kW) für Kraftwerksbauten zu laufenden Preisen

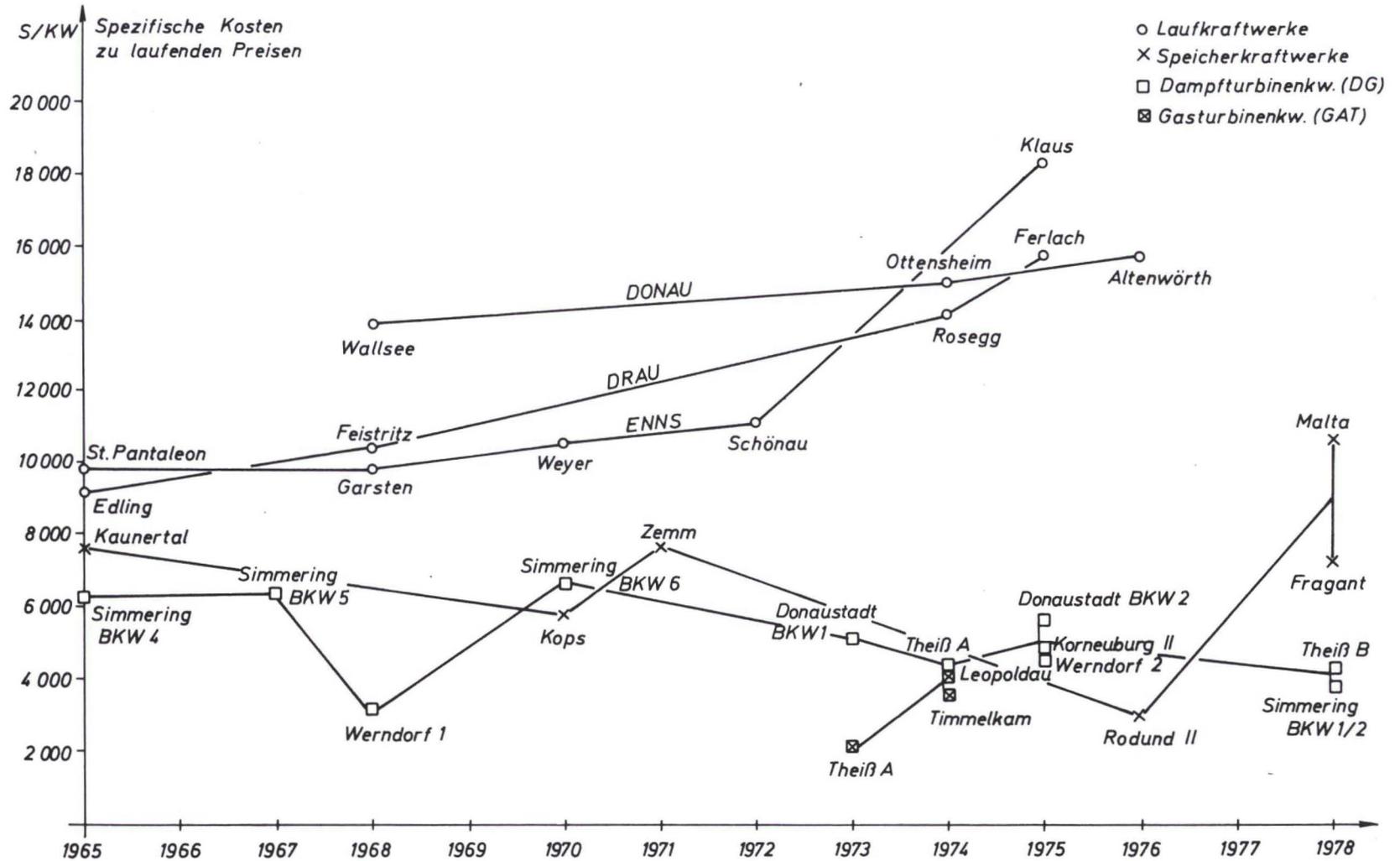


Tabelle 9.2.2: Entwicklung der spezifischen Kosten (S/kWh und S/kW) für Kraftwerksbauten bezogen auf den Index: 1970 = 100 (wertkorrigiert)

Inbetriebnahme	Index	Laufkraftwerke			Speicherkraftwerke	Dampfkraftwerke	Gasturbinenkraftwerke
		Enns	Donau	Drau			
1965	75	St. Pantaleon 2,36/13.089,-		Edling 2,33/12.515,-	Kaunertal —/10.000,-	Simmering BKW 4 —/8.269,- (Kohle, Heizöl, Erdgas)	
1967	80					Simmering BKW 5 —/7.938,- (Heizöl und Erdgas)	
1968	83	Garsten 2,69/11.851,-	Wallsee 2,65/16.623,-	Feistritz 2,61/12.755,-		Werndorf I —/3.976,- (Ölbasis)	
1970	100	Weyer 2,28/10.678,-			Kops —/5.714,-	Simmering BKW 6 —/6.791,- (Heizöl und Erdgas)	
1971	111				Zemm 5,04/6.894,-		
1972	121	Schönau 1,97/9.253,-					
1973	130					Donaustadt BKW 1 —/4.041,- (Heizöl und Erdgas)	Theiß A —/1.608,-

Tabelle 9.2.2: Entwicklung der spezifischen Kosten (S/kWh und S/kW) für Kraftwerksbauten bezogen auf den Index: 1970 = 100 (wertkorrigiert) — Fortsetzung

Inbetriebnahme	Index	Laufkraftwerke			Speicherkraftwerke	Dampfkraftwerke	Gasturbinenkraftwerke
		Enns	Donau	Drau			
1974	138		Ottensheim 1,80/10.926,-	Rosegg 2,68/10.290,-		Theiß A —/3.297,-	Leopoldau —/2.978,- Timelkam —/2.660,-
1975	168	Klaus 2,76/10.990,-		Ferlach 2,11/9.468,-		Korneuburg II —/2.876,- (Gas-/Ölbasis) Werndorf 2 —/2.690,- (Heizöl) Donaustadt BKW 2 —/3.419,- (Heizöl und Erdgas)	
1976	176		Altenwörth 1,47/8.960,-		Rodund — / 1.676,-		
1978	221				Malta 5,30/4.839,-	Fragant 2,20/3.259,-	Theiß B —/1.973,- (komb.Gas-Dampfturb.) Simmering BKW 1/2 —/1.774,- (Heizöl und Erdgas)

Diagramm 9.2.2: Entwicklung der spezifischen Kosten (S/kW) für Kraftwerksbauten bezogen auf den Index: 1970 = 100 (wertkorrigiert)

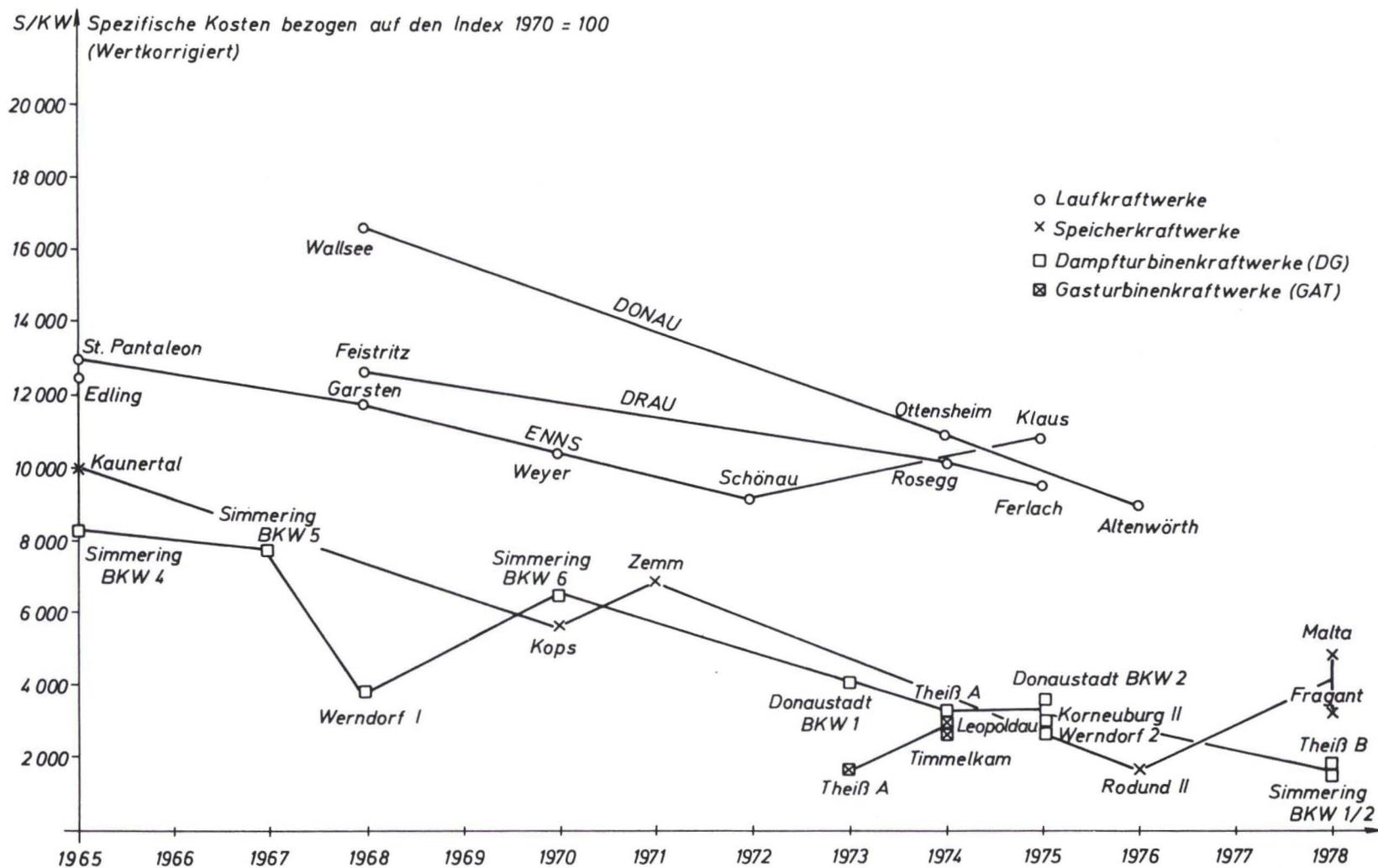


Tabelle 9.2.3: Entwicklung der Kostenindizes für Verteilungsanlagen

	Freileitungen				Trafostationen	
	220 kV	110 kV	20 kV	220/380 V	gemauert	Maststationen
1965	84	86	81	74	82	77
1966	86	90	89	79	87	81
1967	87	92	91	84	89	85
1968	89	95	93	90	92	88
1969	90	97	95	96	94	92
1970	100	100	100	100	100	100
1971	127	108	119	119	110	117
1972	138	130	133	129	111	120
1973	166	148	169	156	124	134
1974	187	174	171	184	126	145
1975	207	193	211	210	137	161
1976	213	188	207	210	137	157
1977	233	210	223	231	147	165

9.3 Entwicklung der E-Wirtschaft im Bereich der öffentlichen Versorgung in jüngster Zeit**9.3.1 Aufbringung und Bedarf an elektrischer Energie im Bereich der öffentl. Versorgung****9.3.1.1 Arbeitsmäßige Aufbringung und Bedarf**

	1975	1976	1977	1978	Steigerung jeweils gegenüber dem Vorjahr, in %		
	GWh	GWh	GWh	GWh	1976	1977	1978
1. Erzeugung:							
Laufkraftwerke	14.828	13.667	16.519	16.812	— 7,8	20,9	1,8
Speicherkraftwerke	7.120	5.217	6.626	6.387	—26,7	27,0	—3,6
Wasserkraftwerke	21.948	18.884	23.145	23.199	—14,0	22,6	0,2
Wärme­kraftwerke	8.466	11.481	9.491	9.826	35,6	—17,3	3,5
hievon aus:							
Braunkohle	2.417	3.240	2.068	2.081			
Heizöl	2.791	4.084	3.188	3.616			
Naturgas	3.207	4.129	4.208	4.059			
Steinkohle, Dieselöl u. sonst. Brennstoffe	51	28	27	70			
Summe Erzeugung	30.414	30.365	32.636	33.025	— 0,2	7,5	1,2

9.3.1.1 Arbeitsmäßige Aufbringung und Bedarf — Fortsetzung

	1975 GWh	1976 GWh	1977 GWh	1978 GWh	Steigerung jeweils gegenüber dem Vorjahr, in %		
					1976	1977	1978
Summe Erzeugung	30.414	30.365	32.636	33.025	— 0,2	7,5	1,2
2. Import	2.418	3.158	2.384	2.907	30,6	—24,5	21,9
3. Aufbringung	32.832	33.523	35.020	35.932	2,1	4,5	2,6
4. Abgabe							
Export	6.893	5.354	6.349	5.701	—22,3	18,6	—10,2
Abgabe an ÖBB ¹⁾	334	499	456	485	49,4	— 8,6	6,4
5. Inlandsverbrauch ²⁾	25.605	27.670	28.215	29.746	8,1	2,0	5,4

¹⁾ Abgabe an ÖBB im UW-Auhof und im UW-St. Michael.

²⁾ Einschließlich Übertragungsverluste, Eigenverluste und Pumpspeicherung

Die Aufbringung (Erzeugung und Import) hat von 1975 bis 1978 von 32.832 GWh auf 35.932 GWh zugenommen, dies entspricht einer Steigerung von 3.100 GWh oder 9,4% bzw. einer durchschnittlichen jährlichen Steigerung von etwas mehr als 3%.

Die Erzeugung erreichte 1978 eine Höhe von 33.025 GWh, um 1,2% mehr als 1977 und um 2.611 GWh oder 8,6% mehr als 1975.

Die Erzeugung in Laufkraftwerken war 1978 um 1,8% höher als 1977 und hat gegenüber 1975 um 1.984 GWh zugenommen, jene in Speicherkraftwerken war sowohl gegenüber 1977 als auch gegenüber 1975 geringer. Die Erzeugung in Wärmekraftwerken war gegenüber 1977 um 3,5% und gegenüber 1975 um 16% höher, aber um 14,4% geringer als 1976, als der Erzeugungskoeffizient der Wasserkraftwerke nur 0,88 betrug.

Die jeweiligen Anteile der Erzeugung aus den einzelnen Betriebsmitteln an der gesamten Stromerzeugung zeigt folgende Tabelle:

	Werte in %			
	1975	1976	1977	1978
Laufkraftwerke	48,8	45,0	50,6	51,0
Speicherkraftwerke	23,4	17,2	20,3	19,3
Wasserkraftwerke	72,2	62,2	70,9	70,3
Wärmekraftwerke	27,8	37,8	29,1	29,7

Die Erzeugung in Wasserkraftwerken ist weitgehend vom Erzeugungskoeffizienten abhängig.

Die Erzeugungsmöglichkeit der Wasserkraftwerke betrug:

1975: 6% über dem Regelwert

1976: 12% unter dem Regelwert

1977: 2% über dem Regelwert

1978: entsprach etwa dem Regelwert

Die von der Höhe des Erzeugungskoeffizienten abhängende Mehr- oder Mindererzeugung in Wasserkraftwerken muß, um den Bedarf decken zu können, durch den Einsatz der Wärmekraftwerke und durch Importe ausgeglichen werden. So erreichten beispielsweise im ungünstigen Wasserjahr 1976 die Erzeugung in Wärmekraftwerken mit 11.481 GWh und der Import mit 3.158 GWh die bisherigen Höchstwerte. Die Höhe des Exportes ist im gleichen Maße vom Erzeugungskoeffizienten abhängig wie der Import.

9.3.1.2 Aufgetretene Höchstlast und ihre Deckung: Werte im MW

	17. 12. 1975	15. 12 1976	7. 12. 1977	20. 12. 1978
1. Erzeugung:				
Laufkraftwerke	1.068	1.442	1.206	1.349
Speicherkraftwerke	623	793	968	990
Wasserkraftwerke	1.691	2.235	2.174	2.339
Wärmekraftwerke	2.291	2.027	2.492	2.290
Summe Erzeugung	3.982	4.262	4.666	4.629
2. Import	537	481	472	617
3. Aufbringung	4.519	4.743	5.138	5.246
4. Abgabe				
Export	219	275	632	474
Abgabe an ÖBB ¹⁾	84	44	90	78
5. Inlandsverbrauch ²⁾	4.216	4.424	4.416	4.694

¹⁾ Abgabe an ÖBB im UW-Auhof und im UW-St. Michael

²⁾ Einschließlich Übertragungsverluste, Eigenverbrauch und Pumpspeicherung

Die leistungsmäßige Aufbringung jeweils zum Zeitpunkt der Höchstlast zeigt gegenüber 1977 eine Zunahme von 108 MW und war gegenüber 1975 um 727 MW höher, was einer Zunahme von 16,1% entspricht. Die Erzeugung war gegenüber 1977 rückläufig, aber um 647 MW oder 16,2% höher als 1975, was einer durchschnittlichen jährlichen Steigerung von mehr als 4% entspricht.

Der Import zeigt infolge der vertraglich festgelegten Lieferverpflichtungen nur geringe Schwankungen und wird lediglich durch zusätzliche Importe in wasserarmen Perioden beeinflusst.

Die Anteile des Einsatzes der einzelnen Kraftwerkstypen unterliegen auch hier denselben Bedingungen wie den in Punkt 9.3.1.1 genannten. Da die Höchstlast durchwegs in Wintermonaten auftritt, also in einer Zeit, wo der Regelwert der Einsatzmöglichkeit der Wasserkraftwerke im Verhältnis zu den Sommermonaten gering ist, zeigt der leistungsmäßige Anteil der Wärmekraftwerke entsprechend hohe Werte.

9.3.2 Aufschlüsselung des Stromverbrauches im Bereich der öffentlichen Versorgung

	Werte in GWh			%	
	1975	1976	1977	Änderung jeweils gegenüber dem Vorjahr 1976 1977	
Haushalt	6.738	7.330	7.621	8,8	4,0
Gewerbe	3.443	3.637	3.820	5,3	5,0
Landwirtschaft	863	913	956	5,8	4,7
Summe	11.044	11.880	12.397	7,6	4,4
Industrie	9.035	9.517	9.799	5,3	3,0
öffentliche Anlagen	1.502	1.703	1.838	13,4	7,9
Verkehr	510	567	566	11,2	-0,2
Summe	11.047	11.787	12.203	6,7	3,5
Eigenverbrauch	1.270	1.763	1.307	38,8	-25,9
Verluste	2.244	2.240	2.308	- 0,2	3,0
Summe	3.514	4.003	3.615	13,9	- 9,7
Gesamter Verbrauch	25.605	27.670	28.215	8,1	2,0

Der gesamte Stromverbrauch betrug 1978 29.746 GWh und hat nach der Stagnation im Jahre 1977 um 5,4% zugenommen; gegenüber 1975 betrug der Zuwachs 16,2%, bzw. die durchschnittliche jährliche Rate 5,1%.

Für 1978 liegen noch keine abschließenden Werte über die Verbrauchsentwicklung der einzelnen Verbrauchergruppen vor. Nach bisherigen Ermittlungen wird der Zuwachs der wichtigsten Verbrauchergruppen 1978 gegenüber 1977 wie folgt geschätzt:

Haushalt, Gewerbe und Landwirtschaft: 6,6%
 Industrie, öffentliche Anlagen und Verkehr: 4,0%
 (hievon Industrie: 2,7%)

Neben den öffentlichen Anlagen ist der Zuwachs des Verbrauches in der Gruppe Haushalt, Gewerbe und Landwirtschaft am höchsten. Der Anteil des Verbrauches dieser Gruppe ist von 43,1% im Jahre 1975 auf 43,9% im Jahre 1977, bzw. nach vorläufigen Schätzungen auf 44,4% im Jahre 1978 angewachsen.

Die unterschiedliche Höhe des Eigenverbrauches wird maßgeblich vom Einsatz der Wärmekraftwerke und vom Aufwand für Pumpspeicherung beeinflusst. Der Eigenverbrauch der Wärmekraftwerke ist wesentlich höher als jener der Wasserkraftwerke; ein hoher Einsatz der Wärmekraftwerke erhöht, wie das Jahr 1976 zeigt, entsprechend den Eigenverbrauch. Darüber hinaus ist in wasserarmen Perioden erfahrungsgemäß auch der Pumpstromaufwand bedeutend höher.

9.3.3 Erlösentwicklung in der E-Wirtschaft

Im Jahre 1977 war der Erlös der 15 großen Elektrizitätsversorgungsunternehmen (Verbundgesellschaft, 9 Landesgesellschaften und 5 hauptstädtische EVU) aus der Gesamtabgabe an Letztannehmer im Inland mit insgesamt rund 19,6 Mrd S um 138,8%

höher als im Jahre 1970. Maßgebend für diese Steigerung sind die seit 1970 um rund 47% gestiegene Abgabe und eine Reihe von Tarifierhöhungen im Gesamtausmaß (österreichischer Durchschnitt) von etwa 60%.

Im gleichen Zeitraum ist der Durchschnittsstrompreis pro kWh von 51,9 g um 62,2% auf 84,2 g gestiegen. — D. h. diese Steigerung war nahezu ident mit dem akkumulierten Erhöhungssatz der behördlich genehmigten Tarifregulierungen und zeigt damit, daß die durch die Fixkomponenten im Strompreis (Grund- und Meßpreis, Leistungspreis) in Erscheinung tretende relative Verbilligung des Stromes bei Mehrverbrauch zumindest in Summe nicht mehr zum Tragen kam. Grund hierfür ist nicht zuletzt die von der Preisbehörde im Anschluß an das vom Bundesministerium für Handel, Gewerbe und Industrie 1975 veranstaltete Strompreissymposium durch gezielte Tarifmaßnahmen verfolgte Politik des Abbauens der Preisdegression, insbesondere im Bereich des privaten Verbrauches. Im Industriebereich hat aber auch die schlechte Konjunkturlage mit einer damit verbundenen Verschlechterung der jeweiligen Stromabnahmecharakteristik (verschlechterte Ausnützung der angemeldeten Leistung) entsprechende Auswirkung gehabt.

Im übrigen veranschaulicht die gegenüber dem Anstieg des Durchschnittspreises mehr als zweimal so hohe Steigerungsrate des Erlöses aus der Inlandsabgabe an Letztverbraucher die große Bedeutung der Umsatzkomponenten für die Erfolgs- und Liquiditätsrechnung der Elektrizitätsversorgungsunternehmen und weist auf die Kehrseite eines eingeschränkten Verbrauchswachstums hin.

9.3.4 Entwicklung des Beschäftigtenstandes in der E-Wirtschaft

(Stand jeweils am 31. Dezember)

1965: 27.622

1970: 28.052

1976: 30.553

Der Beschäftigtenstand hat demnach von Ende 1965 bis Ende 1976 um 2931 Personen zugenommen.

In diesem Zeitraum hat die Stromerzeugung der EVU um 11.198 GWh oder fast 60% zugenommen, die Zahl der Beschäftigten nur um 10,6%. Der spezifische Beschäftigtenstand je erzeugter GWh betrug 1965 1,47 und 1976 1,02, ein Trend, der sich mit fortschreitender Rationalisierung und Automatisierung auch in Zukunft noch fortsetzen wird.

9.4 Deckung des künftigen Strombedarfes; Planung der Unternehmen der Elektrizitätswirtschaft

9.4.1 Ausbau der Kraftwerke

9.4.1.1 Gegenwärtige Lage aus der Sicht der Elektrizitätswirtschaft

Das Bundesgesetz vom 15. 12. 1978, BGBl. Nr. 676/1978, trägt dem Ergebnis der Volksabstimmung vom 5. November 1978 Rechnung und verbietet die Nutzung der Kernenergie zur Stromerzeugung in Österreich. Diese Auflage bedeutet eine zusätzliche Restriktion für die Deckung des Strombedarfes und eine dementsprechend schwere Belastung für die Elektrizitätswirtschaft durch die Nichtinbetriebnahme des Kernkraftwerkes Zwentendorf, die mit einem Leistungsausfall von 730 MW (Brutto) und einem jährlichen Erzeugungsausfall von rund 4200 GWh verbunden ist.

Die Elektrizitätswirtschaft hat nach Vorliegen der oben genannten Entscheidung damit begonnen, eingehende Untersuchungen über entsprechende Ersatzmöglichkeiten anzustellen. Da auch die Inbetriebnahme einer Reihe von Wasserkraftwerksprojekten, die im Kraftwerksausbauprogramm vom April 1978 (beruhend auf dem im September 1977 erfolgten Beschluß über dieses Programm) enthalten waren, aus Naturschutzgründen zu den geplanten Terminen nicht gesichert ist, bzw. teilweise die Errichtung überhaupt fraglich scheint, hat es sich als notwendig erwiesen, die gesamte Konzeption der Ausbauplanung für das kommende Jahrzehnt neu zu überarbeiten. Hierzu war auch die Neuerstellung der als Grundlage der Planung dienenden Bedarfsvorschau erforderlich. Diese Bedarfsvorschau wurde aus Teiluntersuchungen der einzelnen Unternehmungen aufgebaut und weist für den Inlandstromverbrauch im Versorgungsgebiet der beiden Hauptträger der Elektrizitätswirtschaft, der Verbundgruppe und der Gruppe der neun Landesgesellschaften, für den Zeitraum 1978/79 bis 1987/88 nunmehr eine mittlere jährliche Zunahme von rund 4,8% aus.

Mit dem derzeit bestehenden Kraftwerkspark, den in Bau befindlichen Anlagen, deren planmäßige Inbetriebnahme aus heutiger Sicht als gesichert scheint sowie mit den vertraglich gesicherten Stromimporten ergibt sich folgende Situation für die Deckung des künftig zu erwartenden Strombedarfes:

In den nächsten vier Jahren kann der Erzeugungsausfall zufolge der Nichtinbetriebnahme des KKW Tullnerfeld sowie einiger nicht realisierbarer Wasserkraftwerksbauvorhaben durch entsprechende Erweiterung der eigenen Erzeugungskapazität wahrscheinlich zum Großteil nicht kompensiert werden, da der für die Errichtung der Ersatzkraftwerke erforderliche Zeitaufwand zu hoch ist.

Die Deckung kann daher in diesem Zeitabschnitt nur durch forcierten Einsatz der Wärmekraftwerke mit teilweisem Zugriff auf die als Ausfallsreserve vorgesehenen ältesten Werke, vor allem aber durch zusätzliche kurzfristig abzuschließende Stromimportverträge herbeigeführt werden. Durch den betriebsmäßigen Einsatz der ältesten Wärmekraftwerke wird die Versorgungssicherheit unvermeidlich herabgesetzt.

Mit Engpässen muß gerechnet werden, wenn in den kritischen Wintermonaten große Kraftwerkseinheiten ausfallen oder extrem lange Kälteperioden mit sehr hohem Verbrauchszuwachs auftreten. Im Falle des Zusammentreffens beider Ereignisse sind zeitweilig größere Schwierigkeiten in der Versorgung nicht auszuschließen.

Um diesen kritischen Zeitraum möglichst zu verkürzen und die in Zwentendorf vorhandene Infrastruktur zu nutzen, haben die am Kernkraftwerk beteiligten Gesellschaften vorerst erwogen, unabhängig von dem Ergebnis der in Auftrag gegebenen Umrüstungsstudie, dort ca. 800 MW auf konventioneller kalorischer Basis in zwei Etappen auszubauen.

Wie das koordinierte Kraftwerksausbauprogramm vom April 1978 (siehe Abschnitt 9.4.1.2) erkennen läßt, hat die Elektrizitätswirtschaft bei der Erstellung desselben für die künftige Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit weiterhin das Schwergewicht auf die Wasserkraft als heimischen Energieträger gelegt. In diesem Sinne enthält das Programm, trotz Verschiebung einiger Projekte, deren Realisierung wie vorhin gesagt, aus Gründen des Umweltschutzes nicht gesichert scheint, mit rund 3100 MW in Wasserkraftwerksprojekten zuwachsender Leistung einen Anteil dieses Energieträgers von fast 60%, bezogen auf die gesamte installierte Leistung der im Bauprogramm enthaltenen Projekte.

Die heimische Braunkohle wird entsprechend den gesicherten Fördermöglichkeiten mit dem Bau des Braunkohlekraftwerkes Voitsberg III und einer noch fraglichen Anlage in Oberösterreich im maximal möglichen Ausmaß für die Stromerzeugung im Prognosezeitraum genutzt. Damit basieren rund 65% der im koordinier-

ten Kraftwerksausbauprogramm vorgesehenen Projektleistungen auf inländischen Energieträgern.

Die darüber hinaus für die Deckung des zu erwartenden Bedarfes bzw. für den Ersatz des KKW Tullnerfeld notwendigen kalorischen Kraftwerksprojekte stützen sich auf importierte Brennstoffe, wobei wegen der erforderlichen Inbetriebnahmetermine nach der ursprünglichen Ansicht der Elektrizitätswirtschaft vorwiegend auf Gas und Öl als Primärenergieträger zurückgegriffen werden soll. Am 10. April 1979*) hat jedoch der Verband der E-Werke Österreichs einhellig beschlossen, das Ersatzkraftwerk auf der Basis der auf dem Schienenweg aus Polen zu importierenden Steinkohle zu errichten. Andere Projekte wie:

- die Nutzung der Braunkohle im österreichisch-ungarischen Grenzgebiet mit Errichtung eines Kohlekraftwerkes im Südburgenland,
- das internationale Gemeinschaftsprojekt für die Nutzung der südwestserbischen Kohlevorkommen,
- das Projekt einer Kohlepipeline aus Polen in den Raum Linz in Verbindung mit neuen kalorischen Kraftwerken oder
- die Verfeuerung von westeuropäischer Steinkohle nach Fertigstellung des Rhein-Main-Donaukanals in inländischen kalorischen Kraftwerken

haben derzeit noch keinen genügenden Reifegrad erreicht, so daß eine Realisierung mit sicherer Inbetriebnahme im Zeitraum des jetzt zur Debatte stehenden Ausbauprogramms kaum gegeben ist.

Grundsätzlich werden diese Varianten aber weiterverfolgt und auf ihre technische und wirtschaftliche Durchführbarkeit untersucht. Je nach Realisierungsmöglichkeit könnte das eine oder andere dieser Projekte in dem an das derzeitige Ausbauprogramm anschließenden Zeitraum bereits zum Tragen kommen.

9.4.1.2 Koordiniertes Kraftwerksausbauprogramm

Da zur Zeit noch keine Neufassung des koordinierten Kraftwerksausbauprogrammes der Verbundgruppe und der Landesgesellschaften vorliegt, in dem tabellarisch bereits die konkreten Ersatzlösungen für den Entfall von Zwentendorf vorgesehen sind, stützt sich die folgende Darlegung notgedrungen auf die im April 1978, also ein halbes Jahr vor der Volksabstimmung über das Kernkraftwerk, vorgelegten Unterlagen des Verbandes der E-Werke (Tabellen 9.4.1.2 a bis c).

Diesem seinerzeitigen Ausbauprogramm lag eine für den Zeitraum 1978/79 bis 1987/88 mittlere jährliche Zuwachsrate von 4,9% zu Grunde. Diese Zuwachsrate wurde nach den letzten Überlegungen der Elektrizitätswirtschaft um 0,1 Prozentpunkte auf 4,8% vermindert (siehe 9.4.1.1).

Tabelle 9.4.1.2a enthält die Liste der bereits in Bau befindlichen bzw. fest geplanten konventionellen Kraftwerke.

Tabelle 9.4.1.2b gibt die im Zeitraum 1987/88 bis 1990/91 seinerzeit in Aussicht genommenen weiteren Wasserkraftwerke und

Tabelle 9.4.1.2c gibt die bereits im Stadium einer Vorplanung aber noch nicht fest beschlossenen Vorhaben an konventionellen kalorischen Kraftwerken wieder.

Da letztere den Bedarf nicht voll decken, hat der Verband der E-Werke damals verschiedene Varianten für den weiteren Ausbau kalorischer Kraftwerke überlegt. Diese Überlegungen sowie auch der Ausbau der in der Tabelle 9.4.1.2b und c angeführten Vorhaben bilden derzeit den Gegenstand der Überarbeitung des Ausbauprogrammes.

*) Einfügung bei der Korrektur.

Tabelle 9.4.1.2a: In Bau befindliche und fest geplante konventionelle Kraftwerke gemäß dem koordinierten Kraftwerksausbauprogramm des Verbandes der E-Werke Österreichs vom April 1978

Kraftwerk	Typ	EPL (MW)	RAV (GWh)	Inbetriebnahmejahr	Bemerkung
Malta Haupt- u. Oberstufe	JP	850	776	1976/78	Angaben ohne Unterliegereinfluß
Obervogau	L	12	68	1966/77	
Theiß B — Gasturbine	GT	72	—	1976/77	
Malta Unterstufe	LS	41	107	1977/78	Angaben ohne Unterliegereinfluß
Simmering Block 1/2	GT	50	—	1977/78	Kombiblock mit vorgeschalteter Gasturbine
Wurten	JS	36	—	1977/78	2. Maschine
Abwinden-Asten	L	168	1.028	1978/79	
Außerfragant	JS	36	—	1968/79	3. Maschine
Dampfturbine WEW	DKW	320	—	1978/79	
Langenegg-Bregenzerache	LS	74	227	1978/79	
Sölk	LS	61	158	1978/79	
Theiß B - Dampfturbine	DKW	320	—	1978/79	
Außerfragant	JS	—	47	1979/80	Beileitung des Ragga- und Wöllabaches
Gasturbine KELAG	GT	70	—	1979/80	
Marchtrenk	L	38	189	1979/80	
Oscheniksee	JP	36	—	1979/80	3. Maschine
Oscheniksee	JP	—	21	1979/80	Aufstau. Pumpaufwand 30 GWh
Zottelau	LS	20	61	1979/80	
Korneuburg NEWAG	DKW	60	—	1980/81	Zuwachs / Erneuerung 110 MW
Sellrain-Silz	JS	701	515	1980/81	
Sölk	LS	—	63	1980/81	Beileitung Donnersbach
St. Vinzenz/Koralpe	LS	38	104	1980/81	
Annabrücke	LS	89	416	1981/82	
Eching	L	19	98	1981/82	Österreichische Hälfte
FHKW-Graz	FHKW	27	—	1981/82	Erweiterung

Tabelle 9.4.1.2a: In Bau befindliche und fest geplante konventionelle Kraftwerke gemäß dem koordinierten Kraftwerksausbauprogramm des Verbandes der E-Werke Österreichs vom April 1978 — Fortsetzung

Kraftwerk	Typ	EPL (MW)	RAV (GWh)	Inbetrieb- nahmejahr	Bemerkung
Melk	L	180	1.100	1981/82	
Spielfeld	L	12	70	1981/82	
Bockhartsee	JS	72	90	1982/83	
Hörsching	L	35	175	1982/83	
Talbach	S	98	153	1982/83	
Laufen	L	22	115	1983/84	
Villach	L	26	109	1983/84	
Voitsberg III	DKW	330	—	1983/84	
Walgau (Anteil d. VKW)	JP	60	80	1983/84	
Greifenstein	L	280	1.700	1984/85	
Oberdrauburg	LS	70	210	1984/85	
Buch-Bregenzerache	LS	26	81	1985/86	
Grenzmur 1	L	12	70	1985/86	
Hintermuhr	JS	100	81	1985/86	
Lambach-Saag	L	30	150	1985/86	
Tittmoning	L	19	97	1985/86	Österreichische Hälfte
Flattach/Oberferlach	LS	14	51	1986/87	
Puch	L	26	107	1986/87	
Zillergründl (Teilbetrieb)	JS	175	97	1986/87	Einschl. Mehrerzeugung im KW Mayrhofen, ab- züglich Erzeugung aus Zillerüberleitung
Kirchbichl (Ausfallreserve)	GT	90	—	—	Termin wegen Genehmi- gungsschwierigkeiten unsicher

Tabelle 9.4.1.2b: Weiterer Wasserkraftwerksausbau im Zeitraum 1987/88 bis 1990/91
(überschlägige Vorschau des Verbandes der E-Werke Österreichs vom April 1978)

Inbetriebnahmejahr	Kraftwerk	Typ	EPL (MW)	RAV (GWh)
1987/88	Speicherkraftwerk	JP	175	98
1987/88	kleinere Laufkraftwerke	L	40	200
1987/88	Donaukraftwerk	L	180	1.100
1988/89	kleinere Laufkraftwerke	L	20	100
1989/90	kleinere Laufkraftwerke	L	45	200
1990/91	Donaukraftwerk	L	95	600
1990/91	kleinere Laufkraftwerke	L	20	100

Tabelle 9.4.1.2c: Im Stadium der Vorplanung befindliche konventionelle kalorische Kraftwerksprojekte gemäß dem koordinierten Kraftwerksausbauprogramm des Verbandes der E-Werke Österreichs vom April 1978

Kraftwerk	Typ	EPL (MW)	Inbetriebnahmejahr	Bemerkung
Dampfkraftwerk der OKA	DKW	90	1982/83	Zuwachs/ Erneuerung 150 MW
Gasturbine WEW	GT	100	1983/84	
Bergen-Pöchlarn	GT	70	1984/85	
FHKW Graz	FHKW	28	1984/85	
Timelkam II	GT	65	1984/85	alternativ Speicher- beteiligung
Bergen-Pöchlarn	DKW	300	1985/86	
Donaustadt 3/4 oder Simmering 7/8	GT	50	1985/86	
Wärmeleistungwerk STEWEAG	DKW	158	1985/86	
Donaustadt 3/4 oder Simmering 7/8	DKW	320	1986/87	

9.4.2 Ausbau der Übertragungs- und Verteilungs-Anlagen nach den Plänen der Elektrizitätswirtschaft

Eine ebenso große Bedeutung wie dem Kraftwerksausbau kommt dem Ausbau von Verteilungsanlagen zu. Die Energieversorgungsunternehmen haben eine langfristige Planung über den für eine sichere Versorgung notwendigen Ausbau von Übertragungsleitungen, Umspannwerken und Trafostationen zu erstellen.

Die Verbundgesellschaft muß in ihrer Ausbauplanung des Verbundnetzes der Tatsache Rechnung tragen, daß die überregionale Verteilung künftig weder technisch noch wirtschaftlich über das 220 kV-Netz erfolgen kann und auf eine höhere Spannungsebene, nämlich auf 380 kV, übergehen muß. Auch alle Nachbarstaaten bauen leistungsfähige 380 kV-Netze aus.

Dementsprechend ist ein 380 kV-Doppelleitungsring, ausgehend vom Umspannwerk (UW) Ernsthofen zum UW Dürnrohr und von dort über das UW Wien Südost, das geplante UW Südburgenland und die Umspannwerke Kainachtal, Obersielach, Weißenbach zurück zum UW Ernsthofen, vorgesehen. Mehrere 380 kV-Doppelleitungen werden in diesen Ring einspeisen:

Vom UW Ernsthofen ist eine 380 kV-Doppelleitung zum UW St. Peter (380 kV-Anschluß an das deutsche Netz) geplant.

Vom UW Lienz (Anschlußmöglichkeit an das 380 kV-Netz Italiens) wird eine 380 kV-Doppelleitung über das neu zu errichtende UW Osttirol und das UW Tauern (Kaprun Hauptstufe) zum UW Weißenbach geführt werden.

Vom UW Kainachtal ausgehend ist die Errichtung einer 380 kV-Doppelleitung zur jugoslawischen Grenze geplant.

Einzelne Abschnitte dieser Leitungsverbindungen sind bereits errichtet und werden derzeit mit 220 kV betrieben. Die Vervollständigung des restlichen angeführten 380 kV-Netzes wird ebenso wie die Umstellung auf 380 kV schrittweise nach den Netz-erfordernissen erfolgen.

Die Wiener Stadtwerke-Elektrizitätswerke haben derzeit zwei 380 kV-Kabelsysteme vom Kraftwerk Simmering zum Umspannwerk Kendlerstraße in Bau. Eine Einschleifung dieser Kabelsysteme in das Umspannwerk Kaunitzgasse ist bei Bedarf zu einem späteren Zeitpunkt geplant. Weiters ist vorgesehen, zwei Doppelsystemverbindungen vom Kraftwerk Simmering zum Umspannwerk Wien-Südost zu errichten.

Die Verbundgesellschaft wird bis zum Jahre 1983 vom UW Dürnrohr ausgehend über eine Gleichstromkurzkupplung mit 550 MW Leistung eine 400 kV-Doppelfreileitung zur CSSR-Staatsgrenze errichten. Die Errichtung dieser Gleichstromkurzkupplung wurde inzwischen von der Verbundgesellschaft zur Anbotslegung ausgeschrieben.

Das eingangs skizzierte Netz ist derzeit mit dem Hochspannungsnetz im Westen Österreichs über eine 220 kV-Doppelleitung (UW Kaprun — UW Zell/Ziller — UW Westtirol) sowie über das internationale Hochspannungsnetz verbunden. Bei Bedarf ist eine Verstärkung dieser Ost-West-Achse vorgesehen.

Das westösterreichische 380 kV-Netz selbst wird aus einer 380 kV-Doppelleitung zwischen dem UW Westtirol und dem UW Bürs bestehen. Von beiden Umspannwerken werden 380 kV-Doppelleitungen in die BRD geführt. Vom UW Bürs verläuft eine 380 kV-Leitung über das UW Dornbirn/Werben in die Schweiz. Vom UW Westtirol ausgehend ist die Errichtung einer 380 kV-Doppelleitung konkret geplant, von der je ein System nach Pradella in der Schweiz und nach Dugale in Italien geführt werden wird.

Analog zum Netz im Osten Österreichs wird auch dieses Netz schrittweise nach den Bedürfnissen ausgebaut werden.

Neben dem 380 kV-Netz werden auch die 110 und 220 kV-Netze (dem allgemeinen

Trend nach Übertragungsleitungen immer höherer Spannungsebenen und damit geringeren Leitungsverlusten folgend) laufend ausgebaut.

Bestehende 380 kV-Leitungen

Stand: Ende 1978

Gesellschaft	Trassenlänge in km
1. Verbundgesellschaft (VG)	
Westtirol-Staatsgrenze (BRD)	47,0
Westtirol-Bürs	91,9
Lienz-Tauern (Kaprun)	86,3
Ernsthofen-Dürnrohr	117,8
Obersielach-Kainachtal	72,0
Summe VG	415,0
2. Vorarlberger Illwerke AG (VIW)	
Bürs-Staatsgrenze (Dellmensingen)	62,6
Bürs-Staatsgrenze (Herbertingen)	70,6
Bürs-Brederis	24,8
Summe VIW	158,0
3. Vorarlberger Kraftwerke AG (VKW)	
Brederis-Werben	23,7
Stichleitungen Werben	0,2
Summe VKW	23,9
Gesamt	596,9

In den Jahren 1976, 1977 und 1978 wurden 349,0 km 380 kV-Leitungen fertiggestellt. Insgesamt wird von den Unternehmen für den Zeitraum 1976 bis 1985 der Bau von 735 km 380 kV-Leitungen und -Kabel geplant (siehe Tabelle 9.4.3).

Aber auch im regionalen Bereich, nämlich im Bereich der Landesgesellschaften, erweist es sich als zunehmend notwendig, bestehende 110 kV-Netze schrittweise zu verstärken bzw. durch ein Netz mit höherer Spannungsebene zu überlagern. So werden z.B. die Wiener Stadtwerke-Elektrizitätswerke, die das bestehende Leitungsnetz größtenteils wirtschaftlich nicht weiter ausbauen können, dieses durch eine 380 kV-Ebene überlagern. Die Errichtung einer 380 kV-Leitung als Erdkabel zwischen dem Dampfkraftwerk Simmering und dem Umspannwerk Südost (Übergabestelle der Verbundgesellschaft) sowie die Querung der Stadt vom Dampfkraftwerk Simmering zu den westlichen Bezirken wurde, wie bereits erwähnt, in Angriff genommen.

Die Tabelle 9.4.3 gibt Aufschluß über den von den Unternehmen geplanten Ausbau von Verteilanlagen.

108

Tabelle 9.4.3: Ausbauplanung der Unternehmen für ihre Verteilanlagen**a) Leitungen und Kabel; Trassenlängen in km**

	380 kV		220 kV		110 kV	
	Stand Ende 75	Ausbau 76—85	Stand Ende 75	Ausbau 76—85	Stand Ende 75	Ausbau 76—85
a) Freileitungen:						
VG	223,6	675,0	1.732,4	53,6	1.344,0	51,0
LG	—	30,0	111,2	68,0	3.222,9	1.400,0
StW	—	—	—	—	31,2	25,0
Summe	223,6	705,0	1.843,6	121,6	4.598,1	1.476,0
b) Kabel:						
VG	—	—	1,0	—	2,0	—
LG	—	30,0	—	—	238,0	168,0
StW	—	—	—	—	9,0	17,0
Summe	—	30,0	1,0	—	249,0	185,0

	60 kV		5—45 kV		Ortsnetzleitungen	
	Stand Ende 75	Ausbau 76—85	Stand Ende 75	Ausbau 76—85	Stand Ende 75	Ausbau 76—85
a) Freileitungen:						
VG	—	—	—	—	—	—
LG	564,0	25,0	26.261,0	7.937,0	56.765,0	14.124,0
StW	—	—	1.366,0	387,0	5.455,0	781,0
Summe	564,0	25,0	27.627,0	8.324,0	62.220,0	14.905,0
b) Kabel:						
VG	—	—	—	—	—	—
LG	2,0	—	7.756,0	4.749,0	14.375,0	10.632,0
StW	—	—	2.081,0	823,0	2.476,0	1.224,0
Summe	2,0	—	9.837,0	5.574,0	16.851,0	11.856,0

b) Umspannwerke

Anzahl	380 (220)/110 kV		110/60 kV		110 (60) / (5—45 kV)	
	Stand Ende 75	Ausbau 76—85	Stand Ende 75	Ausbau 76—85	Stand Ende 75	Ausbau 76—85
VG	14	6	—	—	—	—
LG	4*)	8*)	4	—	201	99
StW	—	—	—	—	12	7
Summe	18	14	4	—	213	106
Trafoleistung in MVA:						
VG	4.880	7.000	—	—	—	—
LG	788*)	3.640*)	79	—	10.450	7.541
StW	—	—	—	—	641	379
Summe	5.668	10.640	79	—	11.091	7.920

*) gemeinsam mit VG

Anzahl	(20—45) / 10(5) kV Umspannwerke		(5—45) / 0,4 kV Trafostationen	
	Stand Ende 75	Ausbau 76—85	Stand Ende 75	Ausbau 76—85
VG	—	—	—	—
LG	322	89	30.032	17.990
StW	54	17	3.601	1.465
Summe	376	106	33.633	19.455
Trafoleistung in KVA:				
VG	—	—	—	—
LG	1.966	517	7.306	4.884
StW	763	232	1.275	696
Summe	2.729	749	8.581	5.580

110

9.4.4 Stromimporte

In der Planung der Unternehmen wird festgestellt, daß die heimischen Rohenergieserven für die Deckung des prognostizierten Strombedarfes nicht ausreichen und daher neben Rohenergieimporten zusätzliche Stromimporte unumgänglich notwendig sind.

Neben den bestehenden Importverträgen wurde ein Vertrag mit Polen abgeschlossen, der jeweils in den Wintermonaten bis September 1983 eine Lieferung von 100 bis 150 MW (400 bis 600 GWh/a), die ab 1983 für die Jahre bis 1999 auf 400 MW (1600 GWh/a) erhöht werden wird, vorsieht.

In diesem Zusammenhang wird auch auf die Beteiligung Österreichs an einem Projekt im südwestserbischen Raum hingewiesen, an dem ein Leistungsanteil Österreichs in der Höhe von etwa 600 bis 800 MW ins Auge gefaßt wurde. Eine eventuelle Erhöhung liegt im Bereich der Möglichkeit. Die Realisierung der ersten Stufe dieses Vorhabens wird aber nicht vor Ende der 80er Jahre erfolgen.

9.4.5 Kapitalaufwand der Unternehmensplanung

Die zurzeit zur Verfügung stehende Unternehmensplanung enthält auch eine Aufstellung über den Investitionsaufwand für die Realisierung des koordinierten Ausbauprogrammes vom April 1978 einschließlich der geschätzten Bauvorhaben bis 1990, getrennt nach Kraftwerks- und Netzausbau.

Der Investitionsaufwand hätte demnach zu betragen:

	Mio S (Preisbasis 1977)		
	Kraftwerks- ausbau	Netzausbau	Summe
1978	9.500	4.245	13.745
1979	8.586	6.511	15.097
1980	8.323	7.251	15.574
1981 bis 1985	35.446	26.284	61.730
1985 bis 1990	31.990	29.449	61.439
Summe	93.845	73.740	167.585

9.5 Feststellungen zur Unternehmensplanung

9.5.1 Gegenüberstellung der Ergebnisse der zu erwartenden Entwicklung des Verbrauches nach dem koordinierten Ausbauprogramm und nach der Energieprognose des Institutes für Wirtschaftsforschung (WIFO).

Dem koordinierten Ausbauprogramm vom April 1978 lag die folgende Annahme über die zu erwartende Entwicklung der mittleren jährlichen Zunahmen des Inlandverbrauches Österreichs zugrunde:

Zeitabschnitt	mittlere jährliche Zunahme in %
1977/78—1981/82	6,0
1981/82—1985/86	5,4
1985/86—1990/91	3,8
1977/78—1990/91	4,95

Die revidierte „Energieprognose 1978“ des WIFO (April 1978) ergab demgegenüber folgende Entwicklung des Bedarfes an elektrischer Energie:

Zeitabschnitt	mittlere jährliche Zunahme in %
1976—1980	5,4
1980—1985	4,8
1985—1990	4,3
1976—1990	4,8

Der Vergleich der beiden unabhängig voneinander erstellten Projektionen ergibt, daß über den gesamten Zeitabschnitt bis 1990 praktisch kein Unterschied in der mittleren jährlichen Zunahme bei beiden Vorschauen besteht, wenn man berücksichtigt, daß sich die Prognose des WIFO auf die gesamte Stromversorgung Österreichs bezieht, während die Projektion der Elektrizitätswirtschaft nur den Bereich der beiden Hauptträger, Verbundgruppe und Gruppe der Landesgesellschaften, umfaßt. Die in der Unternehmensplanung vorgesehenen Zuwachsraten waren jedenfalls so angesetzt, daß für sie eine ausreichende Versorgung gewährleistet gewesen wäre.

Die neuerdings von der Elektrizitätswirtschaft in Betracht gezogene Zuwachsrate von 4,8% liegt nur geringfügig unterhalb der seinerzeitigen Projektion. Sie kann jedoch mit dem ursprünglichen Ausbauprogramm an konventionellen Kraftwerksanlagen nicht voll erreicht werden, weshalb die Revision und Ergänzung dieses Ausbauprogrammes im Interesse der Sicherstellung der Versorgung erforderlich ist.

9.5.2 Feststellungen zum künftigen Kraftwerksausbau

Während das Wasserkraftausbauprogramm gemäß dem koordinierten Ausbauprogramm des Verbandes der E-Werke unbestritten ist, sind seitens des Bundesministeriums für Handel, Gewerbe und Industrie gegen den darin vorgesehenen Ausbau der thermischen Kraftwerke sofort erhebliche Einwände erhoben worden. Dies deshalb, weil dieses Programm, ausgenommen das Kraftwerk Voitsberg III und möglicherweise das Kraftwerk der OKA, ausschließlich Heizöl- und Erdgaskraftwerke vorsieht, und zwar, mit Ausnahme der Wiener Stadtwerke und das FHKW Graz, ausschließlich Kondensationskraftwerke.

Demgegenüber ist es aber aus Gründen der Versorgungssicherheit notwendig und für den besseren Ausgleich der bilateralen Handelsbilanzen zweckmäßig, anstelle von Heizöl möglichst Kohle zu verwenden. Dies entspricht überdies auch den dringenden

Empfehlungen der Internationalen Energieagentur. Besonders der Heizöleinsatz in der Elektrizitätswirtschaft und darüber hinaus in der allgemeinen Wirtschaft sollte möglichst nicht erhöht, sondern eher gesenkt werden. Erdgas sollte nur dann als Brennstoff in Kondensationsdampfkraftwerken verwendet werden, wenn die Speichermöglichkeiten für diesen wertvollen Energieträger erschöpft sind und das in konstanten Mengen angelieferte Erdgas nicht in anderen Bereichen, insbesondere beim Kleinverbrauch oder als Rohstoff in der Industrie, eingesetzt werden kann. Die Stromerzeugung aus Erdgas sollte daher weitgehend den Schwankungen in der Anlieferung angepaßt werden, sofern nicht neugeschaffene Speichervolumina einen bedarfsbestimmten Einsatz gestatten. Insbesondere sollen Heizöl/Erdgaskraftwerke möglichst nicht zur Bedarfsdeckung im Grundlastbereich eingesetzt werden.

Ein weiterer Gesichtspunkt, dem das bisherige koordinierte Ausbauprogramm zu wenig Rechnung getragen hat, ist die Notwendigkeit einer wesentlich stärkeren Berücksichtigung der Kraft-Wärme-Kupplung im Bereich der öffentlichen Versorgung.

Die Möglichkeit der Anwendung der Kraft-Wärme-Kupplung, die eine bessere Ausnutzung des Rohenergieeinsatzes gestattet, sollte eingehend bei allen zum Bau vorgesehenen Wärmekraftwerken geprüft werden. Ein Ausweg aus der derzeitigen Situation, in der die Wärmeversorgung nicht Aufgabe der Sonder- und Landesgesellschaften ist und eine durch die Wärmebereitstellung entstehende höhere finanzielle Belastung nicht auf die Stromerzeugung umgewälzt werden kann, sollte durch enge Zusammenarbeit dieser Gesellschaften mit den regionalen Gebietskörperschaften gefunden werden. Auf Kapitel 8.2 wird in diesem Zusammenhang hingewiesen.

Die als Alternativen für Heizöl- und Erdgaskraftwerke zur Verfügung stehenden Möglichkeiten werfen jedoch ebenfalls Probleme auf. Dem forcierten Ausbau der heimischen Wasserkraft sind durch die in Österreich verfügbare Baukapazität und durch den Konsens der umweltbewußt gewordenen Öffentlichkeit Grenzen gesetzt. Bei Kleinwasserkraftwerken sind nach den jetzt vorliegenden Schätzungen die spezifischen Kosten sehr hoch. Von Aktivitäten auf dem Gebiet des Ausbaues der Kleinwasserkraften kann daher keine wesentliche Erleichterung in der Vorsorge für eine sichere Deckung des zukünftigen Bedarfes an elektrischer Energie erwartet werden.

Bei dem im Verhandlungsstadium befindlichen Projekt zur Nutzung der ungarischen Braunkohle, das die Errichtung eines Wärmekraftwerkes von etwa 600 MW im südburgenländischen Raum vorsieht, bilden der hohe Schwefelgehalt, der hohe Aschenanteil und der Betriebswassermangel besondere Probleme, die derzeit gemeinsam mit den ungarischen Experten überprüft werden.

Ausländische Braunkohle mit niedrigem Heizwert kommt für Importe in größeren Mengen und über größere Entfernungen wegen des Transportvolumens und der damit zusammenhängenden Kostenbelastung kaum in Frage. Hochwertige importierte Kohle stärker auch für die Stromerzeugung einzusetzen, ist jedoch möglich, wenn entsprechende Transporteinrichtungen, sei es auf der Schiene, am Wasserweg (z. B. Rhein-Main-Donau-Kanal) oder über Kohlenpipelines (wie über die in Untersuchung stehende Kohlenpipeline aus Polen) zur Sicherung der Brennstoffversorgung zur Verfügung stehen. Probleme ergeben sich auch beim Einsatz von hochwertiger Kohle vor allem durch die gegenüber dem Einsatz von Heizöl und Erdgas höhere Staubbelastung und durch die höheren spezifischen Anlagekosten, die durch entsprechend niedrigere Betriebskosten kompensiert werden müßten.

Beratungen über die vom Bundesministerium für Handel, Gewerbe und Industrie an den im koordinierten Ausbauprogramm vorgesehenen konventionellen Wärmekraftwerken geübte Kritik haben im Herbst 1978 begonnen, und der Verband der E-Werke hat sich dabei prinzipiell bereit erklärt, die Intentionen des Handelsministeriums zu prüfen.

Die Besprechungen werden, sobald sich der Verband der E-Werke dazu in der Lage sieht, weitergeführt und abgeschlossen werden.

Der Beschluß des Verbandes der E-Werke vom 10. April d. J., das Ersatzkraftwerk für Zwentendorf mit Steinkohle zu betreiben, trägt diesen Intentionen bereits Rechnung.*)

9.5.3 Feststellungen zum künftigen Netzausbau

Nach Ausführung der im Punkt 9.4.3 angeführten Bauvorhaben von Höchstspannungsleitungen ist die Errichtung einer leistungsfähigen 380 kV-Verbindung der östlichen und westlichen Systeme aus elektrizitätswirtschaftlicher Sicht dringend erforderlich. Der Bau einer leistungsfähigen 380 kV-Doppelfreileitung von Kaprun — Salzachtal — Gerlos — Zillertal — Inntal — UW Westtirol sollte möglichst bald in Angriff genommen werden. Aus energiewirtschaftlichen Gründen ebenso notwendig erscheint eine leistungsfähige Nord-Süd-Verbindung von St. Peter nach Kaprun, um neben der inländischen Lastaufteilung auch noch den Verpflichtungen als Mitglied der UCPTÉ nachkommen zu können.

Ein zu projektierender und zu errichtender 380 kV-Freileitungsring (Kaprun — St. Peter — Ernsthofen — Dürnrrohr — Bisamberg — Wien-Südost — Süd-Burgenland — Kainachtal — Obersielach — Lienz — Kaprun; einige Teilstücke sind errichtet und werden derzeit mit 220 kV betrieben) würde nicht nur zu einer Verbesserung der innerösterreichischen Versorgungslage führen, sondern darüber hinaus auch die Durchleitung größerer Leistungen ermöglichen. Dies ist auch im Hinblick auf die Stromlieferungen aus den unter westeuropäischer Beteiligung im Rahmen eines Konsortiums geplanten Braunkohlekraftwerken in Kosovo (Leistung insgesamt 4.200 MW) von essentieller Bedeutung.

9.6 Finanzierung des Investitionsaufwandes der Elektrizitätswirtschaft

Die im Rahmen der preisbehördlichen Tätigkeit des Bundesministeriums für Handel, Gewerbe und Industrie gepflogenen Erhebungen über den Investitionsaufwand der Elektrizitätswirtschaft schließen derzeit mit dem Jahre 1978 ab und ergeben, daß 1978 bei einer präliminierten Investitionssumme von etwa 15 Mrd. S ein Fremdmittelbedarf von mehr als 9 Mrd. S gegeben war. Ohne hier auf die starken Unterschiedlichkeiten des Fremdkapitalbedarfs innerhalb der Elektrizitätswirtschaft eingehen zu können, darf angenommen werden, daß jedenfalls bis 1990 — unter Beibehaltung der derzeitigen Finanzierungsverhältnisse und der Annahme einer laufenden Abgeltung der Kostensteigerungen in den Strompreisen — der notwendige Fremdkapitalanteil am Investitionsvolumen der Elektrizitätswirtschaft mindestens in einer Größenordnung von 50 bis 60% liegen wird. Das bedeutet aber, daß bis 1990 von der Elektrizitätswirtschaft auf heutiger Preisbasis Kredite im Gesamtausmaß von mindestens 100 Mrd. S aufgenommen werden müssen, die Umschuldungserfordernisse nicht mit berücksichtigt.

Was die Aufbringung dieser Kredite anbelangt, hat die Kapitalmarktentwicklung der letzten Jahre allen früheren Vorhersagen widersprochen und neue Dimensionen eröffnet. Mußte bei der Verfassung des Energieplanes 1975 auf Grund der damals vorhandenen Informationen noch davon ausgegangen werden, daß sich der inländische Kapitalmarkt an der Grenze seiner Leistungsfähigkeit befindet und eine Ausweitung des

*) Zusatz bei der Korrektur.

Anteiles der Elektrizitätswirtschaft am inländischen Kapitalmarkt nicht erwartet werden könne, hat insbesondere die unverändert hohe Sparneigung breiter Bevölkerungskreise — was das verfügbare Kreditvolumen anbelangt — dazu geführt, daß die ursprünglich negativen Erwartungen über die Möglichkeiten der Kreditaufbringung zumindest für die Gegenwart vollkommen revidiert werden können. Die zukünftige Konjunktorentwicklung, die Entwicklung der Investitionstätigkeit der Wirtschaft, die weitere Anlagebereitschaft des Publikums, die Entwicklung der Inflationsrate, die zukünftige Verschuldungspolitik der öffentlichen Hand usw. stellen aber Größen mit erheblicher Schwankungsbreite dar, durch die jede längerfristige Beurteilung der Entwicklung des inländischen Kapitalmarktes sehr unsicher wird. Bei einer Einschätzung der ausländischen Kapitalmärkte müssen noch die jeweiligen Notwendigkeiten der Währungspolitik und die Aspekte des Währungsrisikos in Betracht gezogen werden. Dadurch wird jede langfristige Vorhersage zur Spekulation.

Jedenfalls kann nicht ausgeschlossen werden, daß sich bei einem neuen weltweiten Wirtschaftsaufschwung und Investitionsboom die heimische und internationale Kapitalmarktsituation wieder wesentlich verschlechtert und in einem dann enger gewordenen Kreditrahmen für die Bedürfnisse der Energiewirtschaft und besonders der Elektrizitätswirtschaft, wie schon in der Vergangenheit, durch entsprechende Prioritätensetzung bei der Gewährung von Inlands- und Auslandskrediten Rechnung getragen werden muß. Dabei ist zu berücksichtigen, daß zum Kreditbedarf für die Finanzierung der Investitionen noch die jeweiligen Umschuldungserfordernisse kommen. Unter normalen Kapitalmarktverhältnissen kann damit gerechnet werden, daß die Tilgungsbeträge zum Großteil der Wiederveranlagung zugeführt werden und die Umschuldungen ohne wesentliche Belastung der normalen Emissionskapazitäten des Kapitalmarktes vorgenommen werden können.

Je kürzer die Kreditlaufzeiten, desto größer ist aber das jährliche Umschuldungserfordernis. Es kann in Summe Größenordnungen annehmen, die bei deroutierten Kapitalmarktverhältnissen die Kreditschöpfung für Neuinvestitionen zumindest zeitweise ganz zum Erliegen bringen. In dieser Problematik liegt eine ernste Gefahr für die Investitionsfinanzierung im allgemeinen und für die Aufrechterhaltung der Liquidität der Elektrizitätswirtschaft im besonderen.

Schließlich ist die Fremdfinanzierung der Investitionen der Elektrizitätswirtschaft nicht nur eine Frage der mengenmäßigen Kreditaufbringung, sondern auch eine Frage der Kosten. Schon jetzt haben die Finanzierungskosten mit einem Anteil von rund 15% ein erhebliches Gewicht in der Strompreiskalkulation. Dieses Gewicht ist, bezieht man es auf den kapitalintensiven Kraftwerksbau allein, noch bedeutend größer. Neben dem Problem der Kreditbeschaffung darf daher die Frage einer ausreichenden Eigenmittelaufbringung über den Preis und/oder die Kapitalbeistellungen seitens der Eigentümer der Elektrizitätsversorgungsunternehmen, also des Bundes und der Länder, nicht zurückstehen. Es muß ferner bemerkt werden, daß Kapitaleinzahlungen von Bund und Ländern überdies angesichts der notorischen Budgetenge schwierig sind. Eine verbesserte Eigenmittelaufbringung kann daher im wesentlichen nur über den Preis erfolgen. Es ist aber eine in allen Wirtschaftszweigen festzustellende Erscheinung, daß eine überproportionale Stärkung der Selbstfinanzierungsbasis über den Preis, das heißt die Zubilligung einer relativ hohen Gewinnmarge seitens der Preisbehörde, für Zwecke der Investitionsfinanzierung insofern problematisch wird, als mit steigender Gewinnrealisierung, zumindest in gewissen Bereichen, der Kostendruck steigt, während der Widerstand gegen diesen Kostendruck erfahrungsgemäß schwächer wird. Im übrigen ist die von Unternehmen zu Unternehmen stark unterschiedliche Ertrags- und Liquiditätssituation sowie Investitionsintensität zu beachten, die bei einer für ganz Österreich im

gleichen Maße erfolgenden Tarifierhöhung ohne Kapital- und Gewinnpoolung zu Kapitalfehlleitungen führen könnte.

Eine besondere Belastung der Finanzsituation der Elektrizitätswirtschaft ist durch das mit Bundesgesetz vom 15. 12. 1978, BGBl. Nr. 676, statuierte Verbot der Anwendung von Kernspaltung zur Stromerzeugung und der damit verbundenen Nichtinbetriebnahme des nahezu fertiggestellten Kernkraftwerkes Zwentendorf entstanden. Die von der Elektrizitätswirtschaft im Rahmen der Gemeinschaftskernkraftwerk Tullnerfeld Ges.m.b.H. investierten Beträge von rund 8 Mrd. S inklusive Bauzinsen müssen weitgehend als Verlust abgeschrieben werden, während gleichzeitig Aufwendungen für ein nichtatomares Ersatzkraftwerk zu tätigen sind. Zumindest solange keine Kompensation der Verluste im Wege von Kapitalzuführungen oder im Wege von Strompreiserhöhungen erfolgt, bedeutet die Nichtinbetriebnahme von Zwentendorf einen Verzehr von Eigenkapital bei gleichzeitig vermehrtem Fremdmittelbedarf und damit eine Verschlechterung der Kapitalstruktur, die je nach Anteilsquote an der Gemeinschaftskernkraftwerk Tullnerfeld Ges.m.b.H. von Elektrizitätsversorgungsunternehmen zu Elektrizitätsversorgungsunternehmen variiert.

Der Bund wird der Verbundgesellschaft eine Abdeckung jenes Verlustes, der ihr durch die notwendigen Wertberichtigungen auf Grund des Bundesgesetzes vom 15. 12. 1978, BGBl. Nr. 676, erwächst, im Rahmen des sogenannten Verbundkonzerns ermöglichen. Es ist insbesondere vorgesehen, einen Teil des Bundesvermögens aus den Beteiligungen des Bundes an den Sondergesellschaften (§ 4 Zweites Verstaatlichungsgesetz 1947, BGBl. Nr. 81) zur Sanierung heranzuziehen, wobei unter Beachtung von Art. 42 Abs. 5 B-VG sowie Art. XII Abs. 6 lit. a des Bundesfinanzgesetzes 1979 entsprechende Kapitalumschichtungen innerhalb des sogenannten Verbundkonzerns zugunsten der Verbundgesellschaft vorzunehmen sein werden.

10. REGIONALPOLITIK UND ENERGIEVERSORGUNG

10.1 Allgemeine Feststellungen

Raumbezogene Probleme des Energiehaushaltes treten heute immer mehr in den Mittelpunkt der öffentlichen Diskussion. Die zukünftigen Aufgaben, die sich aus der Sicherstellung der Energieversorgung ergeben, sind gekennzeichnet durch die Knappheit der Güter Energie und auch Boden (Standorte). Diese Knappheiten bedingen einen sorgsamsten Umgang mit der Nutzung von Energie und Boden und damit verbunden die Bewältigung umfassender Planungsaufgaben.

Sowohl Erschließungen von Primärenergievorkommen als auch die leitungsgebundenen Sekundärenergiesysteme besitzen mannigfaltige Raumwirksamkeiten auf Grund ihrer negativen (z. B. Umweltwirkung) und positiven (Verfügbarkeit, Preisvorteil, Zentralitätsmerkmal usw.) externen Effekte.

Entgegen der naturgegebenen Ortsgebundenheit der Primärenergievorkommen einschließlich der Wasserkraftnutzung, handelt es sich bei der gebietsmäßigen Aufschließung durch leitungsgebundene Sekundärenergiesysteme — vielleicht mit Ausnahme der heute in Österreich fast ubiquitären Elektrizitätsversorgung — um politische Prioritätensetzung und damit verbunden, entsprechend dem Infrastrukturcharakter der Sekundärenergieversorgung, um zumindest mittelbare „Produktion“ von Standorten. Insbesondere für Ballungsräume müssen in der Zukunft Konzepte für die Versorgung mit Niedertemperaturwärme — und damit zusammenhängend — Pläne für eine Abgrenzung zwischen der Erdgas- und Fernwärmeversorgung einerseits und der Stromversorgung für den Heizungsbedarf andererseits verstärkt entwickelt werden.

In den Bereichen: Aufbringung der Primärenergie, großtechnische Umwandlung, Lagerung, Speicherung, Transport, Verteilung und Einsatz der Energie beim Letztverbraucher ergeben sich teilweise beträchtliche Probleme für die Bodennutzung, die nicht zuletzt auch Gegenstand der Regionalpolitik sind.

Voraussetzung für eine energiebezogene Regionalpolitik ist allerdings neben der Bereitstellung einer entsprechenden regionalen Datenbasis, z. B. in Form von spezifizierten Energiebedarfskatastern, Energieangebotskatastern und Energiebilanzkatastern, die Entwicklung konkreter regionaler Zielvorstellungen und auch die Bereitschaft zur politischen Durchsetzung dieser Ziele insbesondere seitens der Länder und Gemeinden. Der Energiesektor selbst kann zweifellos instrumentelle Ansätze für die Regionalpolitik bereitstellen, benötigt umgekehrt aber auch regionalpolitische Hilfestellungen etwa i. S. von Standortsicherungsmaßnahmen für seine Anlagen.

Da energiebezogene Regionalpolitik viele Institutionen betreiben, ist eine enge Kooperation zwischen Bund, Ländern und Gemeinden entsprechend der steigenden Bedeutung des Gegenstandes notwendig. Diesem Erfordernis trägt der Bund auch dadurch Rechnung, daß in den zur Beratung des Bundesministers für Handel, Gewerbe und Industrie eingerichteten Beiräten (Energieleitungsbeirat, Lastverteilungsbeirat, Elektrizitätsförderungsbeirat, Energiebeirat, Beirat für sinnvolle Anwendung von Energie) die Länder entweder direkt oder indirekt vertreten sind. Dadurch ist gewährleistet, daß die Bundesländer schon in früheren Stadien der Entscheidungsfindung ihre Interessen wahren können.

Neben verschiedenen anderen Fühlungen zwischen den Ländern und dem Bundesministerium für Handel, Gewerbe und Industrie über Fragen des regionalen Energiehaushaltes, fanden hierüber Mitte 1977 zwei Arbeitsgespräche zwischen dem Bundesministerium für Handel, Gewerbe und Industrie, Sektion V, und den Bundes-

ländern statt. An diesen Arbeitsgesprächen nahmen Experten der Bundesländer sowohl aus dem Bereich Energie als auch aus dem Bereich Raumplanung/Raumordnung teil.

Von den meisten Ländern wurden neben dem einstimmigen Beschluß der Landeshauptmännerkonferenz vom 22. Mai 1975 auch noch eigene Vorschläge und Forderungen zur Energiepolitik im allgemeinen und zum Energieplan im besonderen deponiert.

Die Wünsche der Länder betrafen praktisch das ganze Spektrum der Energiepolitik, inklusive rechtlicher, finanzieller und technischer Probleme.

Den Ländern wurde mit der Einladung zum ersten Arbeitsgespräch eine umfangreiche Stellungnahme des Bundesministeriums für Handel, Gewerbe und Industrie, Sektion V, zu deren Forderungen und Vorschlägen übermittelt. In dieser Stellungnahme wurden die Sachfragen detailliert behandelt und nach folgenden Gesichtspunkten geordnet:

- Unwiderrspochene, allgemein anerkannte Grundsätze
- Gemeinsamer Problemerkatalog aller Bundesländer
- Einzelne Stellungnahmen von Bundesländern in der Reihenfolge der Lokalisierbarkeit der Probleme

Das wichtigste Ergebnis der Arbeitsgespräche, das durch die Protokolle wie auch im besonderen durch die Stellungnahmen der Bundesländer Burgenland, Niederösterreich, Oberösterreich und Tirol zu diesen Protokollen zum Ausdruck kommt, kann dahingehend zusammengefaßt werden, daß überwiegend Übereinstimmung in den Zielsetzungen der Energiepolitik besteht und ein prinzipieller Widerspruch in der Haltung der Länder zur Energiepolitik des Bundes nicht feststellbar ist.

Zum Zeitpunkt der Arbeitsgespräche zwischen dem Bundesministerium und den Ländern lagen von drei Bundesländern folgende Energiekonzepte bzw. regionale Energiepläne vor:

- „Energieplan für das Land Steiermark“, Februar 1976
- „Energiewirtschaftlicher Problemerkatalog Tirol — Beitrag zum österreichischen Energieplan“, Februar 1975
- „Grundlagen für ein Energiekonzept der Stadt Wien“, April 1975

Diese Ausarbeitungen wurden insbesondere unter dem Aspekt der Aufzählung von Wünschen und Zielsetzungen der Länder erstellt. Die drei Energiekonzepte sind im Prinzip — und soweit vergleichbar — so aufgebaut, daß sie allgemeine Grundlagen (Bevölkerungs- und Wirtschaftsentwicklung), bisherige Entwicklung und Deckung des Energieverbrauches, Prognose und voraussichtliche Deckung des Energiebedarfes, und einen Forderungskatalog beinhalten.

Mit Ausnahme einiger Kapitel der „Grundlagen für ein Energiekonzept der Stadt Wien“ begnügen sich diese drei Ausarbeitungen mit globalen Betrachtungen des jeweiligen Landesgebietes. Genauere regionale Untersuchungen, etwa auf Basis der von manchen Bundesländern abgegrenzten Planungsregionen oder von politischen Bezirken, wurden nicht vorgenommen.

Dem Zusammenhang zwischen Problemen der regionalen Energieversorgung und Angelegenheiten der Raumplanung/Raumordnung wurde bei der Erstellung des „Energiewirtschaftlichen Problemerkataloges Tirol“ dadurch Rechnung getragen, daß dieser Problemerkatalog von der Untergruppe „Energiekonzept“ des Tiroler Raumordnungsbeirates erstellt wurde. Der Tiroler Raumordnungsbeirat ist gemäß den Bestimmungen des Tiroler Raumordnungsgesetzes zur fachlichen Beratung der (Tiroler) Raumordnungskonferenz eingerichtet, die wiederum die Tiroler Landesregierung in Angelegenheiten der Raumplanung/Raumordnung zu beraten hat.

10.2 Probleme der regionalen Energieversorgung

10.2.1 Fernwärme- und Gasversorgung in Ballungsräumen

Ballungsräume als Verdichtungsgebiete mit überwiegend städtischen Lebensbedingungen sind als zu bevorzugende Einsatzgebiete der leitungsgebundenen Sekundärenergiesysteme „Gas“ und „Fernwärme“ zu betrachten. Damit die bestehenden Möglichkeiten aber auch realisiert werden, bedarf es aus den bekannten energiepolitischen Gründen und auch aufgrund der ungünstigen Umweltwirkung von Einzelfeuerungen dringend regional- und kommunalpolitischer Entscheidungen, wofür sich als ein wesentliches Problem vorerst die Abgrenzung der jeweiligen Versorgungsgebiete stellt.

Neben anderen flankierenden Maßnahmen ist zweifellos die Erarbeitung eines örtlichen Kriterienkataloges notwendig.

Da die infrastrukturelle Seite derart komplexer Gebilde wie Städte oder Ballungsräume sicher nicht nur mittels Kennwerten beschrieben werden kann, ist eine sehr enge Zusammenarbeit zwischen Stadt- und Regionalplanung und Energieversorgungsunternehmen unumgänglich.

Die heute noch teilweise aufgestellte Forderung nach freier Wahl der Energieart durch den Verbraucher läßt sich mit den Erfordernissen einer sinnvollen Energieverwendung nicht mehr in Einklang bringen.

Die komplizierten Zusammenhänge und Rückwirkungen, die insbesondere bei leitungsgebundenen Energieversorgungssystemen bestehen, erfordern konkrete, räumlich bezogene Versorgungskonzepte. Nur eine umfassende Koordinierung und Kooperation der Elektrizitäts-, Gas- und Fernwärmeversorgung, kann zu einem optimalen Ergebnis im Interesse der Allgemeinheit führen. In diesem Zusammenhang darf auf die Absicht der STEWEAG hingewiesen werden, nunmehr hinsichtlich Kraft-Wärme-Kupplungen verstärkt tätig zu werden und die Fernwärmeversorgung im Landesgebiet auszubauen (vgl. 8.2.2.2 u. 12.5.1).

10.2.2 Trassenführung von Hochspannungs-Freileitungen

Durch den Trend zu immer höheren Spannungsebenen bei Freileitungen ergeben sich naturgemäß größere Sicherheitszonen und gesteigerte Bauhöhen der Maste als landschaftsästhetische Komponente. Aufgrund der Knappheit des Bodens in Ballungsräumen, aber auch in topographisch stark gegliederten ländlichen Räumen (z. B. Engtälern), wird es immer schwieriger, geeignete Trassen für Hochspannungsfreileitungen zu finden. Eine weitere Schwierigkeit besteht darin, daß auf bestehende Kulturdenkmäler, Ensembles sowie sonstige landschafts- oder naturschutzbedürftige Objekte besonders Bedacht genommen werden muß. Mehrere Beispiele der jüngsten Vergangenheit demonstrieren dies augenscheinlich.

10.2.3 Aktuelle regionale und lokale Energiekonzepte

Seit Juni 1978 liegen Energiekonzepte für zwei österreichische Großstädte vor:

- „Energiekonzept für die Landeshauptstadt Graz“, Grazer Stadtwerke AG
- „Energiekonzept der Stadt Wien“, Wiener Stadtwerke

Da beide Energiekonzepte von den jeweiligen kommunalen Energieversorgungsbetrieben erstellt wurden, stehen leitungsgebundene Energiearten im Vordergrund der Betrachtungen. Abgesehen von Besonderheiten des Versorgungsgebietes der Betriebe selbst — die Grazer Stadtwerke versorgen nur Teile von Graz mit elektrischem Strom, die Wiener Stadtwerke versorgen hingegen ganz Wien und besitzen ein über die Stadt-

grenze hinausreichendes Versorgungsgebiet — sind die jeweils untersuchten Räume mit den entsprechenden Stadtgebieten identisch.

a) Energiekonzept für die Landeshauptstadt Graz

Durch die häufige Verwendung von wichtigen Strukturelementen darstellenden Farbkarten wird einerseits ein hohes Maß an Übersichtlichkeit erreicht und andererseits die für einen Ballungsraum besonders wichtige räumliche Dimension der Situation bei der Energieversorgung unterstrichen.

Bei diesem Energiekonzept handelt es sich um einen ersten Bericht über einen kleinräumigen Ansatz zur Versorgungsoptimierung von Graz durch leitungsgebundene Energieträger. In der Hauptsache wurden als räumliche Einheiten die Stadtbezirke betrachtet. In weiteren Arbeiten wollen die Grazer Stadtwerke statistische Zählsprengel als vorerst kleinste Raumeinheiten den Betrachtungen zugrunde legen.

Die Betrachtungsweise ist im wesentlichen eine betriebswirtschaftliche, was auch dadurch zum Ausdruck kommt, daß die energiewirtschaftliche Versorgungsoptimierung eines bestimmten Stadtgebietes vorwiegend auf einer Kostenminimierung der Energieträger und damit auf den derzeitigen Energiepreisen basiert. Hierzu muß natürlich angemerkt werden, daß die Energieversorgung eines Ballungsraumes im öffentlichen Interesse nicht nur von mikroökonomischen Kalkülen bestimmt werden darf. Dies gilt insbesondere im Hinblick auf die Umweltwirkung des Energiehaushaltes und die mittel- und langfristige Versorgungssicherheit.

Gegenüber der mit ökonomischen Kalkülen des Energieversorgungsunternehmens ermittelten, höchsten betriebswirtschaftlichen Rendite stellen die Forderungen nach Einsatz umweltfreundlicher Energiearten und nach krisensicherer Energieversorgung besonders für Ballungsräume einen Zielkonflikt dar. Lösungsansätze müssen daher nach Ansicht des Bundesministeriums für Handel, Gewerbe und Industrie auf der detaillierten Kenntnis der örtlich bereits gegebenen atmosphärischen Umweltbelastung und regionalen Krisenerfordernissen beruhen.

Das „Energiekonzept für die Landeshauptstadt Graz“ besitzt zweifellos eine über Graz hinausreichende vorbildhafte Wirkung. Die Fortschreibung und Verfeinerung dieses Konzeptes erfordert natürlich integrierte Maßnahmen der Koordination und Kooperation etwa durch die Erstellung eines Stadtentwicklungs-, Ver- und Entsorgungs- sowie eines Umweltkonzeptes durch die Stadt Graz.

b) Energiekonzept der Stadt Wien

Diesem Energiekonzept gingen die bereits erwähnten und vom Wiener Gemeinderat einstimmig beschlossenen „Grundlagen für ein Energiekonzept der Stadt Wien“ voraus.

Als Hintergrund wurden neben den Ergebnissen der „Energieprognose bis 1990“ des Österreichischen Institutes für Wirtschaftsforschung auch die Szenarien der Studie „Abschätzung alternativer Energie- und Umweltbedingungen für Österreich 1977—2015“ des Internationalen Institutes für angewandte Systemanalyse/Laxenburg (IIASA) verwendet.

Für die Analyse des Energiebedarfes wurde das Stadtgebiet, soweit es als erforderlich erachtet wurde, abgesehen von den 23 Stadtbezirken, in weitere 42 „Stadtbereiche“ unterteilt. Die Stadtbereiche selbst bestehen aus Zählbezirken. Die Verteilung der leitungsgebundenen Energiearten in Wien besorgen die

Wiener Stadtwerke – Elektrizitätswerke, die Wiener Stadtwerke – Gaswerke und die Heizbetriebe Wien Ges.m.b.H..

Von besonderem Interesse für die raumbezogenen Aspekte der Energieversorgung in Ballungsräumen ist die Versorgung mit Gas und Fernwärme, da diese Energiearten aus Gründen der Gestaltung eines wirtschaftlichen Versorgungsnetzes nicht allen potentiellen Konsumenten angeboten werden können.

Die Stadt Wien verfügt bereits jetzt über eines der größten und dichtesten kommunalen Gasnetze Europas, das Fernwärmenetz ist im zügigen Ausbau begriffen.

Im gegenständlichen Energiekonzept wurde der Untersuchung des zukünftigen Wärmebedarfes, der für Ausbaumaßnahmen entscheidend ist, breiter Raum gewidmet. Als Grundlage der Koordinierung der leitungsgebundenen Energie wurde ein „Wärmebedarfskataster“ für den Bedarf an Niedertemperaturwärme erstellt. Entsprechende Abgrenzungsrechnungen, insbesondere für Erdgas und Fernwärme, wurden für die räumliche Einheit „Stadtbereich“ unter der Annahme von verschiedenen Entwicklungsvarianten vorgenommen.

Bezüglich der dabei betrachteten räumlichen Gliederung „Stadtbereich“ ist seitens des Bundesministeriums für Handel, Gewerbe und Industrie anzumerken, daß diese für erste, grundsätzliche Überlegungen ausreichend erscheint. Es wäre allerdings zu überprüfen, ob für eingehendere Untersuchungen die „Stadtbereiche“ nicht zu grob erscheinen, berücksichtigt man etwa, daß die bevölkerungsreichsten und flächenmäßig größten Wiener Gemeindebezirke jeweils nur aus drei „Stadtbereichen“ bestehen.

Der Darstellung der wechselseitigen Abhängigkeiten von Energieversorgung und Stadtplanung kommt immer größere Bedeutung zu.

Über die kommunale Energieversorgungssituation der Landeshauptstädte Salzburg und Klagenfurt wird folgendes festgehalten:

Die Salzburger Stadtwerke haben die Entwicklung eines Stufenkonzeptes für die Realisierung des prozeßrechnergestützten Gesamtprojektes für den Energie-Querverbund Salzburgs in Angriff genommen, wobei eine Querverbundsoptimierung im Iterationsverfahren erfolgen soll, die sich wie folgt zusammenfassend beschreiben läßt:

- Koordinierte Lastverteilung auf der Basis von Prognosen, Netzberechnungen, Strukturanalysen und lokaler und regionaler Tarifvergleiche
- Einsatzplanung der eigenen Kraftwerke in Koordination mit dem Gaswerk bei entsprechender Berücksichtigung des Fremdstrombezuges und der einsetzbaren Primärenergie
- Hydrothermischer Verbundbetrieb im Sinne einer Überlagerung der Versorgungsaufgaben der Elektrizitätswerke und der Heizkraftwerke
- Zusammenfassung des hydrothermischen Verbundbetriebes mit dem Gaswerk zu einem optimalen Querverbundsystem.

Die Stadtwerke Klagenfurt haben bereits 1973 ein Energiekonzept, welches leider bisher nicht aktualisiert werden konnte, vorgelegt. Es ist jedenfalls bemerkenswert, daß in Klagenfurt seit 1949 ein seither ständig erweitertes, mit Kohle, aber auch mit Öl und Gas befeuerbares Heizkraftwerk betrieben wird, wobei beste betriebswirtschaftliche Erfahrungen gemacht werden konnten. Es kann festgestellt werden, daß ohne die sichere Basis der Braunkohle dieses Werk bei reinem Ölbetrieb bereits mehrere Male zum Stillstand gekommen wäre.

10.3 Kraftwerksanlagen als Probleme der Regionalpolitik

10.3.1 Wasserkräfte

Während bei allen anderen großtechnischen Energieumwandlungsanlagen — abgesehen von der Verstromung von Braunkohle — weitreichende Standortalternativen zumindest denkbar sind, ist dies bei der Nutzung der Wasserkraft nur in ganz bescheidenem Umfang in Form von Alternativprojekten möglich.

Wie aus den bisherigen ökologischen Gutachten zu Kraftwerksprojekten zu entnehmen ist, wird von den Gutachtern der Beeinträchtigung des Landschaftsbildes, also der ästhetischen Beurteilung, aber auch den daraus abgeleiteten negativen Folgen für den Fremdenverkehr, eine dominierende Bedeutung beigemessen. Inwieweit derartige Bedenken — etwa in Form einer Landschaftsbewertung — objektivierbar sind bzw. die daraus gezogenen Konsequenzen schlüssig sind, läßt sich derzeit noch nicht absehen. Zweifellos — und dies geht auch aus der Beurteilung durch ökologische Gutachter hervor — lassen sich aber die befürchteten Beeinträchtigungen des Landschaftsbildes durch flankierende Maßnahmen — z. B. in Form integrierter Landschaftsplanungen — entscheidend reduzieren.

Der Einbau der Landschaftsplanung in eine umfassende Regionalplanung im Rahmen der Raumordnungs-/Raumplanungstätigkeiten der Länder wäre daher zu begrüßen.

Die Wahrung der Interessen des Natur- und Landschaftsschutzes dürfen jedoch nicht zu langen Verzögerungen beim Bau von Wasserkraftwerken führen und den Ausbau der heimischen Wasserkräfte nicht grundsätzlich gefährden. Dies gilt insbesondere im Hinblick auf das Ergebnis der Volksabstimmung vom 5. November 1978.

In diesem Zusammenhang ist konkret auf die Schwierigkeiten hinzuweisen, die beim Ausbau der Donautrecke in der Wachau und bei der Realisierung eines Kraftwerksprojektes in Osttirol aufgetreten sind. Der zwischenstaatliche Ausbau der Unteren Salzach wird derzeit durch ein bayerisches Verfahren gehemmt.

Um wissenschaftlich fundierte Entscheidungsgrundlagen für den Ausbau der Donautrecke in der Wachau zu erhalten, hat das Bundesministerium für Handel, Gewerbe und Industrie im Einvernehmen mit dem Bundesministerium für Bauten und Technik ein technisch-wirtschaftliches und ein ökologisches Gutachten in Auftrag gegeben. Diese Gutachten liegen bereits vor, doch sind noch einige offene Fragen abzuklären. Nach einer Stellungnahme des „Arbeitskreises zum Schutz der Wachau“ zum erwähnten Gutachten wird entschieden werden, ob noch weitere Untersuchungen in Auftrag zu geben sind, oder ob die offenen Fragen in anderer Weise einer Beantwortung zugeführt werden können.

Für das Projekt in Osttirol hat das Bundesministerium für Land- und Forstwirtschaft im Einvernehmen mit dem Bundesministerium für Handel, Gewerbe und Industrie ein ganzheitliches, interdisziplinäres Gutachten in Auftrag gegeben, das die Auswirkungen der Projekte auf Natur und Landschaft zu beurteilen gestattet. Dieses umfangreiche Gutachten wurde ebenfalls bereits fertiggestellt und wird eine Grundlage für die weitere Behandlung des Vorhabens bilden, für das beim Bundesministerium für Land- und Forstwirtschaft ein Antrag für die Durchführung des Wasserrechtsverfahrens bereits gestellt wurde.

Die Österreichisch-Bayerische Kraftwerke AG (ÖBK) hat ein Projekt zum Ausbau der Unteren Salzach vorgelegt. Ein bayerisches Raumordnungsverfahren für dieses Projekt wurde mit dem Ergebnis abgeschlossen, daß die Planungen den Erfordernissen der Raumordnung nicht entsprechen. Österreich ist nach wie vor aus energiewirtschaft-

lichen Gründen und in Entsprechung der Zielsetzungen der Internationalen Energieagentur (IEA) auf Nutzung von Energiequellen, die alternativ zum Import von Rohöl sind, am Ausbau dieses Projektes interessiert. Es werden daher Verhandlungen zwischen den Vertragspartnern des Regierungsübereinkommens vom 16. Oktober 1950, das die Basis der Tätigkeit der ÖBK darstellt, zu diesem Zweck eingeleitet werden.

Es muß ausdrücklich hervorgehoben werden, daß die bisherigen Erfahrungen mit dem Ausbau von Wasserkraftwerken — sowohl im Hochgebirge als auch in den Flußlandschaften — nicht zum Rückgang des Fremdenverkehrs oder zu einer grundlegenden Beeinträchtigung des Landschaftsbildes geführt haben, sondern in vielen Fällen — z. B. Kaprun, Montafon oder Reißbeckgruppe — diese Gebiete erst dem Fremdenverkehr erschlossen haben, oder, wie die Kraftwerksketten am Inn und an der Enns zeigen, zu einer Bereicherung der bisher in diesen Gebieten vorhandenen Vogelwelt geführt haben.

10.3.2 Wärmekraftwerke

Wärmekraftwerke bringen neben der sicherlich auch vorhandenen Prägung des Landschaftsbildes noch zusätzlich als negative Auswirkung für die Region die mit dem Betrieb verbundenen schädlichen Emissionen mit sich. Daneben stellt die Bewältigung der Abwärmeabfuhr eines der Hauptprobleme für die Standortfindung bei jedem Wärmekraftwerk dar. Bezüglich der zu erwartenden Schadstoffmengen und ihrer Bedeutung sowie der Fragen der Wassergüte und ihrer Beeinflussung durch Wärmeeinträgenungen wird auf Kapitel 11 verwiesen.

Mit der Vermeidung bzw. Milderung der Umweltwirkung von Wärmekraftwerken ist die Errichtung großer Bauwerke wie Schlote, Kühltürme usw. verbunden, die eine oft weitreichend landschaftsprägende Wirkung besitzen.

10.4 Durch das Bundesministerium für Handel, Gewerbe und Industrie veranlaßte „Beiträge zur regionalen Energiepolitik Österreichs“

Im Sinne der seinerzeitigen Zusage des Bundesministeriums für Handel, Gewerbe und Industrie, die regionalen energiewirtschaftlichen Probleme nach Maßgabe der hiezu erforderlichen Unterlagen bzw. des erforderlichen Datenmaterials mehr in den Energieplan einzubauen, hat das Bundesministerium für Handel, Gewerbe und Industrie Gutachten in Auftrag gegeben, die in der vom Ressort herausgegebenen Schriftenreihe „Beiträge zur regionalen Energiepolitik Österreichs“ zusammengefaßt wurden (Anhang I [15] bis [19]).

Im einzelnen handelt es sich um folgende bisher in dieser Schriftenreihe veröffentlichte Studien:

- Band 1: „Die Energieversorgung Westösterreichs mit Erdölprodukten und Erdgas“
- Band 2: „Einflüsse der Heizkostenverrechnung auf den Energieverbrauch“
- Band 3: „Betriebswirkungsgrade von Heizsystemen des Hausbrandes“
- Band 4: „Kraft-Wärme-Kupplung im Bereich der öffentlichen Versorgung“

10.4.1 Die Energieversorgung Westösterreich mit Erdölprodukten und Erdgas

Die Notwendigkeit der Erstellung der Studie war u. a. durch folgende Sachverhalte gegeben:

- Das Energieaufkommen Westösterreichs wurde 1974 zu ca. 75% aus Mineralölprodukten gedeckt (Österreich insgesamt 52%)

- Extreme Abhängigkeit Westösterreichs von Produktimporten, insbesondere bei Vergaserkraftstoffen und Heizöl schwer
- Unzureichender Anschluß an eine Erdgasversorgung, wobei Tirol gänzlich ohne Erdgasanschluß ist.

Ziel dieser Studie ist es, aufgrund des gegenwärtigen und des zukünftig zu erwartenden Energieverbrauches der westlichen Bundesländer Vorarlberg, Tirol und Salzburg Alternativen einer krisensicheren Versorgung mit Erdölprodukten und Erdgas aufzuzeigen. Insbesondere wurde ein Bevorratungskonzept für Erdölprodukte entwickelt, welches trotz empfindlicher Störungen der Importe die Deckung des Mineralölbedarfes für 90 Tage garantieren könnte.

Für die Mineralölbevorratung (Dimensionierung und Standorte der Lager) wurden die geographischen, versorgungstechnischen, ökologischen und wirtschaftlichen Gegebenheiten der einzelnen Bundesländer berücksichtigt. Die Möglichkeiten einer zukünftigen subsidiären Versorgung Westösterreichs mit Erdgas wurden analysiert und Alternativen für Fernleitungsnetze anhand verschiedener Varianten ausgearbeitet.

Die Ergebnisse der Studie können wie folgt zusammengefaßt werden:

- Im Falle einer Notsituation, das heißt einer Störung der Erdölimporte nach Österreich, kann derzeit nicht damit gerechnet werden, daß die Verlade- und Transportkapazitäten ausreichend sind, um eine auf den Normalbedarf abgestimmte Versorgung Westösterreichs zu garantieren, auch wenn in den Zentrallagern Ostösterreichs ausreichende Pflichtvorräte vorhanden sind.
- Zur Überbrückung von Versorgungslücken ist es notwendig, Pflichtlager in Westösterreich anzulegen. Vom Standpunkt der Versorgungssicherheit, der Krisenbewirtschaftung und der Kosten sind die Lagerhaltungskonzepte vertretbar.
- Die Auswahl zwischen den vertretbaren Lagerhaltungskonzepten darf nicht isoliert unter Berücksichtigung einzelner Bewertungskriterien, sondern muß in Abstimmung mit einem dispositiv einsetzbaren, zentralen Versorgungsplan, einem Maßstab der Krisenbewirtschaftung in den Bundesländern und den zur Verfügung stehenden Standorten getroffen werden.

10.4.2 Einflüsse der Heizkostenverrechnung auf den Energieverbrauch

Da die in der Untersuchung über „Einflüsse der Heizkostenverrechnung auf den Energieverbrauch“ behandelten Fragen in hohem Maße die Kompetenz der Länder berühren, erfolgte konsequenterweise die Veröffentlichung des Gutachtens in der gegenständlichen Schriftenreihe. Für diese Studie besitzen naturgemäß nur jene Heizungsarten Bedeutung, bei denen mehrere Wohnungen von einer zentralen Wärmeversorgungsanlage mit Wärme beliefert werden und diese Wärme dem Abnehmer verrechnet wird (Zentral-, Block- und Fernheizungen).

Grundsätzlich sind drei Arten der Heizkostenabrechnung für derartige Wärmeversorgungssysteme zu unterscheiden:

- Warmmiete
- Pauschale Umlage auf Wohnfläche, Heizfläche oder andere Bezugsgrößen
- Abrechnung nach Verbrauch

Die Untersuchung kam zu dem Ergebnis, daß die Heizkostenverrechnung nach Verbrauch Energieeinsparungen zur Folge hat, die im Kapitel 12.1.3 genauer quantifiziert werden.

Um die Einführung dieser Art der Heizkostenverrechnung durchzusetzen, werden folgende Maßnahmen vorgeschlagen:

- Das Wohnbauförderungsgesetz 1968 könnte die Gewährung von Darlehen und Krediten vom Nachweis abhängig machen, daß die Verrechnung der Heizkosten (bei Gebäuden mit mehr als 2 Wohnungen) nach tatsächlichem Verbrauch vorgenommen wird.
- Finanzielle Förderungen im Rahmen des Wohnungsverbesserungsgesetzes sollten (z. B. bei allen baulichen Veränderungen von Heizungsanlagen — Anschluß an Sammelheizungen) von der Art der Heizkostenabrechnung abhängig gemacht und die Verbrauchsabrechnung verpflichtend vorgeschrieben werden.
- Da es sich beim sinnvollen Energieeinsatz um ein eminent wichtiges Anliegen von öffentlichem Interesse handelt, sollten auch die Bauordnungen — möglichst nach Abstimmung unter den Bundesländern — auf die gegebene Situation im Energiesektor abgestimmt werden.
- Im Zuge der in Arbeit befindlichen Anpassung einschlägiger Bestimmungen (ÖNORM) ist die Art der Heizkostenabrechnung und die Auswirkung auf den Wärmeverbrauch zu berücksichtigen.

10.4.3 Betriebswirkungsgrade von Heizsystemen des Hausbrandes

Wie beim Band 2 der gegenständlichen Schriftenreihe liegt der Grund für die Veröffentlichung der Untersuchung über die „Betriebswirkungsgrade von Heizsystemen des Hausbrandes“ in dieser Reihe in der Tatsache begründet, daß die zu ergreifenden Maßnahmen für eine energiewirtschaftliche Optimierung des Hausbrandes im Zuständigkeitsbereich der Länder liegen.

Näheres wird unter 12.1.2 ausgeführt.

10.4.4 Kraft-Wärme-Kupplung im Bereich der öffentlichen Versorgung — die wirtschaftlichen Möglichkeiten der Fernwärmeversorgung in Österreich

Die vorliegende Untersuchung, die die quantitativen Hinweise dafür liefert, wo in Österreich bedeutendere, noch nicht ausgeschöpfte Einsatzmöglichkeiten für die Kraft-Wärme-Kupplung im öffentlichen Bereich bestehen, bildet naturgemäß erst den Beginn einer Kette von Anstrengungen zur Realisierung. Vorerst haben die örtlich für die Strom- und Wärmeversorgung zuständigen Stellen zu prüfen, ob die lokal aufgezeigten Möglichkeiten richtig eingeschätzt wurden und diese durch die Ausarbeitung konkreter Bauprojekte genutzt werden sollen. Da dies eine Angelegenheit ist, die zur Gänze in den Bereich der Länder und Gemeinden und der von diesen betriebenen Versorgungsunternehmen fällt, ist es selbstverständlich, daß die Veröffentlichung der Untersuchung in dieser Schriftenreihe erfolgt. Den regionalpolitischen Charakter dieser Untersuchung unterstreicht auch der in ihrem Rahmen erstellte „Wärmeatlas“, der aus folgenden Teilen besteht:

- Ausweisung jener Gemeinden (bzw. Stadtbezirke in der Bundeshauptstadt Wien), welche einen Wärmebedarf von mehr als 69,77 MW haben (Stand 1971)
- Für insgesamt sechs Versorgungsvarianten wurde der jeweilige Wärmebedarf ermittelt, wobei je drei Varianten von den Daten von 1971 und der Prognose für 1991 ausgehen.

Entsprechend den getroffenen Annahmen für die einzelnen Varianten könnte der Anteil der Fernwärmeversorgung am gesamten Niedertemperatur-Wärmeverbrauch Österreichs 1991 zwischen 19 bis 22% betragen. Der bei den jeweiligen Varianten erreich-

baren Brennstoffersparnis von 32,8 bis 86,7 PJ/a, was einem Wert von 1,85 bis 4,22 Mrd. Schilling/Jahr entspricht, stehen Investitionserfordernisse von 15,4 bis 39,87 Mrd. Schilling (Preisbasis 1976) gegenüber.

Abschließend wird noch angemerkt, daß die in dieser Untersuchung angenommenen Kriterien hinsichtlich einer Fernwärmeversorgung noch erweiterbar sind, wie existierende Beispiele von wirtschaftlich arbeitenden Kraft-Wärme-Kupplungen bzw. Fernheiznetzen auch für kleinere Orte beweisen.

10.5 Standorte von Pflichtnotstandslagern für Rohöl und Erdölprodukte

Die Erdöl-Lagergesellschaft m.b.H. (ELG) — die vom Bundesminister für Handel, Gewerbe und Industrie die Befugnis zur Übernahme der Vorratspflicht einzelner Importeure auf Grund des Erdöl-Bevorratungs- und Meldegesetzes hat — (13.1.1) errichtet derzeit in erster Baustufe ein Krisenlager für Rohöl und Erdölprodukte in Lannach in der Steiermark mit einem Fassungsvermögen von 520.000 m³. Unmittelbar nach dem Wirksamwerden der Rechtskraft des Baubescheides, das sich zufolge von Berufungen einiger Anrainer verzögert hat, wurde Mitte Oktober 1977 mit dem Lagerbau begonnen. Die Inbetriebnahme ist für Ende 1979 geplant.

Im Hinblick auf die in Aussicht genommene Errichtung eines weiteren Pflichtnotstandslagers im Westen Österreichs, wurde von der ELG im engen Kontakt mit dem Amt der Tiroler Landesregierung eine Reihe von Grundstücken in Tirol auf ihre Eignung für die Errichtung eines Pflichtnotstandslagers geprüft. Das Land Tirol hat, basierend auf der vom Bundesministerium für Handel, Gewerbe und Industrie veranlaßten und bereits unter 10.4.1 erläuterten Studie „Die Energieversorgung Westösterreichs mit Erdölprodukten und Erdgas“, ein Bevorratungskonzept für Erdölprodukte erstellt, das die Notwendigkeit der Errichtung eines Krisenlagers aufgrund der spezifischen Versorgungssituation in Tirol, die durch einen überdurchschnittlich hohen Anteil der Erdölprodukte am Energieverbrauch gekennzeichnet ist, betont. Nach einer Standortuntersuchung durch eine Expertenkommission wird zu dem Schluß gekommen, daß von allen zur Verfügung stehenden und untersuchten Standorten die Gemeinde Kramsach einwandfrei die besten Voraussetzungen aufweist.

Der Flächenwidmungsplan der Gemeinde Kramsach sollte sohin nach § 28 des Tiroler Raumordnungsgesetzes geändert und das in Rede stehende Grundstück als Sonderfläche im Freiland für die Errichtung eines Pflichtnotstandslagers für Erdölprodukte unter Erteilung diverser Auflagen gewidmet werden. Die Entscheidung des Gemeinderates Kramsach über die Umwidmung ist jedoch noch ausständig, weshalb in Tirol auch noch andere Lösungen erwogen werden.

10.6 In Arbeit befindliche Untersuchung: „Die Energieversorgung Oberösterreichs“

In Fortsetzung der im Band 1 der Schriftenreihe „Beiträge zur regionalen Energiepolitik Österreichs“ veröffentlichten Studie „Die Energieversorgung Westösterreichs mit Erdölprodukten und Erdgas“ für die Bundesländer Salzburg, Tirol und Vorarlberg hat das Bundesministerium für Handel, Gewerbe und Industrie im Einvernehmen mit dem Amt der oberösterreichischen Landesregierung eine über den engeren Bereich der Versorgung mit Kohlenwasserstoffen hinausgehende Arbeit über die Energieversorgung Oberösterreichs in Auftrag gegeben.

Im einzelnen zielt diese Untersuchung darauf ab, einen Überblick über die bisherige

Entwicklung, die derzeitige Situation und eine Prognose der Energieversorgung des Bundeslandes Oberösterreich zu erarbeiten. Die Problemstellung umfaßt sowohl die Energieaufbringung als auch den Energieverbrauch. Neben einer Analyse für Oberösterreich insgesamt soll eine Differenzierung nach Energiearten, Verwendungssektoren und räumlichen Gliederungen erfolgen, womit folgende Ziele erreicht werden sollen:

- Verbesserung der regionalen Datenbasis, sodaß die im Zusammenhang mit den früheren Energieplänen von den Bundesländern gewünschte verstärkte Beachtung und Behandlung regionaler energiepolitischer Gesichtspunkte ermöglicht werden.
- Erstellung der Basis für ein zukünftiges Raumordnungsprogramm für Sachbereiche (Energieversorgung) entsprechend dem oberösterreichischen Raumordnungsgesetz.
- Erarbeitung des Grundlagenmaterials für das lokale Energiekrisenmanagement. Eine optimale Energienotversorgung in Krisenzeiten, insbesondere für den Bereich des privaten Konsums, kann nur aus der Kenntnis räumlich möglichst fein gegliederter Verbrauchswerte erfolgen.
- Untersuchung der räumlichen Disparitäten des Energiehaushaltes. Neben einer Analyse Oberösterreichs insgesamt nach Energiearten und Verwendungssektoren, soll auch eine entsprechende Untersuchung der politischen Bezirke bzw. der Statutarstädte erfolgen. Sollte es sich darüber hinaus als notwendig erweisen, zusätzliche funktionelle, räumliche Gliederungen zu betrachten, so werden diese auf Basis der administrativen Abgrenzungen (Gemeinden, politische Bezirke) vorgenommen werden müssen. Für Gebiete mit besonderen energiepolitischen Problemen und Kennzeichen werden detailliertere Untersuchungen notwendig sein.

Das Amt der oberösterreichischen Landesregierung hat sich aufgrund der Bedeutung dieser Studie für Oberösterreich bereit erklärt, die Arbeiten für dieses Gutachten, speziell auf dem Gebiet der Erhebung der Grunddaten, voll zu unterstützen.

10.7 Thematische Karten für leitungsgebundene Energiearten für das Bundesgebiet

Besonders anschauliche Informationen bezüglich der räumlichen Aspekte der Energieversorgung bieten naturgemäß thematische Karten.

Mit dem Jahr 1978 wurden die jahrzehntelangen Arbeiten zum aus mehr als hundert Kartenblättern bestehenden „Atlas der Republik Österreich“ durch die Österreichische Akademie der Wissenschaften abgeschlossen. Einige dieser Kartenblätter des Österreich-Atlas beschäftigen sich direkt mit dem Energiebereich, wie z. B. das Blatt IX/1 „Energiegewinnung und -übertragung“. Infolge der jahrelangen Tätigkeiten zu diesem bedeutenden kartographischen Werk entsprechen einzelne Karten — wie auch das Blatt IX/1 aus 1974 — natürlich nicht mehr dem aktuellen Stand.

Da eine Aktualisierung des Österreich-Atlas derzeit nicht möglich ist, veranlaßte das Bundesministerium für Handel, Gewerbe und Industrie anläßlich der Erstellung des „Zweiten Raumordnungsberichtes“ der Österreichischen Raumordnungskonferenz Anfang 1978 den Druck zusätzlicher Exemplare der beiden sich in der Anlage befindlichen Karten „Erdöl- und Erdgaslagerstätten und -leitungen in Österreich“ und „Kraftwerke und Hochspannungsleitungen der öffentlichen Versorgung in Österreich“. Aus redaktionellen wie vor allem aus Kostengründen war es nicht möglich, diese Karten mit einem neueren Stand als März 1977 bzw. Dezember 1976 auszustatten und bestehende Mängel und Unvollständigkeiten zu beseitigen. Diese Karten sind in der Anlage diesem

Bericht beigegeben; hinsichtlich des aktuellen Standes seien ohne allzu viele Details noch folgende wichtige, in diesen Karten nicht aufscheinende Angaben gegeben: Bezüglich der großen internationalen Gasleitungen ist zu bemerken, daß die von der Trans-Austria-Gasleitung (TAG) abzweigende Transitleitung nach Jugoslawien (SOL) mit einer Länge von 28 km auf österreichischem Gebiet und einer Nennweite von 500 mm nunmehr in Betrieb ist.

Ferner wurden 110 kV-Leitungen mit einer gesamten Trassenlänge von 211 km, 335 km 220 kV-Leitungen und 491 km 380 kV-Leitungen ihrer Zweckbestimmung übergeben, wobei insbesondere die Tauernquerung mit 380 kV von Gruben/Osttirol nach Kaprun mit einer Trassenlänge von 86 km hervorzuheben ist.

10.8. Schlußfolgerungen

Aufgrund der Verfassungslage — der Begriff „Energiewesen“ ist kein Begriff, der in der geltenden Verfassungsordnung verwendet wird (sogenannte „komplexe Materie“) — müssen die energierelevanten Beziehungen zwischen Bund und Ländern auf Kooperation und Koordination beruhen. Diese Zusammenarbeit ist in vielen Bereichen der Energiepolitik in neuer Zeit fruchtbar und effizient gestaltet worden, wobei das Bundesministerium für Handel, Gewerbe und Industrie seine Bereitschaft zur Zusammenarbeit in vielfacher Weise dokumentiert hat. Bei den Bundesländern liegt das Schwergewicht dabei insbesondere bei der Beschaffung des für eine zukunftsorientierte regionale Energiepolitik die Voraussetzung bildenden Datenmaterials.

Die Möglichkeiten der Länder in ihrem selbständigen Kompetenzbereich für eine koordinierte Energiepolitik, welche ausdrücklich den räumlichen Aspekt berücksichtigt, zu wirken, basieren auf den jeweiligen landesrechtlichen Raumordnungs- bzw. Raumplanungsvorschriften. Die Länder haben auf der Grundlage ihrer Raumordnungs- bzw. Raumplanungsgesetze im allgemeinen die Möglichkeit, rechtsverbindliche Programme für einzelne Sachbereiche, also auch für Fragen der Energieversorgung, zu erlassen.

Dem Problem der regionalen Energieversorgung kommt auch künftig sehr große Bedeutung zu. Es können jedoch nur im Ausmaß der zur Verfügung gestellten regionalen Daten und Unterlagen in dieser Richtung weitere Fortschritte erzielt werden.

11. UMWELTPOLITIK UND ENERGIEVERSORGUNG

11.1 Allgemeine Festlegungen

Sowohl die gesicherte Energieversorgung als auch die Erhaltung und Pflege der Umwelt sind wesentliche öffentliche Interessen, die aus der Natur der Sache heraus häufig miteinander in einem Zielkonflikt stehen. Es ist daher unbedingt notwendig, daß in diesen Fällen eine verantwortungsbewußte und umfassende Abwägung erfolgt.

In diesem Sinne gelten weiterhin die in den Leitlinien 1974 (Anhang I [20]) und im Kapitel 19 der Energiepläne 1975 und 1976 (Anhang I [21, 22]) angeführten Sachverhalte hinsichtlich der Wechselwirkung zwischen Energie und Umwelt. Der seither eingetretenen Änderung in der Bewertung von Schäden und in der Angabe oder der Verschärfung von einschlägigen Kennwerten wird in den folgenden Darlegungen Rechnung getragen.

Zusammenhänge zwischen Energieanlagen und Landschaft sowie Beeinflussungen der Landschaft durch Energieanlagen werden in den Kapiteln 9.2, 9.3 und 10.3 aufgezeigt.

Eine vorsorgliche Verminderung der Beeinflussung erfolgte und erfolgt weiterhin bereits durch das Einfließen der in den Kapiteln 9, 10 und 11 angeführten Gesichtspunkte in die jeweiligen Planungen.

11.2 Wärmeabgabe an die Umwelt

Da einerseits der Energiekonsum und andererseits der kalorische Anteil an der Gesamtzeugung elektrischer Energie in Österreich wächst, führt die Wärmeabgabe an die Umwelt, insbesondere im Zusammenhang mit kalorischen Kraftwerken mit Kondensationsbetrieb, durch neu hinzukommende bzw. größere Kraftwerksblöcke oder Kraftwerke zu einer höheren, zum Teil kritischeren Umweltbelastung.

Durch die dadurch größer werdende Wärmeabgabe an die Umwelt über das dem Vorfluter entnommene und ohne Rückkühlung wieder zugeleitete Kühlwasser der Kraftwerke kann nun auch an großen Flüssen die Gefahr einer unzulässigen Wärmebelastung so groß werden, daß auch bei neuen Kraftwerken zunehmend die Direktkühlung ausscheidet und die Kraftwerke mit Naßkühltürmen auszustatten sein werden.

Zur Zeit wird im Ausland erprobt, ob mit Trockenkühltürmen, z. B. an Standorten, die durch den Brennstoff vorgegeben sind und bei denen es an Kühlwasser extrem mangelt, eine auch für den Betrieb großer Blöcke ausreichende Rückkühlung technisch und wirtschaftlich erzielt werden kann.

Der Trockenkühlturm verursacht beim Betrieb keine Dunstschwaden, Nebel und Eisbildungen, weist aber in der Regel eine sehr große Bauhöhe auf.

11.3 Emission von Schadstoffen beim Verbrauch fossiler Brenn- und Treibstoffe:

11.3.1 Ermittlung der Gesamtemissionen

Vom Österreichischen Institut für Wirtschaftsforschung wurde eine „Revision der Energieprognose bis 1990“ erarbeitet und in den Monatsberichten 4/1978 veröffentlicht. Die Modifizierung der Tabellen über die „Gesamtemission in Österreich“ erfolgte nach den dort enthaltenen Angaben, sowie nach der Tabelle „Spezifische Emissionswerte.“

Für die Ermittlung der Gesamtemissionen wurde die für die Emission ungünstigere

Variante für den Ersatz der Kernenergie-Erzeugung in der Prognose herangezogen.

Ein Vergleich der Tabellen „Gesamtemission in Österreich 1990 . . .“ im Energieplan 1976 und im vorliegenden Energiebericht 1979 zeigt für die Stromerzeugung, daß trotz eines reduzierten Prognosewertes für den Stromverbrauch und dem verminderten Schwefelgehalt im Heizöl infolge des Verzichtes auf die Inbetriebnahme des Kernkraftwerkes Tullnerfeld die SO_x-Emissionen um rund 10% zunehmen werden. Dabei ist vorausgesetzt, daß die zusätzlichen festen Brennstoffe keinen höheren Schwefelgehalt als die angegebenen Durchschnittswerte aufweisen.

11.3.2 Optimale Verbrennung der Brennstoffe:

Durch die Anwendung der ÖNORM M 7510 „Richtlinien für die Überprüfung von Zentralheizungsanlagen“ kann eine optimale Verbrennung in diesen weitverbreiteten Anlagen erzielt und gesichert werden.

Hinsichtlich der diesbezüglichen Maßnahmen für Dampfkesselanlagen wird auf Punkt 12.3 verwiesen.

11.3.3 Einsatz von schwefelarmem Heizöl

Die Verbrennung von schwefelhaltigem Heizöl führt zu einer Luftverunreinigung durch Schwefeloxycide. Eine Verminderung derselben kann — da eine Rauchgasentschwefelung wirtschaftlich noch nicht durchführbar ist — zur Zeit nur durch eine Verminderung des Schwefelgehaltes im Heizöl erzielt werden.

Die Angelegenheiten der Luftreinhaltung stellen, wie der Umweltschutz überhaupt, in kompetenzrechtlicher Hinsicht eine sogenannte komplexe Materie dar. So fällt z. B. die Regelung der Emissionen von Industrie- und Gewerbebetrieben in die Zuständigkeit des Bundes, während die Zuständigkeit für Regelungen im Bereich des Hausbrandes bei den Ländern liegt.

Um mögliche Divergenzen in den Rechtsvorschriften des Bundes und der Länder über den höchstzulässigen Schwefelgehalt im Heizöl zu vermeiden, erscheinen koordinierte Rechtsetzungsakte sowohl des Bundes als auch der Länder erforderlich. Ein Verfahren gemäß Artikel 15 a B-VG befindet sich im fortgeschrittenen Stadium.

Die Entschwefelungsanlage in der Raffinerie Schwechat ist im Bau und die Betriebsaufnahme ist für den Herbst 1980 vorgesehen. Ab diesem Zeitpunkt kann auch Heizöl schwer nach den neuen Spezifikationen zur Verfügung gestellt werden. Es wäre daher anzustreben, diese Rechtsetzungsakte zu diesem Zeitpunkt bereits abgeschlossen zu haben.

Dementsprechend werden die neu zu verankernden Grenzwerte für den Schwefelgehalt in der Tabelle „Spezifische Emissionswerte“ ab 1. Jänner 1981 berücksichtigt.

11.3.4 Bemühen um bleifreies, hochoktaniges Benzin

Eine wesentliche Belastung unserer Umwelt, besonders unserer Großstädte, stellt das zusammen mit den Kraftfahrzeugabgasen emittierte Blei dar. Im Auftrag des Bundesministeriums für Handel, Gewerbe und Industrie wurden Maßnahmen zur Reduktion des Bleigehaltes im Fahrbenzin untersucht. Die in 6.4.4 bereits erwähnte Untersuchung von Prof. Dr. A. SCHMIDT (Anhang I [11]) zeigte neben den dort angeführten Einsparungsmöglichkeiten an Rohöl auch eine Möglichkeit auf, höheroktaniges Benzin zu raffinieren und damit den Bleizusatz zum Kraftstoff zu vermindern. Eine weitere Untersuchung von Prof. SCHMIDT (Anhang I [11]) ergab, daß die Zugabe

130

von 10 bis 15% Methanol ebenfalls Absenkungen des Bleigehaltes im Treibstoff ermöglicht.

Wegen der weitreichenden Auswirkungen der Vorschläge und wegen der bei ihrer Realisierung möglicherweise auf den Wettbewerb einwirkenden Einflüsse erscheint eine internationale Kooperation notwendig.

In diesem Sinne hat sich Österreich bereits an die IEA gewendet.

Spezifische Emissionswerte in kg Schadstoffe je TJ³⁾

	CO	SO _x		C _x H _y	NO _x	Staub
Stromerzeugung						
Steinkohle	17,1	583		3,4	239	119
Braunkohle	3,4	648		3,4	290	154
Heizöl	3,4	1274	910 ²⁾	6,8	239	34
Erdgas	—	—	—	—	171	—
Industrie						
Steinkohle	171	553		13,5	222	218
Braunkohle	171	682		3,4	239	341
Koks	171	682		10,2	222	102
Heizöl	6,8	1274	910 ²⁾	27,3	171	51
Erdgas	—	—	—	—	171	—
Verkehr						
Steinkohle	171	553		13,5	222	218
Braunkohle	171	682		3,4	239	341
Koks	171	682		10,2	222	102
Benzin	9213	10,2		328	276	51
Gasöl	1024	227	136 ²⁾	54,6	239	85
Erdgas	—	—	—	—	171	—
Kleinverbraucher¹⁾						
Steinkohle	1706	461		171	51	819
Braunkohle	1706	512		273	68	478
Koks	1706	512		171	51	409
Gasöl für Heizzwecke	34	227	136 ²⁾	6,8	51	6,8
Heizöl, leicht	34	409	341 ²⁾	6,8	51	6,8
Erdgas	—	—	—	—	51	—

1) Haushalte, Gewerbe und Landwirtschaft

2) Max. Werte ab 1981 01 01

3) 1 TJ = 10¹² J = 0,278 GWh = 0,239 Tcal = 34.120 t SKE = 22,747 t EÖE auf der Basis „Heizwert“

Durchschnittswerte des Schwefelgehaltes der Brennstoffe (in Gewichts-Prozenten):

Steinkohle	0,9% S	
Koks	1,0% S	
Braunkohle ¹⁾	0,5% S	
Glanz-Braunkohle	2,8% S	
Heizöl schwer	2,8% S	2,0 % S ²⁾
Heizöl mittel	2,0% S	1,5 % S ²⁾
Heizöl leicht	0,9% S	0,75% S ²⁾
Heizöl extra leicht	0,5% S	0,3 % S ²⁾
Gasöl	0,5% S	0,3 % S ²⁾

Durchschnittswerte der Einbindung des vorhandenen Schwefels in die Asche

Erdgas und Öl	0%
Kohle: Kraftwerke	5%
Industrie	10%
Kleinverbraucher	25%

Gesamtemissionen in Österreich 1977 in 1000 t³⁾ durch Brenn- und Kraftstoffverbrauch⁴⁾

	CO	SO _x	C _x H _y	NO _x	Staub
a) nach Verbrauchersektoren:					
Stromerzeugung ⁶⁾	0,3	81,4	0,4	29,5	5,9
Industrie	7,7	128,5	2,6	34,8	9,3
Verkehr	972,6	15,0	35,7	41,6	10,3
Kleinverbraucher ⁵⁾	66,8	59,3	8,6	10,3	20,3
Summe	1.047,4	284,2	47,3	116,2	45,8
b) nach Energieträgern:					
Feste Brennstoffe	70,1	65,3	8,3	19,7	29,2
Mineralölprodukte	977,3	218,9	39,0	73,0	16,6
Erdgas	—	—	—	23,5	—
Summe	1.047,4	284,2	47,3	116,2	45,8

1) Durchschnittswert der derzeitigen inländischen Förderung

2) Max. Werte ab 1981 01 01

3) 1000 t = 1 Gg

4) WIFO 4/1978 „Revision der Energieprognose bis 1990“

5) Haushalte, Gewerbe, Landwirtschaft, Verwaltung, Dienstleistungen

6) einschließlich Fernwärme

132

Gesamtemissionen in Österreich 1985 in 1000 t¹⁾ durch Brenn- und Kraftstoffverbrauch²⁾

	CO	SO _x	C _x H _y	NO _x	Staub
a) nach Verbrauchersektoren:					
Stromerzeugung ⁴⁾	0,6	102,4	0,7	46,9	10,6
Industrie	9,4	121,8	3,1	45,7	10,8
Verkehr	1.255,0	11,1	46,0	52,2	12,6
Kleinverbraucher ³⁾	64,2	70,4	8,3	15,3	18,9
Summe	1.329,2	305,7	58,1	160,1	52,9
b) nach Energieträgern:					
Feste Brennstoffe	66,7	86,5	7,7	28,7	31,6
Mineralölprodukte	1.262,5	219,2	50,4	96,3	21,3
Erdgas	—	—	—	35,1	—
Summe	1.329,2	305,7	58,1	160,1	52,9

Gesamtemissionen in Österreich 1990 in 1000 t¹⁾ durch Brenn- und Kraftstoffverbrauch²⁾

	CO	SO _x	C _x H _y	NO _x	Staub
a) nach Verbrauchersektoren:					
Stromerzeugung ⁴⁾	0,7	133,8	0,9	55,9	11,8
Industrie	9,6	140,8	3,7	50,5	11,6
Verkehr	1.400,5	12,3	51,2	58,3	14,0
Kleinverbraucher ³⁾	55,7	81,4	7,3	18,5	16,6
Summe	1.466,5	368,3	63,1	183,2	54,0
b) nach Energieträgern:					
Feste Brennstoffe:	56,8	84,1	6,3	28,6	28,8
Mineralölprodukte	1.409,7	284,2	56,8	116,3	25,2
Erdgas	—	—	—	38,3	—
Summe	1.466,5	368,3	63,1	183,2	54,0

1) 1000 t = 1 Gg

2) WIFO 4/1978 „Revision der Energieprognose bis 1990“

3) Haushalte, Gewerbe, Landwirtschaft, Verwaltung, Dienstleistungen

4) einschließlich Fernwärme; Ersatz der Kernenergie berücksichtigt

12. SINNVOLLE ENERGIEVERWENDUNG UND SUBSTITUTION

Das begrenzte Vorkommen fossiler Energieträger und die negativen Auswirkungen von Energieumwandlungen auf die Umwelt haben weltweit Bestrebungen ausgelöst, einerseits Energie sinnvoller zu nutzen und damit den spezifischen Energieverbrauch zu senken, andererseits Erdöl, den derzeit wichtigsten Primärenergieträger, durch andere Energieträger zu ersetzen. Die Internationale Energieagentur, deren Mitglied Österreich ist, hat im Rahmen eines langfristigen Zusammenarbeitsprogrammes entsprechende Ziele gesetzt, die unter 4.2 genauer referiert werden. Ebenso hat die österreichische Bundesregierung in den Jahren nach der Energiekrise 1974 einen deutlichen energiepolitischen Schwerpunkt auf die Fragen der sinnvollen Energienutzung und die Substitution von Erdöl gelegt und diesbezügliche Maßnahmen gesetzt bzw. Aktivitäten gefördert. In diesem Sinne wurde u. a. auch vom Bundeskanzler eine private Gesellschaft, die Energieverwertungsagentur, ins Leben gerufen, die u. a. die Aufgabe hat, der Idee des Energiesparens in der Öffentlichkeit den Weg zu ebnen. Sämtliche Bundesländer sind dieser Gesellschaft beigetreten.

Der Beschluß des Verwaltungsrates der Internationalen Energieagentur vom 2. März 1979, wonach jedes Mitgliedsland bereits in diesem Jahr 5% weniger an Erdölprodukten verbrauchen darf als vorgesehen war, wird zumindest teilweise Anlaß zu einer beschleunigten Realisierung der im folgenden dargestellten Einspar- und Substitutionsmöglichkeiten geben.

12.1 Bisherige Tätigkeit des Beirats für sinnvollen Energieeinsatz des Bundesministeriums für Handel, Gewerbe und Industrie

Einen Teil der wissenschaftlichen Grundlagen für politische Entscheidungen auf dem Gebiet des Energiesparens liefern Untersuchungen, die vom 1974 durch das Bundesministerium für Handel, Gewerbe und Industrie eingesetzten Energiesparbeirat, inzwischen in „Beirat für sinnvollen Energieeinsatz“ umbenannt, empfohlen und im Auftrag des Bundesministeriums für Handel, Gewerbe und Industrie durchgeführt wurden. Die Zwischenergebnisse dieser Untersuchungen wurden im Juni 1977 neben einem Bericht über die Tätigkeit der Arbeitsgruppen des Beirats vorgelegt, die endgültigen Ergebnisse liegen seit Ende 1978 vor. Ein Teil wurde bereits im Rahmen der Schriftenreihe „Beiträge zur regionalen Energiepolitik Österreichs“ des Bundesministeriums für Handel, Gewerbe und Industrie 1977/78 veröffentlicht, der andere Teil wird in der ersten Hälfte 1979 in der vorher genannten bzw. in der „Energiepolitischen Schriftenreihe“ des Bundesministeriums für Handel, Gewerbe und Industrie publiziert werden. Daneben wurden alle Untersuchungsergebnisse im Rahmen von Vorträgen und Pressekonferenzen der Öffentlichkeit präsentiert.

12.1.1 Die Untersuchung „Kraft-Wärme-Kupplung im Bereich der öffentlichen Versorgung“ (Anhang I [18]) hatte das Ziel, die für eine Fernheizversorgung in Betracht kommenden Siedlungsgebiete und darauf aufbauend den Beitrag, den die Kraft-Wärme-Kupplung im öffentlichen Bereich einerseits zur thermischen Stromerzeugung, andererseits zur Einsparung an Primärenergie leisten kann, quantitativ zu erfassen. Daraus geht hervor, daß im Jahr 1971 auf Grund der damals bestehenden Zentralheizungen und Gemeinde- bzw. Baustruktur 9,3%, bis zum Jahr 1991 unter Annahme verschiedener Entwicklungen der vorher genannten Parameter etwa 19 bis 22% des Niedertemperaturwärmeverbrauches durch Fernwärme abdeckbar gewesen wären

bzw. sein könnte. Damit ließe sich die Einsparung von 4.7 bis 6.1% des gesamten vom WIFO für 1990 prognostizierten Primärenergieverbrauchs Österreichs erreichen. Weitere Einzelheiten sind in 8.2.2.2 und 10.4.4 bereits dargestellt.

12.1.2 Im Verlaufe der Untersuchung „Betriebswirkungsgrade von Heizsystemen des Hausbrandes“ (Anhang I [17]) wurden in drei aufeinanderfolgenden Heizperioden im Wiener Raum an Hand von Messungen direkt beim Verbraucher folgende durchschnittliche Betriebswirkungsgrade der Anlagen ermittelt:

	Angaben in %		
	Einzel- heizung	Etagen- heizung	Zentral- heizung
festen Brennstoffe	70	85	79
flüssige Brennstoffe	55	69	71
gasförmige Brennstoffe	78	81	84

Diese Werte liegen nicht nur erheblich unter jenen, wie sie auf Prüfständen unter Normbedingungen erreicht werden, sondern sind zum Teil auch erheblich niedriger als die Betriebswirkungsgrade, die bei richtiger Dimensionierung der Heizanlagen sowie bei guter Wartung erreicht werden können.

Dies konnte auch in der Fortführung der Projektstudie in der Heizperiode 1977/78 bewiesen werden. Ein Teil der Anlagen wurde vor Inbetriebnahme weitestgehend hinsichtlich Dimensionierung, Betrieb und Wartung optimiert. An einigen Heizsystemen wurden zu Vergleichszwecken keine Änderungen vorgenommen. Es konnte nachgewiesen werden, daß durch fachgerechte Servicearbeiten bis zu 25% an Brennstoff eingespart werden. Ebenso entscheidend ist die richtige Dimensionierung: In einigen Fällen wurden mehr als 20% Brennstoff eingespart. Der Einbau von Raumthermostaten ergab Einsparungen bis zu 15%. (Die angegebenen Werte sind nicht als Durchschnittswerte zu verstehen, sondern sollen nur einen Eindruck des erreichbaren Spareffektes geben.)

Aus den Untersuchungen ergibt sich, daß wesentliche Energieeinsparungen auf dem Hausbrandsektor in erster Linie durch Maßnahmen auf folgenden Gebieten erreicht werden können:

- Geräteherstellung: Optimierung der Brenner für hohe Wirkungsgrade im gesamten Lastbereich, Verbesserung der Regeleinrichtungen und Erweiterung des Regelbereiches in Richtung kleinerer Lasten. Verstärkter Einsatz von Thermostatregelungen.
- Planung und Installation: Exakte Bestimmung des zur Beheizung der Räumlichkeiten erforderlichen Wärmebedarfes und entsprechende Dimensionierung des Heizsystems. Durchführung der Planung und Installation durch qualifizierte Personen.
- Betrieb: Automatische Anpassung der Raumtemperatur an die jeweiligen Außentemperaturen durch thermostatisch geregelte Anlagen.
- Wartung: Entsprechende Wartung von Heizsystemen — insbesondere von Einzelheizungen mit flüssigen Brennstoffen — verhindert ein Absinken des feuerungstechnischen Wirkungsgrades etwa durch Verrußung. Um diese Wartung allgemein durchzuführen, ist eine periodische Kontrolle der Heizsysteme durch hierzu befugte Organe vorzunehmen.

- Information: laufende Informationen sollten die Betreiber von Heizsystemen des Hausbrandes zu Wirtschaftlichkeitsüberlegungen anregen und damit zu Maßnahmen veranlassen, die zu Einsparungen führen.

12.1.3 Die Untersuchung „Einflüsse der Heizkostenverrechnung auf den Energieverbrauch“ (Anhang I [6]) hat ergeben, daß eine Heizkostenverrechnung bei zentraler Wärmeversorgung nach einer dem Verbrauch entsprechenden Meßmethode, beispielsweise mittels Heizkostenverteilers, zu einer Einsparung an Heizenergie von 15 bis 25% gegenüber der heute weitgehend üblichen pauschalierten Abrechnung führt. In Österreich werden derzeit immer noch rund 50% der zentralen Wärmeversorgung pauschal abgerechnet.

12.1.4 Untersuchung „Energiesparmaßnahmen im Individualverkehr“:

In einer Untersuchung (Anhang I [13]), die am Institut für Verbrennungskraftmaschinen der Technischen Universität Wien durchgeführt wurde, wurden eine Reihe energiesparender Maßnahmen im Individualverkehr untersucht und bewertet.

Dieser Arbeit war eine Recherche der internationalen Literatur vorangegangen, die ergab, daß eine derartige Untersuchung noch nirgends erstellt worden war.

Für die Bewertung der energiesparenden Maßnahmen wurde einerseits eine Kosten-Nutzen-Analyse herangezogen, wobei der Nutzen in eingespartem Kraftfahrzeugtreibstoff gemessen wurde und die Kosten sich aus Investitions- und Betriebskosten für die einzelnen Maßnahmen unter der Annahme eines Betrachtungszeitraumes von zwanzig Jahren, einer jährlichen Kostensteigerung zwischen 6 und 10% und eines Diskontierungszinsfußes zwischen 6 und 8,5% ergaben.

Andererseits wurde eine Bewertung an Hand eines qualitativen Vergleichs auf Grund von Kriterien durchgeführt, die nicht ohne weiteres in einer Kosten-Nutzen-Analyse berücksichtigt werden können:

1. Mögliche Ergebnisse durchgeführter Maßnahmen: Sicherheit des Straßenverkehrs, Kosten des Kraftfahrzeugbenützers, Zeitaufwand des Kraftfahrzeugbenützers, Annehmlichkeit, Umweltbelastung, Behinderung der Wirtschaft, Frequenzsteigerung der öffentlichen Verkehrsmittel, Devisenbedarf.
2. Randbedingungen bei der Einführung der Maßnahmen: Gesetzesänderung, Finanzierbarkeit, Realisierungszeitraum, Durchsetzbarkeit.

Diese Kriterien wurden mit Hilfe der Methode der Saldentests auf die einzelnen Maßnahmen angewendet.

Auf Grund beider Bewertungen wurden daraus folgende Empfehlungen erstellt:

1. Kopplung des Kraftstoffverbrauches der Kraftfahrzeuge mit finanziellen Anreizen oder Belastungen: Einerseits sollte die Kfz-Steuer auf der Grundlage des Kraftstoffverbrauches bemessen werden, andererseits sollten zumindest durch indexgebundene Erhöhungen des Kraftstoffendverbraucherpreises relative Verbilligungen des Treibstoffes vermieden werden.
2. Aufklärungsaktionen:
Durch Kennzeichnung des Kraftstoffverbrauches der Kraftfahrzeuge sollte dem Konsumenten beim Kauf die Möglichkeit gegeben werden, diesen Faktor entsprechend zu berücksichtigen. Daneben sollte eine breitgestreute Information auf den Einfluß des Fahrverhaltens bzw. der Wartung des Kraftfahrzeuges auf den Kraftstoffverbrauch hinweisen.
3. Verkehrstechnische Maßnahmen:
Geschwindigkeitsbegrenzungen im Freilandverkehr und Verbesserung der

Flüssigkeit des Straßenverkehrs — insbesondere mit Hilfe von Maßnahmen der Verkehrslenkung, die keine baulichen Investitionen erfordern — könnten ebenfalls erhebliche Kraftstoffeinsparungen bringen.

Auf Einzelforderungen an die Fahrzeughersteller sollte und könnte nach Meinung der Autoren verzichtet werden.

Im Rahmen einer erweiterten Sitzung der Arbeitsgruppe „Verkehr“ des Beirates für sinnvollen Energieeinsatz im Februar 1979, an der auch Vertreter der Kraftfahrverbände teilnahmen, fanden die meisten von Prof. LENZ gegebenen Empfehlungen Zustimmung.

Einige Fragen, vor allem die der Verkehrssicherheit, und die administrative Durchführung einiger Maßnahmen bedürfen bei einigen Empfehlungen allerdings noch eingehenderer Erörterung.

12.1.5 Energieeinsparung in der wärmeintensiven Industrie

Im Dezember 1978 wurde vom Österreichischen Energiekonsumenten-Verband (ÖEKV) eine vom Bundesministerium für Handel, Gewerbe und Industrie im Einvernehmen mit der Bundeskammer der gewerblichen Wirtschaft und der Vereinigung Österreichischer Industrieller in Auftrag gegebene Untersuchung über Maßnahmen zur Energieeinsparung in der wärmeintensiven Industrie abgeschlossen (Anhang I [12]). In einer Reihe von Fallstudien wurden Betriebe aller wichtigen Industriezweige untersucht, die zusammen 37% der gesamten industriell benötigten Primärenergie verbrauchen. Sie umfassen sowohl Energie- als auch Exergieanalysen der Prozesse, so daß nicht nur Aussagen über die Quantität, sondern auch über die Qualität der Verluste getroffen werden. Jeder einzelnen Fallstudie ist ein Maßnahmenkatalog für mögliche Verbesserungen angeschlossen, die von kurzfristig realisierbaren Eingriffen (z. B. Energiebuchhaltung, zusätzliche Isolationen, technologische Maßnahmen zur Wärmerückgewinnung) bis zu einschneidenden technologischen Veränderungen (z. B. Kältemitteldampfprozeß, Vorschaltgasturbinen, Hochtemperaturwärmepumpen) reichen. Diese Maßnahmen zielen einerseits auf eine Reduzierung von Irreversibilitäten (z. B. Verluste bei Energieumwandlungen und bei der Wärmeübertragung) und andererseits auf die Verminderung von Verlusten durch Abgabe von noch nutzbarer Energie an die Umgebung ab. Zusätzlich werden Einsparungsmöglichkeiten beim Bedarf für maschinelle Antriebe und durch die Nutzung von Abfällen vorgeschlagen. Einige der Verbesserungsvorschläge wurden bereits während der Durchführung der Untersuchung realisiert.

Das Ausmaß der kurzfristig möglichen Verminderung des Primärenergieverbrauches der Industrie unter gleichbleibenden Produktionsbedingungen und gleichem Produktionsausmaß wird auf Grund dieser repräsentativen Untersuchung auf etwa 10% geschätzt; durch eine Abänderung herkömmlicher Produktionsmethoden scheint jedoch eine wesentlich größere Reduktion des Bedarfes erzielbar zu sein.

Da energiesparende Investitionen in der Industrie oft eine sehr lange Amortisationszeit haben und deshalb nur ein geringes betriebswirtschaftliches Interesse finden, ist ihre Förderung durch öffentliche Mittel wegen der volkswirtschaftlichen Bedeutung des Einsparungseffektes vertretbar.

12.2. Künftige Arbeiten des Beirates für sinnvollen Energieeinsatz

Wärmepumpen

Im Rahmen des „Beirates für sinnvollen Energieeinsatz“ beim Bundesministerium für Handel, Gewerbe und Industrie wurde im März 1978 ein Arbeitskreis „Wirtschaftlicher

Einsatz von Wärmepumpen“ geschaffen. Hauptaufgabe dieses Arbeitskreises ist es, das in Österreich vorhandene Potential an Ab- und Umgebungswärme, das mittels Wärmepumpen zur Gebäudebeheizung einerseits sowie zur Wiederverwertung in industriellen Anlagen andererseits benützt werden könnte, abzuschätzen und eine Quantifizierung der wirtschaftlich erreichbaren Einsparraten an konventionellen Primärenergieträgern vorzunehmen.

Über diese Einschätzung des zur Verfügung stehenden Wärmepotentials hinaus soll insbesondere auch der Einsatz von Hochtemperatur-Wärmepumpen für die industrielle Anwendung näher untersucht werden.

12.3 Legistische Ansätze zur Regelung der Einsparung von Heizenergie

Eine besondere Problematik bei der rechtlichen Verankerung der zu treffenden energiesparenden Maßnahmen bietet das Gebiet der Einsparung von Heizenergie. Hierbei muß zwischen dem energiesparenden **Wärmeschutz** bei Gebäuden und den Anforderungen an **Heizanlagen** bzw. an den Betrieb von Heizanlagen unterschieden werden, da diese Materien am ehesten einer gesetzlichen Regelung zugänglich sind.

Voranzuschicken ist, daß es in den Artikeln 10, 11 und 12 B-VG weder einen Kompetenztatbestand „Energie“ („Energiewirtschaft“) noch einen Tatbestand „Einsparung von Heizenergie“ oder dgl. gibt; diese Materien sind auch nicht zur Gänze einem der Kompetenztatbestände der Art. 10, 11 oder 12 B-VG zuzuordnen. Die Kompetenz liegt daher gemäß Art. 15 B-VG bei den Ländern in Gesetzgebung und Vollziehung, sofern nicht ein Teilbereich einem Bundeskompetenztatbestand zu subsumieren ist. In die Zuständigkeit des Bundes fallen z. B. die Angelegenheiten des Gewerbes und der Industrie.

Auf dem Gebiet der Wärmedämmung finden sich Regelungen in den **Bauordnungen**. Auf dem Gebiet der Anforderungen an Heizanlagen und des Betriebes von Heizanlagen bestehen mehrere Ansatzpunkte: Auf einem Teilgebiet des Bauwesens, nämlich dem Gebiet der Lagerung und Verfeuerung brennbarer Flüssigkeiten („**Ölfeuerungs-gesetze**“) bestehen eingehende landesgesetzliche Regelungen. In Oberösterreich und Tirol bestimmen sie direkt, daß Ölfeuerungsanlagen so zu betreiben sind, daß ein nach Art der Anlage unnötiger Energieverbrauch vermieden wird. Aber auch sonst dienen die Ölfeuerungs-vorschriften mittelbar dazu, aus den eingesetzten Brennstoffen eine möglichst hohe Energieausbeute zu erzielen, also der Einsparung von Energie. Sie haben unter anderem das Ziel, Emissionen von Ölfeuerungen zu begrenzen; übermäßige Emissionen sind aber ein Indiz für den mangelnden feuerungstechnischen Wirkungsgrad. Die ausschließliche Zielsetzung, die Luft so rein wie möglich zu halten, haben die in einzelnen Ländern bestehenden landesgesetzlichen **Luftreinhaltebestimmungen**.

Soweit sich die Luftreinhalte-maßnahmen auf Verbrennungsvorgänge beziehen, gilt das oben Gesagte. Letztlich aber dienen auch die in den **Feuerpolizeiordnungen** seit je festgelegten Maßnahmen, die die Funktionsfähigkeit der Rauchfänge gewährleisten sollen, der Wirtschaftlichkeit von Heizanlagen.

Wesentliche Einsparungen können auch durch eine zwingende **individuelle Heizkostenabrechnung** erzielt werden, etwa durch Novellierung des Mieten- und des Wohnungseigentumsgesetzes. Parallel dazu müßten die entsprechenden öffentlich-rechtlichen Verpflichtungen im Baurecht verankert werden.

Zu gesetzlich geregelten Förderungsmaßnahmen, die auf die erwähnten Maßnahmen einwirken, gibt es Ansätze im geltenden Recht, insbesondere im Instrumen-

tarium der **Wohnungsverbesserung** und **Wohnbauförderung**. Die Länder haben bei der Verordnungssetzung gemäß § 2 Abs. 2 des Wohnbauförderungsgesetzes 1968, i. d. F. BGBl. Nr. 366/1975 auf energiesparende Maßnahmen Bedacht genommen (siehe 12.4). Auch durch die Novelle BGBl. Nr. 337/1978 zum Wohnungsverbesserungsgesetz 1969 sind energiepolitische Zielsetzungen verwirklicht worden (siehe 12.4). Das in beiden Gesetzen vorhandene Instrumentarium ist ausbaufähig, wobei aber der zu enge Bereich des Kompetenztatbestandes „Volkswohnungswesen“ (Art. 11 Abs. 1 Z.3 B-VG) verlassen werden müßte.

Sohin zeigt sich, daß der Bereich des „Energiesparens“ sowohl bei den hoheitlichen Maßnahmen, als auch in der Förderungsgesetzgebung eine ganz typische im neueren verfassungsrechtlichen Sprachgebrauch sogenannte „komplexe Materie“ ist. Dies gilt umso mehr für das auf das zu erreichende Ziel hin zu konzipierende Bündel an hoheitlichen und privatwirtschaftlichen Maßnahmen. Unbestritten ist aber auch, daß eine einheitliche Vorgangsweise auf diesem Gebiet einerseits aus allgemein volks- und betriebswirtschaftlichen Gründen, andererseits aus spezifisch energiewirtschaftlichen und energiepolitischen Postulaten heraus erforderlich erscheint. Nicht zuletzt ergibt sich dies auch aus den völkerrechtlichen Verpflichtungen Österreichs, das ja als einheitliches Völkerrechtssubjekt bei der Internationalen Energieagentur auftreten muß. Es hat sich daher die Heranziehung einer Einrichtung des kooperativen Bundesstaates empfohlen, die gerade für Problemkreise geschaffen wurde, wie sie vorliegen: der Vereinbarung gemäß Art. 15 a B-VG.

Die gemeinsamen Arbeiten des Bundes und der Länder an der Erstellung eines Entwurfes einer solchen Vereinbarung sind bereits weit fortgeschritten.

12.4 Besondere Leistungen des Bundes

12.4.1. Legistische Maßnahmen

Wohnungsverbesserung

Diese Materie ist im BG. vom 22. 10. 1969, BGBl. Nr. 426, über die Förderung der Verbesserung von Klein- und Mittelwohnungen (**Wohnungsverbesserungsgesetz**) geregelt.

Nachdem durch die Novelle BGBl. Nr. 367/1975 Arbeiten, die der Erhöhung des Wärmeschutzes dienen, in die Förderung einbezogen worden waren, hat die Novelle BGBl. Nr. 337/1978 ausdrücklich festgelegt, daß bei Verbesserungen auf Maßnahmen Bedacht zu nehmen ist, die einen **wirtschaftlichen Energieverbrauch** oder eine **Verminderung des Energieverlustes** gewährleisten oder der **Senkung des Wärmebedarfes** dienen.

Im einzelnen ist auszuführen:

Im § 1 Abs. 3 wird bestimmt, daß die Länder bei der Gewährung der Förderung insbesondere vorzusehen haben, daß bei Verbesserungen in verbesserungswürdigen Wohnhäusern und in Kleinwohnungen (bis 90 m²) und Mittelwohnungen (bis 150 m²), für die die behördliche Baubewilligung vor dem 1. 1. 1974 erteilt worden ist (Abs. 1), auf Maßnahmen Bedacht genommen wird, die einen **wirtschaftlichen Energieverbrauch** oder eine **Verminderung des Energieverlustes** gewährleisten oder der **Senkung des Wärmebedarfes** dienen.

Die Förderung des Anschlusses von Zentralheizungsanlagen an Fernwärme ist auch hinsichtlich von Objekten zulässig, für die die behördliche Baubewilligung zu einem späteren Zeitpunkt erteilt wurde (§ 1 Abs. 1).

Als Verbesserung gemäß § 1 Abs. 2 gelten:

- die Errichtung, Ausgestaltung oder Umgestaltung von der gemeinsamen Benützung dienenden **Zentralheizungen** und der Anschluß an **zentrale Wärmeversorgungsanlagen** in Wohnhäusern mit Klein- und Mittelwohnungen (lit.a);
- Maßnahmen, die eine dem jeweiligen Stand der Technik entsprechende **Erhöhung** des Schall- und **Wärmeschutzes** bewirken, wie die Verbesserung der Schall- und Wärmedämmung von Fenstern, Außentüren, Außenwänden, Dächern, Kellerdecken und obersten Geschoßdecken (lit. f);
- Maßnahmen, die die **Verminderung des Energieverlustes** und des **Energieverbrauches** von Zentralheizungs- und Warmwasseranlagen bewirken (lit. g);
- Der Ausschußbericht (952 der Beil. zu den stenographischen Protokollen des Nationalrates, XIV. GP.) zur Novelle BGBl. Nr. 337/1978 hat ausdrücklich festgehalten, daß unter die zu fördernden Maßnahmen nach § 1 Abs. 2 lit. a) auch die Errichtung von oder die Umgestaltung auf **Heizsysteme mit Wärmepumpen und Ähnlichem** fällt.

Bundesmittel dürfen gemäß § 5 nur jenen Ländern gewährt werden, die selbst aus Landesmitteln Beträge bereitstellen und für die Förderung nach den Bestimmungen dieses Gesetzes verwenden, wobei die Landesmittel innerhalb des Kalenderjahres mindestens die Hälfte der Bundesmittel betragen müssen.

Insgesamt sind folgende finanzielle Mittel für die Wohnungsverbesserung im Rahmen des Wohnungsverbesserungsgesetzes vorgesehen (§ 4 Abs. 4 in Zusammenhalt mit § 5):

1979:	Bund	200 Mio S	
	Länder	<u>100 Mio S</u>	300 Mio S
1980:	Bund	220 Mio S	
	Länder	<u>110 Mio S</u>	330 Mio S
1981:	Bund	240 Mio S	
	Länder	<u>120 Mio S</u>	360 Mio S

§ 8 (**Kontrollrecht des Bundes**) sieht im Abs. 1 vor, daß die Länder über die widmungsgemäße Verwendung der Förderungsmittel bis längstens 31. 3. des Folgejahres dem Bundesministerium für Bauten und Technik einen Bericht zu erstatten haben, dem eine Aufstellung über die Förderungsmaßnahmen **einschließlich Daten über ihre energie-wirtschaftlichen Auswirkungen** anzuschließen ist.

Gemäß § 9 Abs. 2 ist den Begehren auf Gewährung einer Förderung für Verbesserungen, die einen **wirtschaftlichen Energieverbrauch** gewährleisten sollen, eine **Berechnung** anzuschließen, in der die Kosten der Verbesserung der zu erwartenden Kostenminderung auf Grund der Energieeinsparung gegenübergestellt werden. Die Kosten der Heizanlagen und der Verbesserung der Wärmedämmung sind getrennt anzuführen.

Für die Förderung energiesparender Maßnahmen gilt das allgemeine System der Förderung nach dem Wohnungsverbesserungsgesetz. Als Förderungsmaßnahmen werden 40prozentige Annuitätenzuschüsse für Darlehen des Kapitalmarktes gewährt (im einzelnen vgl. § 6).

Wohnbauförderung

Diese Materie ist durch das Bundesgesetz vom 29. 6. 1967, BGBl. Nr. 280, über die Förderung der Errichtung von Klein- und Mittelwohnungen (**Wohnbauförderungsgesetz 1968**) geregelt.

Gemäß § 2 Abs. 2 sind durch Verordnung der Landesregierung nach Anhörung des Wohnbauförderungsbeirates die angemessenen Gesamtbaukosten je Quadratmeter sowie die Ausstattung für die Errichtung von geförderten Baulichkeiten festzusetzen. Wird in der Verordnung für die Förderung der Errichtung von Klein- und Mittelwohnungen durch Umbau der Baulichkeiten eine Erhöhung der Sätze der angemessenen Gesamtbaukosten je Quadratmeter festgesetzt, so ist hierfür eine Obergrenze zu bestimmen. **Die Länder haben in diesen Verordnungen zum Teil auf energiesparende Maßnahmen Bedacht genommen.** So erhöhen sich nach den meisten Durchführungsverordnungen die angemessenen Gesamtbaukosten bei erhöhtem Wärmeschutz bis zu zwei Prozent. In Niederösterreich kann der Grundbetrag bis zu 5 Prozent erhöht werden, wenn Bauaufwendungen (z. B. für erhöhten Wärmeschutz) eine Herabsetzung der künftigen Betriebs- und Instandhaltungskosten bewirken (in der Praxis werden für erhöhten Wärmeschutz nach der Wärmeschutzgruppe II der ÖNORM B 8110 Zuschläge von 2% gewährt). In Oberösterreich müssen hinsichtlich des Wärmeschutzes bei allen Neubauten die Werte der Wärmeschutzgruppe III der ÖNORM B 8110 erreicht werden. In Tirol erhöhen sich die Sätze für die angemessenen Gesamtbaukosten bei Einbau einer durch elektrische Energie, Gas- oder Sonnenenergie betriebenen Heizung höchstens um 5%, bei Einbau von Wärmeschutzeinrichtungen nach den Technischen Bauvorschriften gleichfalls höchstens um 5%. In Salzburg werden in den „Richtlinien-Mindestanforderungen an den geförderten Wohnbau“ verbindliche Wärmeschutz-Mindestanforderungen und Bemessungstemperaturen angeführt. In Wien dürfen den angemessenen Gesamtbaukosten Mehrkosten für verbesserten Wärmeschutz der Baulichkeiten bis 5% zugeschlagen werden.

Seit der Novelle BGBl. Nr. 366/1975 zum Wohnbauförderungsgesetz 1968 können auch **Verbesserungen größeren Umfanges** in verbesserungswürdigen Baulichkeiten in gleicher Weise gefördert werden wie die Neuerrichtungen von Wohnungen (§ 1 Abs. 1 lit. d); dazu zählen auch Arbeiten, die der **Erhöhung des Wärmeschutzes** dienen (§ 2 Abs. 1 Z. 4c lit. f). Für die Förderung solcher Modernisierungsarbeiten können die Länder jährlich bis zu 15% der ihnen zur Verfügung stehenden Mittel verwenden (§ 6 Abs. 2).

Die Förderungsmittel werden unter anderem durch Leistungen des Bundes und der Länder aufgebracht (§ 3 Z. 1 und 2; im einzelnen vgl. §§ 4 bis 6). Für das Jahr 1978 waren 10,7 Mrd. S für die Wohnbauförderung vorgesehen (Bund 9,492 Mrd. S; Länder 1,240 Mrd. S). Aus dem Titel der „Verbesserungen größeren Umfanges“ (siehe oben) wurden im Jahre 1977 62 Mio S für Wohnungsverbesserungen herangezogen.

12.4.2. Energiesparen im Bereich der Bundesverwaltung

Im Budget 1978 wurde erstmals ein Betrag von 100 Mio S für die Behebung der ärgsten Mängel bei der Raumheizung in Bundesgebäuden zur Verfügung gestellt. Tatsächlich wurden jedoch für diesen Zweck wegen der Dringlichkeit der Maßnahmen vom Bundesministerium für Bauten und Technik 190 Mio S aufgewendet. Insgesamt wurde im Jahr 1977 der Energieverbrauch von 35 großen Objekten einer genauen sachverständigen Überprüfung unterzogen. Auch wurden zahlreiche, für den Betrieb der Heizanlagen zuständige Bedienstete im Rahmen von Schulungsseminaren durch die Bundesversuchs- und Forschungsanstalt Arsenal über die ordnungsgemäße Führung bzw. Bedienung der Heizanlagen unterwiesen.

Mittlerweile sind die Untersuchungen über den Energieverbrauch in großen

Objekten auf alle mit einem spezifischen Wärmeverbrauch von mehr als 147 MJ/m³ pro Jahr ausgedehnt worden. Damit sind 43,2% des Raumheizbedarfes des Bundes, bezogen auf das Vergleichsjahr 1976, von den Überprüfungen erfaßt. In den Statistischen Nachrichten des Österreichischen Statistischen Zentralamtes wird jährlich das Ergebnis der durchgeführten Erhebungen über den Energieverbrauch des Bundes veröffentlicht.

Eine Senkung dieses Verbrauches erscheint nur möglich, wenn außer den notwendigen Investitionen (Verbesserung der Heizungsanlagen und des Wärmeschutzes) in den größten Objekten, die bereits im letzten Jahr in Angriff genommen wurden, eine ständige Kontrolle der Betriebsführung auf der Grundlage der laufenden Aufzeichnung von Verbrauchsdaten erfolgt. Bisher wurden die Heizungsbeauftragten von 80 Bundesobjekten von der Bundesversuchs- und Forschungsanstalt Arsenal in der Führung einer derartigen Energiebuchhaltung unterwiesen. In weiteren 165 Bundesgebäuden soll in der nächsten Zeit ebenfalls eine solche Energiebuchhaltung eingerichtet werden.

Auf Grund der Ergebnisse der bisherigen Untersuchungen wurden folgende Verbesserungsvorschläge vorgelegt:

- a) im Bereich der jeweiligen Bundesgebäudeverwaltung bzw. der Verwaltungseinheiten für Bundesobjekte soll jeweils ein Bediensteter mit Fachausbildung (B-Kraft) ausschließlich für die Betreuung der Heizungsanlagen zuständig sein.
- b) Fernwärme, möglichst aus der Kraft-Wärme-Kupplung, sollte, wo dies möglich und vertretbar ist, gegenüber Einzelzentralheizungen bevorzugt werden, da, energetisch betrachtet, diese Großanlagen mit besserem Wirkungsgrad und unter ständiger Aufsicht von geschultem Personal betrieben werden.
- c) Von den Bundesdienststellen, die große Objekte benützen, ist für eine entsprechende Instrumentierung vorzusorgen und eine Energiebuchhaltung einzurichten. Dabei wird bei Zentralheizungsanlagen das Führen eines standardisierten Anlagenbuches (ÖNORM M 7510, Teil 1, Beiblatt 1), eines Prüfbuches (ÖNORM M 7510, Teil 1, Beiblatt 2) und das Vorhandensein eines übersichtlichen und mit den tatsächlichen Gegebenheiten übereinstimmenden Schaltplanes der Gesamtanlage vorgesehen werden.
- d) Prinzipiell könnten durch Anwendung von Wärmepumpen, die Nutzung der Sonnenenergie usw. auch im unmittelbaren Bundesbereich weitere Einsparungen an fossilen Brennstoffen erzielt werden. Die Zweckmäßigkeit derartiger Installationen muß jedoch für den jeweiligen speziellen Fall sorgfältig sowohl in energetischer als auch wirtschaftlicher Hinsicht geprüft werden.

Als weiterer Schritt zur Energieeinsparung bei den Bundesgebäuden ist eine Zweituntersuchung jener Objekte, bei denen auf Grund einer ersten Untersuchung bereits Verbesserungsmaßnahmen ausgeführt wurden, als Kontrolle der Wirksamkeit dieser Maßnahmen vorgesehen und ferner eine genaue bauphysikalische Untersuchung (vorerst stichprobenweise), wenn die Realisierung der anlässlich der Erstuntersuchung vorgeschlagenen Maßnahmen nicht den gewünschten Erfolg gebracht hat. Bei dieser Zweituntersuchung sollen insbesondere Wärmebrücken festgestellt werden. Dafür ist die Erstellung von Thermographieaufnahmen mit einer speziellen Kamera beabsichtigt, die es gestattet, thermische Schwachstellen der Bausubstanz sofort festzustellen und auch semiquantitativ abzuschätzen.

12.4.3. Wärmeschutz bei ab 1976 neuerrichteten Bundesgebäuden

Am 20. Jänner 1975 hat das Bundesministerium für Bauten und Technik mit Zl. 513.980/1/74 in einem Runderlaß Richtlinien für den erhöhten Wärmeschutz in Bundesgebäuden und zusätzlich im Jänner 1976 mit Zl. 500.314/2/76 Richtlinien für den maßgeblichen Wärmeschutz, Kennwerte von Baustoffen und Baukonstruktionen

(Wärmeleitfähigkeit) sowie über deren Anwendung im staatlichen Hochbau (BGV I und II) erlassen. Insbesondere wird darin festgehalten, daß bei Bundesbauten mindestens die Wärmeschutzgruppe III bzw. IV anzuwenden ist. Diese Richtlinien gelten für Neubauten und Generalsanierungen. Bei der Instandsetzung von Bundesgebäuden (Wärmeschutz- und Heizsysteme) gelten keine besonderen Richtlinien. Hier geht das Bundesministerium für Bauten und Technik gemäß den Beschlüssen des Ministerrats für die Einsparung von Primärenergie vor. Wie bereits in 12.4.2 erwähnt, hat das Bundesministerium für Bauten und Technik für Instandsetzungsarbeiten an Heizsystemen und für den erhöhten Wärmeschutz in bereits bestehenden Bundesbauten im Jahre 1978 einen Betrag von 190 Mio S ausgegeben. Für das Jahr 1979 wurden über Beschluß des Ministerrates dem Bundesministerium für Bauten und Technik weitere 100 Mio S für Verbesserungsarbeiten zur Verfügung gestellt.

12.4.4. Finanzielle Maßnahmen zur Förderung des sinnvollen Einsatzes von Energie

1. Förderung im Rahmen der ERP-Kreditgewährung

- a) Im Jahresprogramm 1978/79 des ERP-Fonds ist für die Förderung der Elektrizitätswirtschaft eine Quote von 100 Mio S vorgesehen.
- b) Unter den volkswirtschaftlichen Grundsätzen für die Auswahl der zu fördernden Investitionsvorhaben in Industrie, Gewerbe und Handel ist auch der Grundsatz der Energieeinsparung angeführt. Insbesondere werden gefördert:
 - Vorhaben für Kraft-Wärme-Kupplung
 - Vorhaben für Anlagen, die elektrische Energie überwiegend aus der Verbrennung von betrieblichen Abfallstoffen oder Müll erzeugen
 - Investitionen, die in der Produktion gegenüber der herkömmlichen Technik eine beträchtliche Energieeinsparung ermöglichen

2. Zinsenzuschußaktion 1978 der Bundesregierung für Industrie und Gewerbe

Unter den zu fördernden Schwerpunkten scheinen auf:

- Erschließung heimischer Rohstoffvorkommen und Recycling
- Erschließung heimischer Energiereserven
- Energie- und Rohmaterialeinsparung

3. Förderung im Rahmen der Bürges-Aktion

Im Rahmen der Bürges-Kreditaktion werden Kreditkostenzuschüsse nach dem Gewerbestrukturverbesserungsgesetz 1969 für Investitionen zur Energieeinsparung und zur Abfallwiederverwertung (Recycling) gewährt. Darunter fallen z. B. der Ausbau von Heizungsanlagen mittels Kraft-Wärme-Kupplung, Eigenstromversorgungsanlagen, Sonnenkollektoren und Einrichtungen zum Verbrennen von Industrieabfällen.

4. Darlehen an kommunale und sonstige Kraftwerke

Hiefür sind im Bundesvoranschlag 1979 für die Förderung der Elektrifizierung 4,1 Mio S vorgesehen.

5. Darlehen für die Anschaffung von Meßgeräten

Für zinslose Darlehen zur Anschaffung von Meßgeräten für die Messung des Energieverbrauches im industriellen Bereich sind im Bundesvoranschlag 1979 15 Mio S vorgesehen. Voraussetzung ist dafür unter anderem, daß sich der Darlehensnehmer verpflichtet, eine Energiebuchhaltung einzurichten und jeweils nach Jahresende dem Statistischen Zentralamt die entsprechenden Daten übermittelt.

6. Förderung von Wärmeverteilnetzen

An Zinsenzuschüssen zu Krediten für den Bau von Wärmeverteilnetzen im Bereich von Heizkraftwerken sind im Bundesvoranschlag 1979 10 Mio S vorgesehen.

7. Maßnahmen nach dem Elektrizitätsförderungsgesetz 1969

Siehe 13.2.1.

8. Begünstigungen gemäß dem Einkommensteuergesetz 1972

Siehe 13.2.2.

9. Förderung energiesparender Maßnahmen im Rahmen von Wohnbauförderung und Wohnungsverbesserung

Siehe 12.4.1.

12.5. Substitution**12.5.1 Substitution von Einzelöfen und Zentralheizungswärmeerzeugern durch Fernwärme**

In Einzel- und Zentralheizungsanlagen von „Kleinverbrauchern“ wird in Österreich etwa 30% des österreichischen Heizölbedarfes verbraucht. Gerade zur Raumbeheizung, also zur Erzeugung von Niedertemperaturwärme, sollten aber aus prinzipiellen physikalischen Gründen unmittelbar keine hochwertigen Energieträger eingesetzt werden. Die wichtigste und aktuellste Möglichkeit zur Substitution auf diesem Sektor stellt die Fernheizung auf der Basis der Kraft-Wärme-Kupplung dar. Die wesentlichen Vorteile: Erdöl als Energieträger kann ohne zusätzliche Umweltbelastung und Einbuße an Komfort (durch Verwendung von Filtern, etc.) durch Kohle ersetzt werden. Die Kopplung der Erzeugung von Wärme mit der Produktion von mechanischer oder elektrischer Energie verbessert die energetische Ausnutzung des Brennstoffes wesentlich.

Der Einführung stehen jedoch sowohl technische als auch finanzielle Probleme entgegen. Ein Anschluß an ein Fernwärmenetz kann selbstverständlich nur an eine Sammelheizung erfolgen. Bei der Umstellung von Einzelofenheizungen sind daher zusätzlich zu den Anschlußkosten noch die relativ hohen Mittel für den Umbau des Heizungssystems aufzubringen. Dieses Problem ist um so gravierender, als in Österreich gerade in jenen Regionen, die auf Grund ihrer hohen Besiedlungsdichte für die Errichtung von Fernwärmenetzen geeignet wären, die Einzelofenheizungen oft stärker überwiegen als im relativ dünnbesiedelten ländlichen Raum. Die Umstellung von Zentralheizungen auf Fernwärmeversorgung ist nur dann mit technischen Schwierigkeiten verbunden, wenn die aus dem Fernwärmenetz gelieferte Vorlauftemperatur unter jener liegt, auf die die ursprüngliche Heizanlage ausgelegt war. Zumeist sind jedoch diese Heizanlagen so stark überdimensioniert, daß nur in seltenen Fällen eine Verstärkung der Raumheizkörper erforderlich wird. Für neue Anlagen, die im Bereich eines bestehenden oder geplanten Fernwärmenetzes errichtet werden, sollte eine entsprechende Dimensionierung der Heizkörper bindend vorgeschrieben werden. Der Anschluß an das Netz ist vor Abschreibung der Heizkessel selbstverständlich mit einem zusätzlichen finanziellen Nachteil belastet. Daher wird erwogen, für in Frage kommende Neubauten Heizungskessel in einem Leasing-System zur Verfügung zu stellen. Anschlußkosten, anteilige Kosten am installierten Netz und der Heizkraftanlage und die Betriebskosten ergeben zusammen oftmals einen Fernwärmepreis, der zur Zeit noch über dem anderer Energieträger liegt. Es ist jedoch zu erwarten, daß bei Inanspruchnahme der in 12.4.4.

angeführten Förderungsmaßnahmen des Bundes dieser Nachteil weitgehend ausgeglichen werden kann. Außerdem werden sich durch die bessere Ausnutzung der Primärenergie in der Kraft-Wärme-Kupplung Steigerungen der Primärenergiepreise in geringerem Ausmaß auf den Fernwärmepreis auswirken, und damit wird sich der Abstand zu den Preisen der anderen Energieträger weiter vermindern. Auf Grund der eingangs genannten Argumente, vor allem der Möglichkeit zur Einsparung von Primärenergie (12.1.1.), und auf Grund der Annahme, daß mittelfristig wesentlich höhere Energiepreise zu erwarten sind, wird im nächsten Jahrzehnt der Ausbau der Fernwärmeversorgung stark forciert werden.

In den Kapiteln 8, 9.5.2, 10.2.1, 10.2.3b und 10.4.4 sind weitere Einzelheiten zur Fernwärmeversorgung voraussichtlich enthalten.

12.5.2 Wärmepumpen für Raumheizungen als mittelfristiger Substitutionsschwerpunkt

Der Ersatz konventioneller Heizanlagen durch Wärmepumpenheizungen in bereits bestehenden Wohneinheiten wird sehr stark von Wirtschaftlichkeitsüberlegungen beeinflusst und wird zunächst nur in dafür speziell geeigneten Objekten möglich sein. Wegen der durch die Verwendung von Wärmepumpen zur Raumheizung erzielbaren Einsparung von Öl und Gas ist jedoch der Einbau von Wärmepumpenanlagen vor allem in Verbindung mit Fußbodenheizungen in Neubauten meist in Form von bivalenten Systemen vom volkswirtschaftlichen und energiepolitischen Standpunkt her zu befürworten und daher zu fördern. Voraussetzung für eine breite Marktdurchdringung durch diese Anlagen wird jedoch die Garantie einer bestimmten Lebensdauer sein, die dem Anwender genaue Wirtschaftlichkeitsabschätzungen ermöglicht.

In der Studie „Verringerung des Energieaufwandes mit Hilfe von Wärmepumpen“ (P. V. GILLI, SCHABKAR, HALOZAN; TU-Verlag Graz, März 1978) wurde eine erste Abschätzung über das mögliche Potential zur Installation von Wärmepumpenanlagen zum Zwecke der Raumheizung in Österreich vorgenommen (siehe Abbildung 12.5.1.); sie stellt die persönliche Meinung der Autoren dar.

Eine Förderung solcher Anlagen ist derzeit bereits nach dem Wohnungsverbesserungsgesetz 1969 möglich (12.4.1). Die Schaffung begünstigter Abschreibungsmöglichkeiten von Wärmepumpenanlagen in der Industrie nach dem Einkommensteuergesetz wird derzeit geprüft (13.2.).

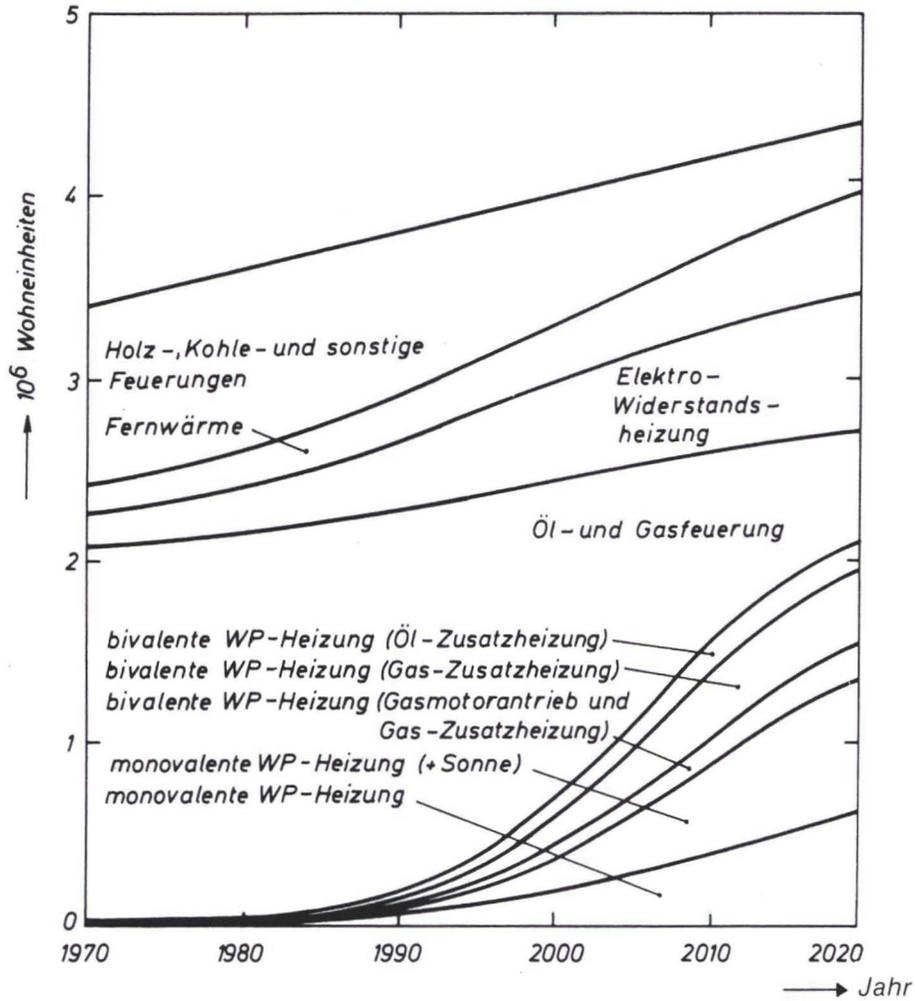
12.5.3 Aussichten des Elektrofahrzeuges

Das Elektrofahrzeug kann langfristig als reale Option im Transportwesen betrachtet werden. Durch dessen Einsatz könnte im großen Umfang sowohl eine Verbesserung der Umweltbedingungen in den städtischen Ballungsräumen als auch ein Ersatz von Erdölprodukten erzielt werden.

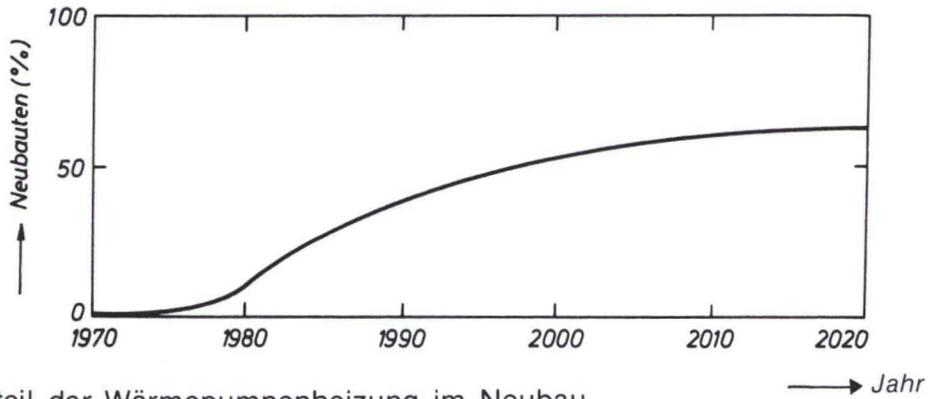
Die zur Zeit eingesetzten elektrochemischen Energiespeichersysteme lassen jedoch nur eine sehr begrenzte Verwendung der Elektrotraktion im Kurzstreckenverkehr zu. Das Hauptproblem liegt somit in der Verbesserung der konventionellen Batteriesysteme bzw. der Entwicklung neuartiger Akkumulatoren, welche die gestellten Anforderungen hinsichtlich der elektrischen Kenndaten (Energie- und Leistungsdichte) und damit auch hinsichtlich der Reichweite und Fahrgeschwindigkeit, ferner der Kosten und der Lebensdauer beim Einsatz in Fahrzeugen für den urbanen und interurbanen Verkehr erfüllen müssen.

Eine im Auftrag des Bundesministeriums für Handel, Gewerbe und Industrie vom Institut für Elektrochemie der Technischen Universität Wien in Ausführung befindliche Untersuchung verfolgt das Ziel, den gegenwärtigen Entwicklungsstand elektrochemischer Energiespeichersysteme zu erfassen sowie deren Zukunftsaussichten im Hin-

Abb. 12.5.1 Voraussichtliche Entwicklung der Raumheizsysteme in Österreich nach GILLI-SCHABKAR-HALOZAN



a) Zukünftige Anwendung verschiedener Heizsysteme in Österreich



b) Anteil der Wärmepumpenheizung im Neubau

blick auf den Einsatz in elektrisch angetriebenen Straßenfahrzeugen abzuschätzen (Anhang I [14]).

Gegenwärtig kann angenommen werden, daß für die nähere Zukunft (fünf bis zehn Jahre) der Blei/Schwefelsäureakkumulator und alkalische Batterien (z. B. das Nickel/Eisen-System), auf weitere Sicht (10 bis 20 Jahre) Hybridsysteme (Kombinationen von Brennstoffzellen mit Akkumulatoren) und Hochtemperatursysteme (z. B. Natrium/Schwefel) aussichtsreiche Typen elektrischer Energiequellen darstellen, wobei letztere die Bedingungen für einen Übergang vom Verbrennungsmotorbetrieb zur Elektromotortraction erfüllen.

Es kann erwartet werden, daß sich auch die wirtschaftlichen Voraussetzungen innerhalb der nächsten 20 Jahre so entwickeln, daß mit einer Beteiligung von Elektrofahrzeugen im Ausmaß von 5 bis 10% des gesamten Verkehrsaufkommens in Form öffentlicher Verkehrsmittel (Autobusse), von Transportern und Individualfahrzeugen zu rechnen ist.

Eine Voraussetzung dafür ist, daß die internationale Normung auf diesem Gebiet ehestens in Angriff genommen wird und daß auch von der Seite der Elektrizitätsversorgung die erforderlichen Batteriespeisepunkte (für Wechselbatteriestationen) langfristig eingeplant und vorbereitet werden. Wie eine weitere Untersuchung des Versorgungsaspektes (Anhang I [14]) ergeben hat, wird der Übergang auf das Elektroauto für die Stromversorgung kein besonders schwieriges Problem darstellen, besonders, wenn dieser Übergang wohlvorbereitet erfolgen sollte.

12.5.4 Erdölsubstitution durch Kohle

Unter den fossilen Energieträgern weist die Kohle mit Abstand die größten Reserven auf. Daher hat die IEA die Empfehlung ausgegeben, auch in erster Linie Kohle an Stelle von Erdöl einzusetzen.

Das trifft im besonderen auf die Erzeugung von Wärme in Großkesselanlagen (z. B. kalorische Kraftwerke) zu, wobei aber einerseits mit Hilfe verbesserter Abluftreinigungsanlagen (Filter etc.) darauf zu achten ist, daß keine stärkere Umweltbelastung eintritt, andererseits möglichst neue Verfeuerungstechnologien (z. B. Wirbelbett etc.) verwendet werden sollten, die eine Verbesserung des Wirkungsgrades und außerdem den Einsatz minderwertiger Kohle ermöglichen.

Daneben wird aber im Hinblick auf eine mittelfristige Planung auch die Weiterentwicklung von Kohleveredelungsverfahren (z. B. Kohlevergasung und -verflüssigung) verfolgt, die derzeit auf Grund der Marktpreise für Rohöl allerdings noch nicht konkurrenzfähig sind.

Nähere Details zur Kohlewirtschaft sind im Kapitel 5 enthalten.

12.5.5 Erdölsubstitution durch Alkohole

Die Möglichkeit einer teilweisen Substitution von Kohlenwasserstoffen durch Alkohole für den Betrieb von Ottomotoren wurde in der Untersuchung „Neue Wege zur Herstellung von Vergasertreibstoffen“ (Anhang I [11]) sorgfältig und mit technisch positivem Ergebnis behandelt. Auf die Ausführungen in Kapitel 6.4.2.1 wird verwiesen. Diese Frage wird derzeit auch vom Bundesministerium für Wissenschaft und Forschung sowie von der Industriesektion des Bundesministeriums für Handel, Gewerbe und Industrie intensiv verfolgt.

Es sollte nicht unerwähnt bleiben, daß bereits in den dreißiger Jahren in Österreich ein gesetzlicher Alkoholbeimischungszwang zu Treibstoffen bestanden hat, es sich

also hiebei nicht um ein neues technisches Verfahren handelt. Bisher ist die Beimischung von Alkoholen zum Treibstoff vor allem aus Kostengründen unterblieben.

12.5.6 Weitere Substitutionsmöglichkeiten

Hinsichtlich weiterer Substitutionsmöglichkeiten, die sich derzeit allerdings noch in Entwicklung befinden, wird auf Kapitel 14 verwiesen.

13. RECHTLICHE MASSNAHMEN

Seit dem Inkrafttreten des Bundesministeriengesetzes 1973 und der darauf folgenden Konzentration maßgebender Energieagenden im Bundesministerium für Handel, Gewerbe und Industrie sind auf den Gebieten, in denen dem Bund die Gesetzgebung oder die Grundsatzgesetzgebung zusteht, eine Reihe von legislativen Maßnahmen gesetzt worden, die wesentliche energiepolitische Zielvorstellungen der Bundesregierung verwirklicht haben. Sie sollen im folgenden zusammen mit den bereits in Angriff genommenen vordringlichen legislativen Vorhaben angeführt werden.

13.1. Elektrizitätswirtschaftsgesetzgebung

13.1.1 Elektrizitätswirtschaftsgesetzgebung im engeren Sinne

Am 11. April 1975 wurde vom Nationalrat das Bundesgesetz über die Elektrizitätswirtschaft (Elektrizitätswirtschaftsgesetz), BGBl. Nr. 260, beschlossen. Dieses Gesetz gründet sich auf den Kompetenztatbestand „Elektrizitätswesen, soweit es nicht unter Artikel 10 fällt“ (Artikel 12 Abs. 1 Z. 5 B-VG). Danach ist die Gesetzgebung über die Grundsätze Bundessache, die Ausführungsgesetzgebung und die Vollziehung liegt jedoch im Bereich der Länder.

Damit sind, nachdem auf dem Gebiet der Leitungsanlagen, die sich nur auf ein Bundesland erstrecken, der Bund durch die Erlassung des Bundesgesetzes BGBl. Nr. 71/1968 seine Grundsatzgesetzgebungskompetenz in Anspruch genommen hat, die übrigen Bereiche des Elektrizitätswesens, die unter Art. 12 Abs. 1 Z. 5 B-VG fallen — das eigentliche „Elektrizitätswirtschaftsrecht“ —, geregelt worden. Das Gesetz hat die vorher in den verschiedenen landesrechtlichen Bestimmungen verstreuten Regelungen vereinheitlicht und zu einer weitgehend homogenen Rechtsordnung verschmolzen, die einer zeitgemäßen Auffassung vom weiteren koordinierten Ausbau der österreichischen Elektrizitätswirtschaft entspricht. In einigen Punkten wurden auch Neuerungen eingeführt; hier sind vor allem folgende Punkte zu nennen:

- die gesetzliche Garantie der Versorgungsgebiete (§ 4 lit. a)
- die Versorgungspflicht gegenüber mit schon versorgten Abnehmergruppen gleichartigen Sonderabnehmern (§ 6 Abs. 2)
- die Verpflichtung der EVU zur Übernahme von Überschußstrom aus Eigenanlagen unter bestimmten Voraussetzungen (§ 8).

Nach dieser Gesetzesstelle ist ein EVU verpflichtet, die aus einer Eigenanlage über den eigenen Bedarf des Besitzers derselben hinaus zwangsläufig anfallende elektrische Energie zu Bedingungen abzunehmen, die ihm unter Berücksichtigung der Wertigkeit der abgegebenen elektrischen Energie wirtschaftlich zumutbar sind, soweit nicht triftige energiewirtschaftliche Gründe oder vertragliche Verpflichtungen dem entgegenstehen. Kommt keine Einigung zustande, so entscheidet über Antrag des Inhabers der Eigenanlage die Landesregierung.

Diese Bestimmung hat unter den gegenwärtigen Verhältnissen höchste energiepolitische Bedeutung. Eine rationelle Verwendung der für die Erzeugung von elektrischer Energie in Eigenanlagen eingesetzten Primärenergie, wie der Wasserkraft, aber auch der bei industriellen und gewerblichen Vorgängen anfallenden brennbaren Gase (z. B. Raffinerie- und Gichtgase) und der Vorschaltenergiegewinnung vor Heizungen (KWK), setzt voraus, daß die auf diese Weise gewinnbare elektrische Energie, soweit sie den Eigenbedarf übersteigt, im wesentlichen in das öffentliche Netz eingespeist werden kann.

Durch die Novelle zum Elektrizitätswirtschaftsgesetz BGBl. Nr. 131/1979 wurde die Anschlußpflicht für Anlagen für die Widerstandsheizung von Wohnräumen und — grundsätzlich — für Anlagen zur Vollklimatisierung aufgehoben. Auch diese Novelle hat unter dem Aspekt des sinnvollen Energieeinsatzes höchste Bedeutung.

Durch den Übergang von einem vollelektrifizierten zu einem allelektrifizierten Haushalt — das heißt, wenn auch die Raumheizung mit Widerstandsheizgeräten elektrisch betrieben wird — tritt pro Haushalt eine Erhöhung des Strombezuges auf das Vier- bis Fünffache ein. Diese Ausweitung des Stromverbrauches ist insofern bedenklich, als der höchste Strombedarf zu Zeiten auftritt, in denen im örtlichen und auch im internationalen Verbundnetz mit Versorgungsschwierigkeiten zu rechnen sein wird. Dem Konsumenten steht jedoch heute zur Beheizung eine Reihe von Alternativen offen, die ebenso bequem und betriebssicher sind wie die elektrische Widerstandsheizung und die auch vom Standpunkt des Bedarfes an Primärenergie einen wesentlich geringeren Aufwand bei gleichartiger Netzwärmeabgabe erfordern.

Eine Vollklimatisierung von Gebäuden ist bei entsprechender wärme- und schalltechnischer Isolierung des Gebäudes in unserem Klimabereich im allgemeinen nicht erforderlich. Die Installation von Vollklimatisierungsanlagen ist nur aus volkswirtschaftlichen (z. B. beim Betrieb einer Computeranlage), aus medizinischen (für therapeutische Zwecke, aber auch aus Gründen des Schallschutzes) oder wissenschaftlichen Gründen (z. B. für Laboreinheiten, die konstante Temperaturen erfordern) gerechtfertigt. Über das Vorliegen eines solchen Erfordernisses wird gegebenenfalls die Landesregierung gemäß § 7 des Elektrizitätswirtschaftsgesetzes bescheidmäßig abzusprechen haben.

In Ausführung des Bundesgrundsatzgesetzes haben bisher folgende Bundesländer Ausführungsgesetze erlassen:

- Kärnten: Gesetz vom 15. 6. 1978, LGBl. Nr. 77, über die Elektrizitätswirtschaft
- Salzburg: §§ 1—24 und 38—46 des Salzburger Elektrizitätsgesetzes 1969 in der Fassung des Gesetzes v. 12. 4. 1978, LGBl. Nr. 46
- Wien: Gesetz vom 17. 12. 1976, LGBl. Nr. 8/1977, mit dem Bestimmungen über die Elektrizitätswirtschaft für den Bereich des Bundeslandes Wien erlassen werden.

Die übrigen Bundesländer, mit Ausnahme von Oberösterreich und Vorarlberg, haben bereits Entwürfe vorgelegt, die dem Begutachtungsverfahren zugeleitet worden sind.

13.1.2 Elektrizitätswegerechtsgesetzgebung

Auf dem unter Art. 12 B-VG fallenden Gebiet der Leitungsanlagen, die sich nur auf ein Bundesland erstrecken, hat der Bund durch die Erlassung des Starkstromwegerechtsgesetzes, BGBl. Nr. 71/1968, die Voraussetzung für eine einheitliche Ausführungsgesetzgebung und Vollziehung der Länder geschaffen. Nunmehr hat auch Vorarlberg am 4. 10. 1977 Ausführungsbestimmungen zum Bundesgrundsatzgesetz erlassen (LGBl. Nr. 22). Damit ist die Ausführungsgesetzgebung abgeschlossen.

13.2. Förderung der Energiewirtschaft

13.2.1 Novelle 1975 zum Elektrizitätsförderungsgesetzes 1969

Durch die Novelle BGBl. Nr. 297/1975 zum Elektrizitätsförderungsgesetz 1969 wurden Wasserkraftanlagen der Elektrizitätsversorgung, deren Ausbauleistung insgesamt 5.000 kW nicht übersteigt und die nach dem 31. 12. 1974 in Betrieb genommen wurden, in folgender Weise steuerlich begünstigt:

150

- Die Einkommensteuer (Körperschaftssteuer), die auf den Gewinn aus den Stromerzeugungsanlagen entfällt, ermäßigt sich ab dem Betriebsbeginn für die Dauer von zehn Jahren auf die Hälfte der gesetzlichen Beträge.
- Die einheitlichen Gewerbesteuermeßbeträge, die auf die Stromerzeugungsanlagen entfallen, ermäßigen sich ab dem Betriebsbeginn für die Dauer von zehn Jahren auf die Hälfte der gesetzlichen Beträge.
- Für die Bauzeit sind Vermögenssteuer und Erbschaftssteueräquivalent nicht zu entrichten und einheitliche Gewerbesteuermeßbeträge nicht festzusetzen.

13.2.2 Novelle 1976 zum § 8 Abs. 4 EStG. 1972

13.2.2.1

Durch die Novelle BGBl. Nr. 664/1976 zum Einkommensteuergesetz 1972 wurde dessen § 8 Abs. 4 erweitert. Nach Z. 4 dieser Gesetzesstelle kann eine **vorzeitige Abschreibung von 60 v.H.** der Anschaffungs- und Herstellungskosten für Wirtschaftsgüter des Anlagevermögens, die der Erzeugung elektrischer Energie dienen, vorgenommen werden, wenn von den Bestimmungen des Elektrizitätsförderungsgesetzes 1969 kein Gebrauch gemacht wird oder kein Gebrauch gemacht werden kann. Voraussetzung ist, daß es sich entweder um Anlagen der **Kraft-Wärme-Kupplung** handelt oder um Anlagen, die elektrische Energie überwiegend aus der **Verbrennung eigenbetrieblich anfallender Abfallstoffe** erzeugen.

13.2.2.2

Nach den Vorstellungen des Bundesministeriums für Handel, Gewerbe und Industrie sollte § 8 Abs. 4 des Einkommensteuergesetzes auf

- Güter des Anlagevermögens, die der **Einsparung oder Rückgewinnung von Energie** (insbesondere Wärmepumpen, Rekuperatoren, Maßnahmen zur Wärmeisolation) dienen und
- **kleine Wasserkraft-Eigenanlagen**

erweitert werden.

13.3 Rohrleitungsgesetz

Durch das Bundesgesetz vom 3. 7. 1975, BGBl. Nr. 411 (Rohrleitungsgesetz), wurde die gewerbsmäßige Beförderung von Gütern in Rohrleitungen geregelt. Danach ist für diese Tätigkeit in der Regel eine Konzession des Landeshauptmannes erforderlich; bei Rohrleitungen, die sich über das Gebiet mehrerer Bundesländer erstrecken oder die Grenzen des Bundesgebietes überschreiten, eine Konzession des Bundesministers für Verkehr. **Konzessionsvoraussetzung** ist unter anderem, daß ein gegenwärtiger oder ein künftiger volkswirtschaftlicher Bedarf an der Beförderung der in Betracht kommenden Güter oder ein volkswirtschaftliches Interesse an der Errichtung der Rohrleitung vorliegt. Hinsichtlich dieser Erfordernisse ist, sofern es sich bei den zu befördernden Gütern um **Energieträger** handelt, das Einvernehmen mit dem Bundesminister für Handel, Gewerbe und Industrie herzustellen (§ 5 Abs. 7).

Das Rohrleitungsgesetz findet auch auf **Gasfernleitungen** Anwendung (§ 1 Abs. 2 Z. 2). Gasfernleitungen sind Rohrleitungen, die nicht ausschließlich oder vorwiegend Gasversorgungszwecken dienen (§ 2 Abs. 4).

Wird jedoch aus einer Gasfernleitung Gas an Gasversorgungsunternehmen oder Endverbraucher abgegeben, so findet ab den jeweiligen Abgabestellen für jene Leitungs-

teile, welche dieser Versorgung dienen, das Energiewirtschaftsgesetz 1935 samt den dazu ergangenen Verordnungen und Erlässen Anwendung (§ 43 Abs. 6).

13.4 Notstandsgesetzgebung

13.4.1 Die Erfüllung des Übereinkommens über ein Internationales Energieprogramm (IEP-Übereinkommen), das am 18. 11. 1974 in Paris auch von Österreich unterzeichnet wurde und unter der Nr. 317/1976 im Bundesgesetzblatt kundgemacht worden ist, bedurfte einer **innerstaatlichen Durchführungsgesetzgebung**. Aber auch ohne völkerrechtliche Verpflichtung war es für Österreich höchst notwendig, auf Grund der geänderten Weltenergiesituation Vorsorgemaßnahmen zu schaffen. Letztlich sieht aber auch die den neugeschaffenen Art. 9a B-VG (Verankerung der umfassenden Landesverteidigung) konkretisierende „Verteidigungsdoktrin“ bei den Aufgaben der **wirtschaftlichen Landesverteidigung** ausdrücklich die **Sicherstellung einer Energienotversorgung** vor, welchem Gebot nachgekommen werden mußte. Die Bundesregierung hat daher zunächst den **Entwurf eines Energiesicherungsgesetzes** (1586 der Beilagen zu den sten. Prot. d. NR., XIII. GP) vorgelegt, mit dem **allen** Forderungen des IEP-Übereinkommens, auch denen nach rationeller Energieverwendung (Kapitel VII), nachgekommen hätte werden können. Da aber eine Bundeskompetenz für diese Materie nur durch **Verfassungsbestimmung** herbeigeführt werden konnte, bedurfte es eines breiten Konsenses. Schließlich kam es am 19. 5. 1976 zur Verabschiedung des **Bundesgesetzes über die Haltung von Notstandsreserven an Erdöl und Erdölprodukten und über Meldepflichten zur Sicherung der Energieversorgung** (Erdöl-Bevorratungs- und Meldegesetz), BGBl. Nr. 318 (im folgenden kurz „EBMG“ zitiert). Damit ist die Erfüllung des Kapitel I (Anlage von Pflichtnotstandsreserven an Erdöl und Erdölprodukten) sowie des Kapitel V (Österreichs Beitrag zum Informationssystem) des IEP-Übereinkommens gesichert. Das Bundesgesetz vom 23. 6. 1976, BGBl. Nr. 319, über **Lenkungsmaßnahmen zur Sicherung der Energieversorgung** (EnergieLenkungsgesetz; im folgenden kurz mit „ELG“ bezeichnet), ermöglicht es, auch den Kapiteln II, III und IV (Lenkungsmaßnahmen für Verbrauchsbeschränkungen und das Zuteilungssystem) nachkommen zu können. Damit konnte, da die vordringlichsten Punkte gesichert waren, die Notifikation gemäß Art. 67 Abs. 1 des bereits vom Nationalrat gemäß Art. 50 Abs. 1 B-VG genehmigten IEP-Übereinkommens abgegeben werden; das Übereinkommen ist damit gemäß seinem Art. 67 Abs. 3 am 10. 7. 1976 für Österreich in Kraft getreten (BGBl. Nr. 497/1976). Offen ist nunmehr nur die Erfüllung des Kapitel VII des IEP-Übereinkommens, insbesondere die Verpflichtung, den Beschlüssen der Internationalen Energie-Agentur über Energieeinsparungsmaßnahmen nachzukommen. Hier muß versucht werden, auf der Basis der geltenden Kompetenzverteilung zu koordinierten Gesetzgebungs- und Vollziehungsakten von Bund und Ländern zu gelangen. Unter diesem Gesichtspunkt wäre von der Möglichkeit des neugeschaffenen Art. 15a B-VG Gebrauch zu machen (siehe Kapitel 12).

13.4.2 Erdöl-Bevorratungs- und Meldegesetz (EBMG)

Der Vorratspflicht gemäß § 1 Z. 3 und 4 EBMG unterliegen:

- **Erdöl**, das sind Erdöle und Öle aus bituminösen Mineralien, roh, ausgenommen hochschwefelhaltiges bituminöses Schieferöl
- **Erdölprodukte**, das sind
 - Petroläther und Benzine,
 - Testbenzine
 - Petroleum

Gasöle

Heizöle

Spindelöle und Schmieröle, ausgenommen Schmieröle für schmierende Zwecke
Erdölfraktionen zur Weiterverarbeitung

Rückstände zur Weiterverarbeitung

- Vorratspflichtig sind physische und juristische Personen sowie Personengesellschaften des Handelsrechtes, die Erdöl oder Erdölprodukte **importieren** (§ 2 Abs. 1).
- Die Vorratspflicht beginnt im Augenblick der Aufnahme des Importes von Erdöl oder Erdölprodukten und ist mit 28. Februar jenes Jahres erfüllt, in dessen Vorjahr erstmals zur Gänze keine Importe durchgeführt worden sind. Nach Erfüllung der Vorratspflicht kann ein Vorratspflichtiger über die Pflichtnotstandsreserve frei verfügen.

Die **Höhe der Pflichtnotstandsreserve** umfaßt einen bestimmten Prozentsatz des Vorjahresimportes, das heißt jener Mengen an Erdöl und Erdölprodukten, die vom Vorratspflichtigen im vorangegangenen Kalenderjahr aus dem Zollausland in den freien inländischen Verkehr gebracht wurden, und zwar:

vom 1. 3. 1977 — 28. 2. 1978: 5%

vom 1. 3. 1978 — 28. 2. 1979: 10%

vom 1. 3. 1979 — 29. 2. 1980: 15%

vom 1. 3. 1980 — : 20%.

- Ihre Geschäftstätigkeit aufzunehmende Importeure haben im ersten Jahr ihrer Tätigkeit vierteljahresweise den oben dargestellten Prozentsatz ihres vorangegangenen Importes zu halten (§ 7).

Von der strikten Bindung an den genauen Prozentsatz des Vorjahresimportes an Erdöl bzw. den einzelnen Erdölprodukten sind **Ausnahmemöglichkeiten** vorgesehen (§ 8).

- Der Bundesminister für Handel, Gewerbe und Industrie kann ferner auf Antrag bescheidmäßig festlegen, ob und inwieweit anstelle von Pflichtnotstandsreserven an Erdöl oder Erdölprodukten **Reserven an anderen Energieträgern** oder nur im Notfall zu nützende Produktionsmöglichkeiten an alternativen Energieträgern gehalten werden können. Ermessenskriterien sind dabei betriebliche Gegebenheiten, die Lage der Energieversorgung, die Möglichkeit der Substitution sowie die technischen Gegebenheiten und die Dauer der Inbetriebsetzung der nicht genutzten Produktionsmöglichkeiten.
- Vorräte, die aus technischen Gründen auch im ernstesten Notstand nicht verfügbar sind, sind auf die Pflichtnotstandsreserve nicht anzurechnen (§ 9 Abs. 1).

Die Pflichtnotstandsreserven sind im **Inland** zu lagern; sie sind so zu halten, daß ihre **Beschaffenheit erhalten** bleibt. Sie können mit anderen Beständen gemeinsam in einem Lagerbehälter gehalten werden, jedoch sind in diesem Fall geeignete Vorkehrungen zu treffen, die die Erhaltung der Pflichtnotstandsreserve jederzeit sicherstellen. Der jeweilige Stand an Pflichtnotstandsreserven muß buchmäßig und körperlich **nachgewiesen** werden können (§ 10). Die Pflichtnotstandsreserven müssen in **Behältern** mit für die Abfüllung in Transporteinrichtungen geeigneten Abfülleinrichtungen gelagert werden. Die Behälter müssen amtlich geeicht und mit einer Meßeinrichtung versehen sein (§ 10 Abs. 2). Wenn die Pflichtnotstandsreserven mit anderen Beständen gemeinsam gelagert werden, so ist der Lagerstand täglich, im anderen Fall monatlich zu messen. Wenn bei der Messung eine Unterschreitung der zu haltenden Pflichtnotstandsreserve festgestellt wird, ist dem Bundesministerium für Handel, Gewerbe und Industrie spätestens am Folgetag hierüber Meldung zu erstatten (§ 15).

Die Erfüllung der Vorratspflicht kann auf verschiedenste Weise erfolgen (§ 4):

- durch Lagerung in eigenen Behältern
- durch Lagerung in Behältern im Eigentum mehrerer Vorratspflichtiger
- durch Lagerung in Behältern, die nicht im Eigentum des Vorratspflichtigen stehen; in diesem Fall ist jedoch durch privatrechtlichen Vertrag vorzusorgen, daß dem Vorratspflichtigen jederzeit die Disposition über die bevorratete Menge gewahrt bleibt
- durch Überbindung der Vorratspflicht an einen behördlich genehmigten Lagerhalter, der als Vorratspflichtiger mit allen Konsequenzen gilt. Der Importeur hingegen wird nicht mehr als Vorratspflichtiger angesehen.

Zu diesem Zweck wurde die „**Erdöl-Lagergesellschaft m.b.H.**“ gegründet, an der zu 51% die staatliche ÖMV Aktiengesellschaft, zu den restlichen Prozentanteilen die AGIP-Austria AG, die BP-Austria AG, die Mobil-Oil Austria AG, die Total Austria AG und die Shell Austria AG beteiligt sind.

Auf Grund des EBMG wurden **amtliche Meldefomulare** aufgelegt, mit denen die Vorratspflichtigen monatlich die Höhe der Importe sowie den Stand der Pflichtnotstandsreserven bekanntzugeben haben. Einmal jährlich ist der Gesamtimport des Vorjahres sowie die Disposition zur Erfüllung der Vorratspflicht zu melden (§§ 12—13).

Der Stand der Pflichtnotstandsreserven sowie die Beschaffenheit und Ausstattung der Lager werden stichprobenweise überprüft, wobei den Kontrollorganen freier Zutritt zu den Lagern sowie Einsicht in sämtliche Lageraufzeichnungen zu gewähren ist. Wenn der begründete Verdacht besteht, daß die Lagerstände unrichtig ausgewiesen sind, kann das Kontrollorgan die Übernahme und Abgabe von Erdöl und Erdölprodukten in oder aus den Behältern, in denen Pflichtnotstandsreserven gehalten werden, so lange einstellen, als dies für die Messung der Lagerbestände notwendig ist (§ 17).

Der Bundesminister für Handel, Gewerbe und Industrie hat, sofern es zur Erfüllung völkerrechtlicher Verpflichtungen, die sich aus dem IEP-Übereinkommen ergeben, erforderlich ist, durch Verordnung **Erhebungen bei Ölgesellschaften** anzuordnen (§ 16). Gegenstand dieser Erhebungen sind:

- die Aufbringung von Erdöl und Erdölprodukten einschließlich Schätzungen der voraussichtlichen Aufbringung in den einzelnen Monaten des folgenden Kalenderjahres;
- Verfügbarkeit und Verwendung von Beförderungsmitteln für Erdöl und Erdölprodukte;
- sonstige Angaben, insbesondere nach den Artikeln 25 und 36 des IEP-Übereinkommens.

Insbesondere ist festzulegen:

- der Eintritt der Meldepflicht
- der Kreis der Meldepflichtigen
- die Gegenstände der Meldung und
- die Meldetermine und Zeiträume, auf die sich die Meldungen zu beziehen haben.

Die Meldepflichtigen sind zur Auskunftserteilung an die zuständige Behörde (§ 18) verpflichtet. Die Verletzung der Melde- und Auskunftspflicht begründet eine Verwaltungsübertretung (§ 22).

Auf Grund des EBMG wurde auch das **Bewertungsgesetz 1955**, in der Fassung BGBl. Nr. 17/1975, dahingehend novelliert, daß Pflichtnotstandsreserven sowie Wirtschaftsgüter, die für die Haltung von Pflichtnotstandsreserven zu dienen bestimmt sind (§ 62 Abs. 1 Z. 4 und 5 in der Fassung Artikel III EBMG), nicht zum Betriebsvermögen im Sinne des Bewertungsgesetzes gehören. Dadurch unterliegen diese Wirtschaftsgüter

nicht der Gewerbesteuer, der Vermögenssteuer und dem Erbschaftsteuer-äquivalent.

Durch die **Außenhandelsnovelle 1976**, BGBl. Nr. 315, wurde die Einfuhr von Erdöl und Erdölprodukten bewilligungspflichtig; gleichzeitig wurde die Bewilligung dem Zollämterverfahren unterzogen (§ 5a der Zollämterermächtigungsverordnung, in der Fassung BGBl. Nr. 322/1976). Dies erfolgte zu dem Zweck, den Kreis der nach dem EBMG vorratspflichtigen Importeure zu erfassen. Bei diesen Waren darf die Einfuhrbewilligung durch die Zollämter nur erteilt werden, wenn vom Verfügungsberechtigten anlässlich der zollamtlichen Abfertigung ein ordnungsgemäß ausgefüllter **Meldeschein** gemäß Anlage 3a vorgelegt wird.

13.4.3 Energielenkungsgesetz (ELG)

- Lenkungsmaßnahmen auf Grund des ELG können zur Erfüllung der Verpflichtungen auf Grund von Beschlüssen aus dem IEP-Übereinkommen und zur Abwendung einer unmittelbar drohenden Störung mit nicht wiedergutmachendem Schaden für die Energieversorgung Österreichs oder zur Behebung einer bereits eingetretenen Störung der Energieversorgung Österreichs ergriffen werden, sofern diese Störung keine saisonale Verknappungserscheinung darstellt oder durch marktgerechte Maßnahmen nicht, nicht rechtzeitig oder nur mit unverhältnismäßigen Mitteln abgewendet oder behoben werden kann (§ 1 Abs. 1).
- Lenkungsmaßnahmen haben demnach die **Deckung des lebenswichtigen Bedarfes an Energie** einschließlich jenes für Zwecke der militärischen Landesverteidigung, die Aufrechterhaltung einer ungestörten Gütererzeugung und Leistungserstellung sowie die Versorgung der Bevölkerung und sonstiger Bedarfsträger sicherzustellen sowie die **Erfüllung der Verpflichtungen** auf Grund von Beschlüssen aus dem **IEP-Übereinkommen** zu ermöglichen (§ 1 Abs. 2).
- Lenkungsmaßnahmen dürfen **nur in einem solchen Ausmaß und für eine solche Dauer** ergriffen werden, als es zur Abwendung oder zur Behebung der Störung oder zur Erfüllung der Verpflichtungen auf Grund von Beschlüssen nach dem IEP-Übereinkommen unbedingt erforderlich ist. In die Unverletzlichkeit des Eigentums und in die Freiheit der Erwerbstätigkeit darf nur eingegriffen werden, wenn die Ziele des ELG nicht anders erreicht werden können (§ 2 Abs. 4).
- Lenkungsmaßnahmen dürfen nur für die **Dauer von sechs Monaten** ergriffen werden. Im Fall einer bereits eingetretenen Störung der Energieversorgung ist eine Verlängerung über die Dauer von sechs Monaten mit Zustimmung des Hauptausschusses des Nationalrates möglich (§ 2 Abs. 2).
- Lenkungsmaßnahmen sind durch Verordnung des Bundesministers für Handel, Gewerbe und Industrie vorzusehen. Sie sind zu trennen nach **Lenkungsmaßnahmen für Energieträger** und **Lenkungsmaßnahmen zur Sicherung der Elektrizitätsversorgung** und treten in der Regel an dem der Kundmachung folgenden Tag in Kraft (§ 2 Abs. 3 und 4).

Lenkungsmaßnahmen für Energieträger

Energieträger, die Lenkungsmaßnahmen unterzogen werden können, sind:

- Erdöl und Erdölprodukte
- sonstige flüssige Brenn- und Treibstoffe, ausgenommen betrieblich anfallende Abfallstoffe
- feste fossile Brennstoffe
- gasförmige Brennstoffe.

Energieträger, die zur Sicherung der öffentlichen Energieversorgung vorrätig gehalten werden und nicht zur Abgabe an Dritte bestimmt sind, bleiben diesem Zweck vorbehalten (§ 2 Abs. 2 und 3).

- Unter **Maßnahmen der Lenkung** sind Verfügungs-, Zugriffs- und Beschlagnahmereghe (§§ 4 und 8), Lenkungsvorschriften i. e. S. (§§ 5 und 8), Beschränkungen des Verkehrs (§ 6) sowie Meldungen und Auskünfte (§ 7) zu verstehen.

Verfügungs-, Zugriffs- und Beschlagnahmereghe haben sich zunächst auf die nach anderen Rechtsvorschriften gebildeten Pflichtnotstandsreserven an Energieträgern zu beziehen. Wenn es sich als unabdingbar erweist, können sie auch Transportmittel, Lagereinrichtungen und Verteilungseinrichtungen für Energieträger umfassen. Entschädigungsvorschriften sind vorgesehen.

Lenkungsvorschriften im engeren Sinn sind Vorschriften über die Produktion, den Transport, die Lagerung, die Verteilung, die Abgabe, den Bezug, die Beschränkung der Einfuhren und die Verpflichtung zu Ausfuhren für Energieträger. Sie können insbesondere vorsehen, daß Energieträger nur in zeitlich, örtlich oder mengenmäßig beschränktem Umfang oder nur für vordringliche Versorgungszwecke oder zur Erfüllung völkerrechtlicher Verpflichtungen abgegeben, bezogen und verwendet werden dürfen. Es sind auch Anweisungen an Besitzer von Transporteinrichtungen, Lagereinrichtungen und Verteilungseinrichtungen für Energieträger vorgesehen (§ 5 Abs. 1 und 3).

Unter **Beschränkungen des Verkehrs** (§ 6) fallen das Verbot

- des Benützens aller oder bestimmter Arten von Kraftfahrzeugen, Motorbooten und Flugzeugen, für bestimmte Zeiten, im ganzen Bundesgebiet oder in Teilen des Bundesgebietes;
 - des Überschreitens bestimmter Höchstgeschwindigkeiten für alle oder bestimmte Arten von Kraftfahrzeugen sowie auf bestimmten Arten von Straßen.
- Unternehmungen, die Energieträger erzeugen, bearbeiten, verarbeiten, verbrauchen, einlagern, für sich oder andere verwahren oder damit handeln, können verpflichtet werden, **Meldungen** über die Erzeugung, Bearbeitung und Verarbeitung, den Zu- und Abgang sowie den Lagerbestand zu festgesetzten Terminen zu erstatten sowie Auskünfte über Betriebsverhältnisse zu erteilen. Diese Meldungen und Auskünfte können durch die zuständige Behörde überprüft werden.

Die **Durchführung der Lenkungsverordnungen** obliegt, sofern nicht der Bundesminister für Handel, Gewerbe und Industrie betraut ist, den Behörden der allgemeinen staatlichen Verwaltung und den Gemeinden im übertragenen Wirkungsbereich. Der Bundesminister für Handel, Gewerbe und Industrie kann darüber hinaus Einrichtungen der gesetzlichen Interessenvertretungen im übertragenen Wirkungsbereich heranziehen, wenn dies zur rascheren Durchführung der Verordnungen geeignet erscheint.

Zur Beratung des Bundesministers für Handel, Gewerbe und Industrie wurde der **Energielenkungsbeirat** konstituiert; er ist vor Erlassung von Lenkungsverordnungen zu hören (§ 20 Abs. 1).

Dem Beirat gehören Vertreter der zuständigen Bundesministerien und der Interessenvertretungen, der Bundeslastverteiler sowie die Länder an.

Lenkungsmaßnahmen zur Sicherung der Elektrizitätsversorgung (Lastverteilung)

Gegenstand der Lastverteilung ist die zur Sicherstellung der Elektrizitätsversorgung in Notstandszeiten erforderliche Verteilung der Beanspruchung von elektrischer Energie

(Last) auf die Anlagen eines oder mehrerer Unternehmen und Betriebe, die elektrische Energie erzeugen, weiterleiten oder verteilen.

Das Gesetz sieht folgende Lenkungsmaßnahmen für den Krisenfall vor:

- Den Ländern können **Landesverbrauchskontingente** vorgeschrieben werden (§ 10 Z. 1), wobei die Energieversorgung in den einzelnen Ländern zu berücksichtigen ist (§ 12). Das Landesverbrauchskontingent kann wieder verteilt werden (§ 15 Abs. 1 Z. 1).
- Die **Abgabe der verfügbaren elektrischen Energie an die Verbraucher** hat nach dem Grade der Dringlichkeit zu erfolgen. Insbesondere können Stromverbraucher vorübergehend vom Strombezug ausgeschlossen oder im Strombezug beschränkt werden. Erforderlichenfalls können Stromverbraucher mit einem Monatsverbrauch von mehr als 100.000 kWh aus dem Landesverbrauchskontingent ausgeschieden und ihr Bezug einer gesonderten Regelung unterzogen werden (§§ 13 und 15 Abs. 4).
- Es können **Anweisungen** an EVU und Besitzer von Eigenanlagen zur Stromerzeugung vorgesehen werden, die zur Sicherstellung der Versorgung mit elektrischer Energie notwendig sind (§ 14).
- Für die entgegen Beschränkungsmaßnahmen für den Stromverbrauch mehrverbrauchte elektrische Energie haben die EVU **Mehrverbrauchsgebühren** zum Strompreis einzuheben (§ 16). Die Höhe der Mehrverbrauchsgebühren ist in der Lenkungsverordnung festzusetzen.
- Soweit es zur Sicherstellung der Elektrizitätsversorgung erforderlich ist, sind Erzeuger, Verbraucher und Wiederverkäufer von elektrischer Energie zur **Auskunftserteilung** an den Bundeslastverteiler und in dessen Wirkungsbereich an den Landeslastverteiler verpflichtet (§ 19).
- Zur Durchführung der Lenkungsmaßnahmen ist im Rahmen des Bundesministeriums für Handel, Gewerbe und Industrie ein **Bundeslastverteiler** einzurichten, der Mitglied des Vorstandes oder Prokurist der Verbundgesellschaft (§ 5 des 2. Verstaatlichungsgesetzes) sein muß (§ 11).
- Die Durchführung von Lenkungsmaßnahmen hinsichtlich der Landesverbrauchskontingente obliegt dem **Landeslastverteiler**, der Mitglied des Vorstandes oder Prokurist der jeweiligen Landesgesellschaften (§ 3 des 2. Verstaatlichungsgesetzes) sein muß (§ 15).
- Zur Beratung des Bundesministers für Handel, Gewerbe und Industrie sowie zur Vorbereitung und Begutachtung von Lenkungsmaßnahmen wurde der **Lastverteilungsbeirat** geschaffen; er ist vor Erlassung von Lenkungsverordnungen zu hören (§ 21 Abs. 1). Dem Beirat gehören Vertreter der zuständigen Bundesministerien, der Interessenvertretungen sowie der Bundes- und die Landeslastverteiler an.
- Zur Beratung des Landeslastverteilers wird bei diesem ein **Beirat** errichtet (§ 26). Dem Beirat gehören Vertreter der Kammern, des Österreichischen Gewerkschaftsbundes, Fachleute aus dem Gebiet der Elektrizitätswirtschaft sowie Beamte des Amtes der Landesregierung an.

13.5 Energiespargesetzgebung

Die legislativen Arbeiten auf dem Gebiet der sinnvollen Energieverwendung sind im Kapitel 12 dargestellt.

13.6 Energiewirtschaftlich relevante bergrechtliche Vorschriften

13.6.1 Lagerstättengesetz

Die Versorgung Österreichs mit mineralischen Rohstoffen erfordert eine zuverlässige Feststellung der vorhandenen nutzbaren Vorkommen mineralischer Rohstoffe.

Durch das Lagerstättengesetz, BGBl. Nr. 246/1947, wurde die Geologische Bundesanstalt ermächtigt und beauftragt, das Bundesgebiet in Zusammenarbeit mit den Bergbehörden nach nutzbaren Vorkommen mineralischer Rohstoffe zu durchsuchen, die Ergebnisse zu sammeln und zu bearbeiten. Zur Erfüllung ihrer Aufgaben sind die Beauftragten der Geologischen Bundesanstalt unter anderem berechtigt, fremde Grundstücke zu betreten und auf diesen Untersuchungen vorzunehmen. Um jedoch einen vollständigen Überblick zu erhalten, besteht außerdem für jeden, der für eigene oder fremde Rechnung Untersuchungen zur Erforschung des Untergrundes ausführt, insbesondere auch Tiefbohrungen niederbringt, eine weitgehende Anzeige- und Auskunftspflicht.

13.6.2 Berggesetz 1975

Am 1. Oktober 1975 ist das einstimmig beschlossene Berggesetz 1975, BGBl. Nr. 259, in Kraft getreten. Es wurde in der Folge durch das Salzmonopolgesetz, BGBl. Nr. 124/1978, geringfügig geändert.

Das Berggesetz 1975 löste unter anderem das aus dem Jahre 1954 stammende Berggesetz ab, dessen Regelungen größtenteils auf das Allgemeine Berggesetz aus dem Jahre 1854 zurückgingen. Da auch alle dem neuen Berggesetz entgegenstehenden Rechtsvorschriften aufgehoben wurden, erfolgte eine weitgehende Rechtsbereinigung und Kodifikation des österreichischen Bergrechtes.

Das neue Berggesetz unterscheidet wie das frühere vier Kategorien von mineralischen Rohstoffen, nämlich bergfreie, bundeseigene, grundeigene und sonstige mineralische Rohstoffe. Bergfreie mineralische Rohstoffe sind dem Verfügungsrecht des Grundeigentümers entzogen. Bundeseigene mineralische Rohstoffe stehen im Eigentum des Bundes. Grundeigene und sonstige mineralische Rohstoffe gehören dem Grundeigentümer.

Das neue Berggesetz gilt für das Aufsuchen und Gewinnen der bergfreien, bundeseigenen und grundeigenen mineralischen Rohstoffe sowie für das Aufbereiten dieser Rohstoffe, soweit es in betrieblichem Zusammenhang mit dem Aufsuchen und Gewinnen erfolgt, ferner mit Einschränkungen auch für das Aufsuchen, Gewinnen und Aufbereiten sonstiger mineralischer Rohstoffe, weiters für das Suchen und Erforschen geologischer Strukturen, die zum Speichern flüssiger oder gasförmiger Kohlenwasserstoffe verwendet werden sollen, für das unterirdische behälterlose Speichern solcher Kohlenwasserstoffe sowie für das Aufbereiten der gespeicherten Kohlenwasserstoffe, soweit es in betrieblichem Zusammenhang mit dem Speichern vorgenommen wird.

Bergfrei sind vor allem die in Österreich vorkommenden Erze, alle Arten von Kohle, Ölschiefer und mehrere bedeutendere Steine und Erden. Hinzugekommen sind insbesondere mineralische Rohstoffe, aus denen Vanadium, Titan, Zirkon, Wismut, Beryllium, Lithium und Seltene Erden oder Verbindungen davon technisch gewinnbar sind, ferner Talk und Kaolin.

Zu den bundeseigenen mineralischen Rohstoffen zählen Steinsalz und alle anderen mit diesem vorkommenden Salze, Kohlenwasserstoffe und nunmehr auch uran- und thoriumhaltige mineralische Rohstoffe. Der Bund hat sich außerdem das Recht vorbehalten, zu Speicherzwecken geeignete kohlenwasserstoffführende geologische Strukturen zu suchen und zu erforschen sowie in derartigen Strukturen Kohlenwasserstoffe zu

speichern. Der Bund kann jedoch die Ausübung seiner Aufsuchungs-, Gewinnungs- und Speicherrechte mittels privatrechtlicher Verträge anderen überlassen; eine gesonderte Überlassung der Ausübung des Rechtes zum Suchen und Erforschen kohlenwasserstoffführender geologischer Strukturen, die für Speichierzwecke verwendet werden sollen, sowie des Speicherrechtes, ist allerdings gesetzlich verwehrt.

Die grundeigenen mineralischen Rohstoffe — es sind im wesentlichen diejenigen im Grundeigentum stehenden mineralischen Rohstoffe, die nicht im Übermaß vorkommen und eine volkswirtschaftliche Bedeutung haben — sind im neuen Berggesetz taxativ aufgezählt. Magnesit und Blähtone erhielten eine Sonderstellung. Im Grundeigentum stehende mineralische Rohstoffe, die nicht zu den grundeigenen mineralischen Rohstoffen zählen, gelten als sonstige mineralische Rohstoffe.

Das neue Berggesetz gestaltet vor allem das Bergbauberechtigungswesen neu, das seit dem Allgemeinen Berggesetz aus dem Jahre 1854 nur wenig geändert worden war. Die Ausübung der Bergbauberechtigungen wurde der wirtschaftlichen und technischen Entwicklung der letzten Jahrzehnte angeglichen und die das Verhältnis Bergbau und Grundeigentum betreffenden Regelungen wurden weitgehend neu gestaltet. In Nebengesetzen enthaltene Regelungen wurden durch neue ersetzt.

13.6.3 Bergbauförderungsgesetz 1979

Das vom Nationalrat am 7. März 1979 einstimmig beschlossene Bergbauförderungsgesetz 1979, BGBl. Nr. 137, sieht für fünf Jahre zur Förderung des Aufsuchens von Kohle, Buntmetallerzen und Erzen für Stahlveredler im Inland sowie zur Sicherung des Bestandes und zur Deckung von Aufwendungen für die Einstellung von Tätigkeiten (Stilllegung) einschlägiger inländischer Bergbaubetriebe die Möglichkeit einer Beihilfegewährung in Form von zins- oder amortisationsbegünstigten Darlehen, von Zinsen- oder Kreditkostenzuschüssen sowie von sonstigen Geldzuwendungen vor. Durch die Beihilfegewährung soll vor allem eine Verbesserung der Ertragslage, die Aufrechterhaltung der Wettbewerbsfähigkeit sowie eine Erleichterung der Finanzierung von Rationalisierungsmaßnahmen, von Investitionsvorhaben, von Aufsuchungstätigkeiten, von Vorhaben zur Milderung oder Beseitigung umweltschädigender Auswirkungen der Bergbautätigkeit sowie von Vorhaben zur Überbrückung von Notstandsfällen im technischen Bereich bewirkt werden.

14. SONSTIGE INLÄNDISCHE ENERGIEQUELLEN

Im folgenden wird über den Stand in der Nutzung jener Energiequellen berichtet, deren Nutzung zusätzlich zur Wasserkraft und zu den fossilen Brennstoffen in Österreich wirtschaftlich in Betracht kommt und die erst teilweise oder derzeit noch gar nicht genutzt werden. Für die Bemühungen, die hiezu angestellt wurden, sei auf (Anhang I [24]) verwiesen. Sämtliche der nachfolgend besprochenen Energiequellen mit wenigen Ausnahmen, wie zum Beispiel Brennholz (14.1) und Äthanol aus Biomasse, bilden erst Gegenstand wissenschaftlicher Erforschung und technischer Entwicklung, die in die ausschließliche Zuständigkeit des Bundesministeriums für Wissenschaft und Forschung fällt.

14.1 Brennholz

Von der gesamten Bodenfläche Österreichs entfallen rund 44,5% auf Waldungen, davon sind fast 88% Ertragswald.

Österreich zählt somit zu den walddreichsten Gebieten Europas und besitzt bedeutende Reserven an Holz.

Die Produktion an Brennholz betrug:

1977: 1718×10^3 Festmeter = 14,8 PJ/a

1978: 1700×10^3 Festmeter = 14,7 PJ/a

Brennholz trägt momentan rund 4,5% zum österreichischen Energieeinsatz bei den Letztverbrauchern bei und dient fast ausschließlich zur Raumbeheizung am Sektor „Kleinverbraucher“. Seit 1974 ist laut Mikrozensus bei den Zentralheizungen ein Anstieg des relativen Anteils der holzbefeuerten Kessel zu verzeichnen: er betrug 1978 etwa 7,3%.

14.2 Energie aus Biomasse

Der photosynthetische Prozeß der Pflanzen stellt ein System zur Umwandlung der Sonnenenergie in chemische Energie dar. Die Pflanze wirkt dabei gleichzeitig als Kollektor und Speicher, das pflanzliche Material kann nach der Ernte in beliebige andere Energieträger umgewandelt werden.

Auf der ganzen Welt schätzt man das energiemäßig nutzbare Potential der Biomasse auf etwa 5×10^{20} J/a (im Vergleich dazu beträgt der derzeitige Weltenergieverbrauch etwa 2×10^{20} J/a).

In Österreich steht ebenfalls ein erhebliches Potential an jährlich ungenutzter Biomasse*) zur Verfügung:

	in PJ/a
Ungenutzter Holzzuwachs	: 50,5
Schlagrücklaß (im Wald)	: 22,0
Rinde	: 10,0

*) A. SCHMIDT, H. BAUER: Möglichkeiten zur Gewinnung von Energie aus biogenen Rohstoffen in Österreich. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wissenschaft und Forschung, Wien 1978, S. 86—97.

	in PJ/a
Sägenebenprodukte	: 11,3
Stroh aus Getreide	: 49,6
Stroh aus Körnermais	: 15,3
Trester	: 0,5
Tierexkreme (Biogasäquivalent)	: 24,0
Hausmüll	: 14,1
Frischschlamm von der biologischen Abwasserreinigung	: 0,6

Das sind zusammen etwa 200 x PJ/a, das entspricht etwa einem Viertel des Primärenergieverbrauches des Jahres 1976. Nicht berücksichtigt sind in diesen Zahlen die energetische Verwertung von industriellen Abfällen und die mögliche Nutzung von bisher landwirtschaftlich ungenutzten Landstrichen zur Produktion von Energiepflanzen (energy farming).

Die oben genannten Zahlen stellen allerdings einen oberen Grenzwert dar, der auf Grund wirtschaftlicher, technischer, sozialer und auch energiewirtschaftlicher Gründe bei weitem nicht erreichbar ist. Annahmen, die eine 20 bis 30prozentige Nutzung des zur Verfügung stehenden Potentials als möglich erachten, sind auch international gesehen anerkannt.

Neben der unmittelbaren Verbrennung der Biomasse zur Wärmeerzeugung gibt es eine Reihe von Möglichkeiten zur Umwandlung in Sekundärenergieträger. Dazu zählen die Erzeugung von elektrischem Strom in kalorischen Kraftwerken, die Vergasung über Faulprozesse oder pyrolytische Verfahren und die Produktion flüssiger Sekundärenergieträger über mikrobielle Abbauprozesse, über die Pyrolyse und über die Synthesegasherstellung.

Die Wirtschaftlichkeit der meisten dieser Prozesse ist sowohl vom Weltmarktpreis der aus den konventionellen Primärenergieträgern, im besonderen aus Rohöl, erzeugten Energieträger als auch von der weiteren Optimierbarkeit abhängig.

Das Bundesministerium für Wissenschaft und Forschung hat deswegen im Herbst 1978 ein Projektteam konstituiert, das die wirtschaftlichen und technischen Möglichkeiten der Nutzung der Biomasse in Österreich genauer erforschen und systematisch weiterentwickeln soll.

14.3 Sonnenenergie

Die Sonne strahlt jährlich auf Österreich eine Energiemenge von etwa $1,15 \cdot 10^5$ TWh ein, das entspricht ungefähr dem 350fachen des heutigen österreichischen Primärenergiebedarfes. In welchem Ausmaß diese, für menschliche Begriffe sich stets erneuernde Energiequelle zur Abdeckung unseres Energiebedarfes beitragen kann, hängt vom Ausmaß unseres zukünftigen Energieverbrauches und davon ab, welche und wie hohe Belastungen bei der Nutzbarmachung von Energie tolerabel erscheinen.

Bei der technischen Nutzung der Sonnenenergie treten zwei Hauptprobleme auf: Die durchschnittliche Einstrahlungsdichte beträgt im Jahresmittel in Österreich nur etwa 140 W/m^2 . Der Tagesgang des Dargebots deckt sich nicht mit dem Bedarf und die Menge der eingestrahlten Energie ist überdies sehr ungleich über das Jahr verteilt. Sie ist im Monat Juni etwa achtmal so groß wie im Monat Dezember und ist damit der Verteilung des Energiebedarfes über das Jahr entgegengesetzt.

Daher werden sowohl für die Erzeugung von Niedertemperaturwärme (Warmwasserbereitung, Raumbeheizung) mit Hilfe von Flachkollektoren als auch für die Produktion von Prozeßwärme mit Hilfe konzentrierender Spiegel hybride Systeme vorgeschlagen und zum Teil auch bereits gebaut, bei denen fossile Brennstoffe oder Strom bis zu 50% zur Energieerzeugung beitragen. Für eine rein solare Energieaufbringung sind übersaisonale Speicher unerlässlich. Bei der Wärmespeicherung stellt in erster Linie das spezifische Speichervolumen ein Problem dar; die noch nicht ausgereiften Latentwärmespeicher könnten eine gegenüber den jetzt vorhandenen Speichern bessere Lösung darstellen.

Zur Speicherung der elektrischen Energie aus solaren Kraftwerken werden alpine Wasserkraftpumpspeicher vorgeschlagen.

Die geringere Einstrahlungsdichte stellt hohe Anforderungen an den Platzbedarf, der vor allem bei der Erzeugung von solarem Strom — wegen der großen zusammenhängenden Flächen von etwa 1,5 km² für 50 MW — entscheidend ist. Die Deckung des gesamten Strombedarfes durch Wasserkraft und Sonne würde bei einer Steigerung auf das 3,5fache des heutigen Bedarfes (105 TWh) 0,75% der österreichischen Landfläche erfordern. Im Vergleich dazu benötigen sämtliche Verkehrsflächen in Österreich etwa 1% des Bodens.

Als Obergrenze für die Verwendung von Flachkollektoren wird die Nutzung von 30% der österreichischen Dachflächen angesehen. Daraus resultieren etwa 20 TWh Niedertemperaturwärme, das entspricht etwa 20% des österreichischen Niedertemperaturwärmebedarfes des Jahres 1990, bzw. 5,4% des Primärenergiebedarfes nach Prognose-
daten des WIFO.

Die Marktdurchdringung für Sonnenkollektoren ist außergewöhnlich schwer abschätzbar und hängt in erster Linie vom Preis der auf der Basis fossiler Brennstoffe erzeugten Raumheizwärme ab. Alle anderen zukünftigen Energieträger dürften, ebenso wie die Sonnenenergie, wesentlich höhere Kosten zu ihrer Bereitstellung erfordern. Betrachtet man die Umgebungsluft, das Grundwasser und das Erdreich als natürliche Sonnenenergiespeicher und damit die Verwendung der Wärmepumpe als Nutzung der Solarenergie, dann wäre bei größter Anstrengung der Hersteller der entsprechenden Geräte einerseits und der Investoren andererseits bis zum Jahr 1990 ein Gesamtbeitrag der Sonnenenergie zur Bedarfsdeckung der von „Kleinverbrauchern“ benötigten Energie in der Größenordnung von etwa 10% möglich*). Eine wesentliche Steigerung der Wärmedämmung von Gebäuden und die Verwendung passiver Sonnennutzungssysteme in der Bautechnik wird allerdings ebenso als Voraussetzung angesehen, wie die Bereitstellung entsprechender Förderungsmittel für die hohen Investitionskosten solarer Systeme.

Für die Weiterentwicklung ist vor allem die Erstellung von Normen notwendig, deren Einhaltung die Betriebsfähigkeit und Lebensdauer der Systeme gewährleisten.

Längerfristig scheint neben den genannten Möglichkeiten auch die wirtschaftliche Erzeugung von Strom mittels Photozellen realisierbar, falls eine drastische Kostensenkung bei den vor allem auf Siliziumbasis hergestellten Zellen gelingen sollte.

Die Erforschung der technischen Verwendung der Photolyse zur Erzeugung chemischer Energie befindet sich noch im Anfangsstadium und kann daher nicht einmal in einer vagen Abschätzung Berücksichtigung finden.

*) Siehe auch STOY, B., Wunschenergie Sonne, Heidelberg 1977.

14.4 Windenergie

Die Nutzung der Windenergie in größerem Maßstab wird dadurch erschwert, daß bei Anlagen für die Nutzung der Windenergie zum Unterschied von den meisten anderen Energieanlagen das Gesetz der progressiven spezifischen Energiekosten anstelle einer Kostendegression Geltung hat. Bei einer Vergrößerung der Dimension von Windkraftanlagen steigt die Leistung nämlich nur quadratisch, während das Gewicht der Anlagen und damit etwa auch die Kosten mit der dritten Potenz zunehmen.

Ungeachtet dieses Umstandes bemüht man sich aber auch in Österreich, für den Einsatz in extremen Lagen, wo eine normale Stromversorgung nicht in Betracht kommt, Windkraftanlagen zu entwickeln. Die Nutzung der Windenergie wird in Österreich damit jedoch nur punktuelle Bedeutung haben.

Im Auftrag des Bundesministeriums für Wissenschaft und Forschung wurde in Illmitz eine Meßstation errichtet. In Oberweiden im Marchfeld wurde von privater Seite eine Versuchsanlage errichtet. Das Bundesministerium für Wissenschaft und Forschung plant im Jahr 1979 die Errichtung einer weiteren Versuchsanlage in Seibersdorf.

Eine wesentliche Bedeutung für den Einsatz der Windkraft kommt der Speicherung der erzeugten Energie zu. Diesem Problem, das auch bei Entwicklung leistungsfähiger Speichersysteme für die Elektrotraktion entscheidend ist, wird zur Zeit große Aufmerksamkeit geschenkt.

14.5 Geothermische Energie

Im Bericht eines vom Bundesministerium für Wissenschaft und Forschung eingesetzten Projektteams*) wurde festgestellt, daß mit herkömmlichen Methoden erschlossene und genutzte geothermische Energie in Österreich keinen wesentlichen Beitrag zum Gesamtenergieaufkommen liefern kann.

In Anbetracht des niedrigen Temperaturniveaus bietet sich zur Zeit nur eine Nutzung für Raumheizung und Gebrauchswarmwasserbereitung, insbesondere im landwirtschaftlichen Bereich, an.

Der Verwendung von Heißwasser und Dampf aus geothermischer Energie zur Erzeugung von elektrischem Strom wird im Hinblick auf noch ausstehende technische Entwicklungsarbeiten erst längerfristige Bedeutung zukommen.

In nächster Zukunft wird daher eine Substitution herkömmlicher Brennstoffe durch geothermische Energie nur in kleinerem Maßstab und lokal begrenzt möglich sein.

*) Forschungskonzept für Erschließung und Nutzung geothermischer Energie in Österreich im Auftrag des Bundesministeriums für Wissenschaft und Forschung, 1976

15. ENERGIEPREISENTWICKLUNG (mit Vorschau bis 1990)

Allgemein wird zur Entwicklung der Energiepreise in der Vergangenheit auf die vom Österreichischen Institut für Wirtschaftsforschung errechneten Preisindices für die einzelnen in der Industrie verwendeten Energieträger verwiesen. In diesen seit 1974 bestehenden Übersichten sind die jeweiligen Preisindices ausgewiesen.

In Österreich unterliegen die Energiepreise zum Teil der behördlichen Preisregelung, zum Teil werden sie von der Paritätischen Kommission für Lohn- und Preisfragen behandelt. Die Möglichkeiten autonomer Preisbildung sind aber sowohl nach unten als auch nach oben begrenzt. Mit Hinblick auf die Preisuntergrenze ist Österreich wegen der dominierenden Abhängigkeit von Energie-Importen schon vom Einstandspreis her eng an das internationale Energiepreinsniveau gekoppelt. In bezug auf die Preisobergrenze muß sich der nationale Energiepreis zumindest an jenem der Nachbarländer und wichtigsten Handelspartner orientieren, um einerseits in der Wirtschaft Wettbewerbsverzerrungen hintanzuhalten und andererseits auch im Bereich privaten Konsums ein energiebedingtes Wohlstandsgefälle zu vermeiden.

In diesem Zusammenhang muß betont werden, daß es volkswirtschaftlich unmöglich ist, die Energiepreispolitik nur nach energiepolitischen Zielsetzungen auszurichten. Konjunkturpolitik im allgemeinen und Arbeitsplatzsicherung im besonderen müssen bei der Energiepreisbildung ebenso Berücksichtigung finden wie Inflationsbekämpfung und soziale Aspekte. So sehr sich die gegebene Wechselwirkung zwischen Preis und Absatzmenge anbietet, in die Energiespar-Strategien miteinbezogen zu werden, kann eine ohne Rücksicht auf volkswirtschaftliche und soziale Auswirkungen betriebene generelle Hochpreispolitik nicht durchgeführt werden. Die Kostenbezogenheit der Energiepreise muß auch in Zukunft ein wichtiger Grundsatz bleiben, der lediglich in Ausnahmefällen, etwa zur Beseitigung eklatanter Widersprüche zwischen Tarifstruktur und Energiesparappellen und mit Hinblick auf gezielte Maßnahmen zur Hintanhaltung von Energieverschwendung durchbrochen werden darf.

Im folgenden gelangen nur Tendenzen zur Darstellung.

15.1 Elektrizitätswirtschaft

Seit 1968 haben sich die Strompreise im gesamtösterreichischen Durchschnitt um 70,4% (ohne Mehrwertsteuer) erhöht. Die behördlich bewilligten Erhöhungssätze waren jeweils unterschiedlich. So wurden 1972 die Strompreise linear um rund 13,8% angehoben.

Im Zuge der Einführung der Mehrwertsteuer 1973 mußten die Preisansätze der EVU um die im alten Strompreis enthaltene Umsatzsteuer reduziert werden. Auf diese reduzierten Sätze kommt seit 1. Jänner 1973 die achtprozentige Umsatzsteuer zur Anwendung. Dadurch hat sich die elektrische Energie für die Haushaltsabnehmer je nach Entlastungssatz um etwa 6,5 bis 7,5% verteuert.

Im Februar 1974 war auf dem Strompreissektor eine lineare Erhöhung von etwa 14%, mit Ausnahme von Nachtstrom, der überproportional um rund 20% erhöht wurde, zu verzeichnen.

Das Jahr 1975 brachte auf dem Strompreissektor nur bei einigen Gesellschaften und zu verschiedenen Terminen einige kleine Korrekturen, deren Zweck es war, die Elektrizitätsversorgungsunternehmen in die Lage zu versetzen, die erhöhten Brennstoffkosten ohne Gefährdung der Versorgungspflicht tragen zu können.

1976 erfuhren die Strompreise eine weitere Anpassung an die allgemeine Kostenentwicklung. Im Zuge einer etappenweisen Erledigung der von der österreichischen Elektrizitätswirtschaft schon 1975 eingebrachten Erhöhungsanträge wurde von der amtlichen Preiskommission eine generelle Anhebung der Strompreise um 10% per 1. März 1976 und in der Folge zusätzlich um durchschnittlich rund 4,9% per 1. Jänner 1977 genehmigt.

Die letzte Strompreiserhöhung per 1. April 1978 betrug im gesamtösterreichischen Durchschnitt für Tarifabnehmer 4,3% und brachte in den Abnehmerkategorien Haushalt und Landwirtschaft nur eine Erhöhung des Arbeitspreises, im Gewerbe auch eine Erhöhung des Grundpreises; für Sonderabnehmer war ab demselben Zeitpunkt eine lineare Preiserhöhung von 4,4% zu verzeichnen. Außerdem wurde mit der Elektrizitätswirtschaft ein Stillhalteabkommen bis Ende 1979 geschlossen, sodaß eine Preiserhöhung nicht vor dem 1. Jänner 1980 zu erwarten ist.

Die weitere Entwicklung des Strompreises ist von verschiedenen Komponenten abhängig. Hierbei werden jene Kosten eine große Rolle spielen, die für die Beschaffung der Ersatzenergie infolge der Nichtinbetriebnahme des Kernkraftwerkes Zwentendorf notwendig sind. Auch ist die Entwicklung der Kosten im allgemeinen ein wesentlicher Faktor für die Kalkulation künftiger Strompreise. Unabhängig von der allgemeinen Kostenentwicklung, der Lage des Kapitalmarktes und der Entwicklung des Zinsfußes, hat die zunehmende Verteuerung der Energiegewinnung, insbesondere die Preisentwicklung auf dem Öl- und Gassektor, eine dominierende Rolle in der zukünftigen Strompreisentwicklung.

Konkrete Vorhersagen können nicht gemacht werden. Rein empirisch könnte man aber folgende Überlegung anstellen:

Im Zeitraum 1968 bis 1977 stieg der Lebenshaltungskostenindex um 73,2%, wobei sich der Strompreisindex im gleichen Zeitraum trotz des großen Ölpreissprunges von 1973/74 gleichfalls nur um etwa 70% erhöhte. Sollten auf dem Brennstoffsektor keine unerwarteten Ereignisse eintreten und keine auf Energiesparen abgestellten einschneidenden preispolitischen Maßnahmen ergriffen werden, kann diese Relation im Durchschnitt der nächsten Jahre wahrscheinlich noch aufrecht erhalten werden, da ja die Stromaufbringung kostenmäßig breit gestreut ist und der noch immer relativ große Wasserkraftanteil aus Altanlagen Preisaufrichtungstendenzen in anderen Bereichen dämpft.

15.2 Erdölwirtschaft

Die Erwartung, daß die Periode des Rohölüberschusses noch bis 1979/80 andauert, hat sich nicht erfüllt.

Die seitens der OPEC im Dezember 1978 ursprünglich geplante stufenweise Preiserhöhung wurde im März 1979 anlässlich der OPEC-Tagung in Genf durch einen Beschluß ersetzt, wonach ab 1. April 1979 eine Verteuerung des Rohöls um 9% erfolgt. Damit wurden die für das dritte und vierte Quartal vorgesehenen Preissteigerungen vorgezogen.

Treten bei Angebot und Verbrauch kurzfristig keine wesentlichen Änderungen ein, das heißt, nimmt der Iran seine Lieferungen nicht in vollem Umfang auf und erfolgen keine Maßnahmen hinsichtlich einer Verbrauchsbeschränkung, kann angenommen werden, daß weitere Preiserhöhungen bei Rohöl stattfinden.

Muß jedoch in zunehmendem Maße teureres Rohöl zur Bedarfsdeckung herangezogen werden, so wird mit einer realen Preissteigerung über die Abgeltung der Inflationsrate und des Dollarverfalls hinaus auch für Österreich eine zusätzliche

Belastung seiner Zahlungsbilanz, die über das allgemeine Wirtschaftswachstum hinausgeht, nicht zu vermeiden sein.

15.3 Gaswirtschaft

Beim importierten Erdgas wird die Preisentwicklung auf Grund der bestehenden indexmäßigen Bindung an das Erdöl ungefähr parallel zur Entwicklung beim Erdöl verlaufen.

15.4 Fernwärme

Auf Grund der zu erwartenden höheren Brennstoffkosten wird auch bei Fernwärme eine stetige Preissteigerung notwendig sein. Eine Milderung dieser Entwicklung könnte jedoch durch die besseren Auslastungsmöglichkeiten der jeweiligen Kapazitäten erfolgen.

15.5 Kohlenwirtschaft

Zur Steinkohle sowie zum Steinkohlenkoks wird bemerkt, daß Österreich zufolge einer fehlenden inländischen Produktion völlig auf Importe angewiesen ist.

Im ersten Halbjahr 1978 belief sich der durchschnittliche Importpreis für Steinkohle auf 914,90 S/t (1977: 982,50 S/t) und für Steinkohlenkoks auf 1.426,40 S/t (1977: 1.542,40 S/t).

Der weitaus größte Teil dieser Importe wird von der VÖEST-Alpine für metallurgische Zwecke unbedingt benötigt. Die Importe kommen überwiegend aus den Oststaaten. Die Verträge werden zwar längerfristig geschlossen, die jeweiligen Lieferpreise werden jedoch entsprechend den internationalen Marktpreisen laufend angepaßt. Diese Entwicklung wird auch in der Zukunft anhalten.

Die in den USA (West-Virginia) erworbenen Anteilsrechte der VÖEST-Alpine an Steinkohlengruben bieten einen gewissen Rückhalt, obwohl bisher die dort gewonnene Kohle in andere Absatzgebiete verkauft wurde.

Die Hauptverbraucher an Braunkohle sind im zunehmenden Maße die Wärmekraftwerke und Fernheizkraftwerke. Im Jahre 1978 wurden aus inländischer und importierter Braunkohle rund 73% im genannten Bereich verbraucht (1977: rund 71%). Von der im Inland gewonnenen Braunkohle wurden 1978 rund 70% in Wärmekraftwerken und Fernheizkraftwerken verwendet (1977: rund 69%).

Der durchschnittliche Preis für importierte Braunkohle betrug im ersten Halbjahr 1978 450,50 S/t (1977: 454,40 S/t).

Die Wärmepreise für die Elektrizitätswirtschaft werden sich in der Zukunft grundsätzlich ähnlich entwickeln wie bisher.

Die von der Paritätischen Kommission bewilligten Preisnachziehungen von bisher etwa 5% pro Jahr sind auch in der Zukunft zu erwarten. Sie werden jedoch bei Lieferungen an die Elektrizitätswirtschaft nur zum Teil berücksichtigt. Daneben wird zum Teil auch eine erstmals für den neuen Großtagebau Oberdorf der Graz-Köflacher Bergbaugesellschaft vereinbarte Wertsicherungsklausel zum Tragen kommen. Lediglich für Lieferungen von Stromkohle in Oberösterreich sind auch in der nächsten Zeit jährlich Verhandlungen für Preisnachziehungen wie bisher zu erwarten.

Abschließend wird festgestellt, daß generelle Vorhersagen der Entwicklung der Preise bis 1990 nicht möglich sind. Grundsätzlich ist aber ein Zusammenhang mit der Entwicklung der Preise für andere Energieträger, insbesondere Erdöl, zu erwarten.

166

16. KAPITALERFORDERNISSE DER ENERGIEWIRTSCHAFT FÜR INVESTITIONEN (mit Vorschau bis 1990)

16.1 Elektrizitätswirtschaft

Das Bundesgesetz vom 15. Dezember 1978, BGBl. Nr. 676, statuiert ein Verbot der Nutzung der Kernspaltung zur Stromerzeugung in Österreich. Aus der daraus resultierenden Nichtinbetriebnahme von Zwentendorf ergibt sich die Notwendigkeit, das koordinierte Ausbauprogramm der Elektrizitätswirtschaft in wesentlichen Punkten zu ändern.

Die hierzu erforderlichen Beschlußfassungen der Elektrizitätswirtschaft von Anfang 1979 haben ergeben, daß die durch die Nichtinbetriebnahme von Zwentendorf fehlenden 692 MW vorerst durch ein Kraftwerk auf thermischer Basis mit einem 420 MW-Block ersetzt werden. Die Errichtungskosten für dieses Kraftwerk werden als vorläufige Schätzung und gerechnet auf Basis Herbst 1978 inklusive Bauzinsen rund 3,3 Mrd. S betragen.

Die Aufbringung der noch fehlenden 272 MW ist nach Angaben des Verbandes der Elektrizitätswerke Österreichs noch nicht endgültig gelöst.

Bei der Überarbeitung des koordinierten Ausbauprogrammes muß damit gerechnet werden, daß sich die seinerzeitig angegebene Investitionssumme (siehe Kapitel 9.4.5) nunmehr auf etwa 200 Mrd. S bis 1990 erhöhen wird.

16.2 Erdölwirtschaft

Da die Anlagen der Erdölwirtschaft im wesentlichen ausgebaut sind und keine Erweiterung der Raffinerie geplant ist, werden sich die zukünftigen Investitionen auf Aufsuchung, Verbesserung der Flexibilität der Raffinerie, kleinere Verbesserungen bei der Verteilung und auf den Lagerbau beschränken.

Die Finanzierung wird wie bisher zum größten Teil mit Eigenmitteln erfolgen.

Hinsichtlich der Erdölwirtschaft (einschließlich der Unternehmen, die inländisches Erdöl fördern) wurden bis jetzt keine Angaben über geplante Investitionen vorgelegt.

16.3 Gaswirtschaft

Die Investitionsaufwendungen der österreichischen Gasversorgungsunternehmen (ohne Gesellschaften, die inländisches Erdgas fördern) lassen auch in Zukunft nach Angaben der Gaswirtschaft eine unterschiedliche Entwicklung entsprechend den jeweiligen Erfordernissen erwarten.

Investitionen der österreichischen Gasversorgungsunternehmen 1978—1990
(ohne Produktionsgesellschaften ÖMV AG und RAG):

Jahr	in Mio S
1978	880
1979	1320
1980	950
1981	1125
1982	1020
1983	925
1984	865
1985	845
1990	625

Diese Finanzierung wird auch in der Zukunft nur zu einem gewissen Teil mit Eigenmitteln möglich sein.

16.4 Fernwärme

Die Gesamtinvestitionen im Jahr 1979 werden sich nach bisherigen Planungen der Unternehmen auf 490 Mio S belaufen. Für die Jahre 1980 bis 1990 sind derzeit Investitionen in einer Größenordnung von etwa 450 Mio S pro Jahr vorgesehen. Auf die Kritik an der Unternehmensplanung im Kapitel 8.2.2.2 wird in diesem Zusammenhang verwiesen.

16.5 Kohlenwirtschaft

Nach den Angaben der Kohlenbergbauunternehmen sowie auf Grund der derzeitigen Einschätzungen wird sich der Investitionsaufwand im derzeit bestehenden Kohlenbergbau in den nächsten Jahren etwa wie folgt entwickeln:

- Normal- und Rationalisierungsinvestitionen rund 50 Mio S/a
- Prospektions- und Explorationsarbeiten rund 10 Mio S/a

Gegenwärtig wird im Rahmen eines Investitionssonderprogramms der Großtagebau Oberdorf bei Voitsberg (Steiermark) durch die GKB neu aufgeschlossen. Dieses Projekt wird aller Voraussicht nach eine kostendeckende Kohlenproduktion ermöglichen. Der Investitionsaufwand von rund 1,1 Mrd. S (einschließlich Zinsen) wird über den Kapitalmarkt und durch ERP-Kredite mit Unterstützung der Bergbauförderung abgedeckt. Die Kohlenproduktion wird dort 1980 anlaufen.

Gegenwärtig werden intensive Prospektions- und Explorationsarbeiten mit Unterstützung der Bergbauförderung sowie zum Teil auch durch die betroffenen Landesregierungen und die Elektrizitätswirtschaft insbesondere im Burgenland, in der Steiermark und in Oberösterreich durchgeführt. Obwohl bisher interessante Teilergebnisse erzielt werden konnten, sind die Grundlagen für die Erstellung eines konkreten weiteren Erschließungsprojektes noch nicht ausreichend. Grundsätzlich sollte aber zumindest ein derartiges Projekt mit einem Investitionsaufwand von schätzungsweise 500 Mio S in Erwägung gezogen werden.

168

17. MASSNAHMEN

Zur Erfüllung der energiepolitischen Ziele wird es als erforderlich erachtet, daß folgende Maßnahmen gesetzt werden:

17. 1. Versorgung aus dem Inland

17.1.1 Die 1973 in Angriff genommene und seit 1977 verstärkt und systematisch durchgeführte Suche nach abbauwürdigen Kohlevorkommen ist unter Einsatz von Mitteln aus der Bergbauförderung und der Lagerstättenforschung zu forcieren.

17.1.2 Bei der Neufassung der privatrechtlichen Verträge für die Aufsuchung und Gewinnung von Kohlenwasserstoffen und der Angleichung der Verträge an das Berggesetz 1975 ist eine Mindestaufsuchungsverpflichtung in Verbindung mit mittelfristigen Rahmenprogrammen vorzusehen.

17.1.3 Der Ausbau der Wasserkräfte ist auf der Grundlage des neu bewerteten Potentials für die wirtschaftlich ausbaufähigen großen Wasserkraftwerke einerseits und der im Rahmen der Investitionskreditaktion der Bundesregierung bereits vorgesehenen finanziellen Förderung für den Ausbau von kleineren Wasserkrafteigenanlagen andererseits weiterzuführen. Der dreijährige Rhythmus beim weiteren Donauausbau ist beizubehalten.

17.1.4 Die Nutzung von Brennholz ist in Übereinstimmung mit dem forstwirtschaftlich vertretbaren Einschlag zu fördern.

17.1.5 Die Nutzung von technisch bisher nicht verwendeten Energiequellen, wie etwa der Sonnenenergie, ist zu fördern, sobald bezüglich Betriebssicherheit und Lebensdauer der hiezu erforderlichen Anlagen entsprechende Gewährleistungen gegeben werden können.

17.1.6 Über das in Österreich bestehende Wärmepotential, das für Wärmepumpenanlagen zur Raumbeheizung besteht, und über die Probleme, die mit dem Übergang der Wärme aus diesem Potential in das Wärmepumpensystem verbunden sind, sind eingehende Untersuchungen anzustellen.

17.2. Versorgung aus dem Ausland

17.2.1 Der Import von Erdöl und Erdölprodukten ist möglichst zu drosseln. Dies hat zu geschehen:

17.2.1.1 Durch Ersatz von schwerem Heizöl durch andere Brennstoffe, vor allem in neu zu errichtenden Großkesselanlagen; dazu müssen besonders alle Angebote für den langfristig gesicherten Import ausländischer Kohle sorgfältig geprüft werden, speziell bezüglich

- der westungarischen Lignite im Hinblick auf avancierte Techniken, um die Umweltbelastung bei deren Verwertung beherrschen zu können,

- des Baues einer Kohlenpipeline von Oberschlesien nach Österreich, um den Transport von polnischer Steinkohle zu verbilligen, wenn der Bezug dieser Kohle mittels herkömmlicher Transportmittel bereits ein entsprechendes Ausmaß erreicht hat;

17.2.1.2 durch Abschluß eines internationalen Übereinkommens über die Anwendung der Molekularsiebtechnik bei der Verarbeitung von leichten Rohölfraktionen, wodurch zu Lasten der schweren Fraktionen bei gleichem Ausstoß der Raffinerien an Treibstoff und Einsatzmaterialien für die Petrochemie 7 bis 10% des Rohöleinsatzes eingespart würden;

17.2.1.3 durch Beimischung von Alkoholen zum Vergasertreibstoff;

17.2.1.4 durch weiteren Import von Erdgas auf Grund langfristiger Verträge, der nach dem Beispiel des Bundesgesetzes BGBl Nr. 420/1974 über die Übernahme der Bundeshaftung für die Anleihen, Darlehen und sonstige Kredite zur Ermöglichung algerischer Erdgaslieferungen an Österreich zu fördern ist; zusätzlich importierte Erdgasmengen sind auf Dauer vorrangig dem Kleinverbrauch zuzuführen;

17.2.1.5 durch weiteren Ausbau der Untertagspeicher für Erdgas.

17.2.2 Die Zusammenarbeit mit dem Ausland auf dem Gebiet der Elektrizitätswirtschaft, insbesondere auch beim Import von elektrischem Strom, ist zu erweitern, sofern dadurch die Versorgungssicherheit nicht beeinträchtigt wird, vor allem durch weitere Verfolgung

- der Möglichkeit der Erhöhung der Stromimporte aus Polen in der zweiten Hälfte der achtziger Jahre auf 600 bis 1000 MW und
- des Projekts zur Ausnutzung der jugoslawischen Braunkohlevorkommen in Kosovo im Rahmen des hierfür gegründeten internationalen Konsortiums.

17.2.3 Die Auslandstätigkeit österreichischer Unternehmen betreffend die Aufsuchung und Gewinnung fossiler Brennstoffe ist zu unterstützen, sofern hiedurch die Versorgungssicherheit Österreichs erhöht wird.

17.3. Einsparung von Energie

17.3.1 Im Bereich der Wärmeerzeugung und Wärmeverwendung ist vorzusehen:

17.3.1.1 Die Verhandlungen zwischen Bund und Ländern über den Abschluß einer Vereinbarung nach Artikel 15a B-VG betreffend die erhöhte Wärmedämmung von Gebäuden einerseits und die Dimensionierung, die Überprüfung und die Wartung von Raumheizsystemen andererseits, sind auf der Grundlage der im Jänner 1979 erzielten weitgehenden Übereinstimmung ehestens zum Abschluß zu bringen.

17.3.1.2 Für Zentralheizungsanlagen sind die ÖNORMEN M 7506, M 7507, M 7508, M 7510, M 7512 und M 7513 für verbindlich zu erklären.

17.3.1.3 Der wirtschaftliche Betrieb von Dampfkesselanlagen ist durch dampfkesselrechtliche Vorschriften sicherzustellen.

170

17.3.1.4 Bei neu errichteten Bädern ist für deren Beheizung die Verwendung von fossilen Brennstoffen nur dort zuzulassen, wo sie nachweislich unumgänglich ist.

17.3.1.5 Über die Punkte 1.6 und 3.3.4 hinaus ist den Möglichkeiten der Anwendung der Gaswärmepumpe besonderes Augenmerk zu schenken.

17.3.1.6 Die pauschale Abrechnung der Heizkosten bei zentraler Wärmeversorgung ist innerhalb einer Übergangsperiode von 5 Jahren zu verbieten.

17.3.2 Zur Förderung der Kraft-Wärme-Kupplung im öffentlichen Bereich ist vorzusehen:

17.3.2.1 Die systematische Einbindung der Kraft-Wärme-Kupplung im öffentlichen Bereich ist in den Ausbauplänen der Elektrizitätswirtschaft zu berücksichtigen. Auf diesem Gebiet haben Länder, Gemeinden und Elektrizitätsversorgungsunternehmen zusammenzuarbeiten. Dabei ist auch kleinen integrierten Systemen und Fernheizkraftkupplungen in Verbindung mit Wärmepumpenanlagen Beachtung zu schenken.

17.3.2.2 Die Fernwärmeversorgung ist in den Flächenwidmungsplänen der Gemeinden zu berücksichtigen.

17.3.2.3 Es ist die Möglichkeit zu prüfen, inwieweit in jenen Gebieten, die künftig der Fernwärmeversorgung erschlossen werden, nur mehr solche Heizsysteme für Neubauten zuzulassen sind, deren Umstellung auf Fernwärmeversorgung ohne Änderung im Wärmeverteilungssystem innerhalb der Gebäude möglich ist.

17.3.2.4 Es ist ein bundesweites Leasing-System für Zentralheizungskessel zur Erleichterung der laufenden Umstellung von Zentralheizungen auf Wärmeversorgung aufzubauen.

17.3.2.5 Der Budgetansatz 1/63 156 (Zinsstützungen für Kredite, welche für den Erstausbau eines Fernwärmenetzes in Verbindung mit Anlagen für die Kraft-Wärme-Kupplung aufgenommen werden) ist im Budget der folgenden Jahre entsprechend aufzustocken.

17.3.3 Zur Förderung des Energiesparens im industriellen Bereich ist vorzusehen:

17.3.3.1 Für die im Rahmen der ERP-Kredite wie der Zinsenzuschußaktion 1978 der Bundesregierung für Industrie und Gewerbe bereits bestehenden weitgehenden Möglichkeiten für die finanzielle Förderung von energiesparenden Investitionen im industriellen und gewerblichen Bereich hat eine entsprechende Werbung zu erfolgen.

17.3.3.2 § 8 Abs. 4 Z. 4 des Einkommensteuergesetzes 1972 ist auf alle energiesparenden Investitionen zu erweitern.

17.3.3.3 Der Budgetansatz 1/63 155 (zinslose Darlehen für die Anschaffung von Meßgeräten für die Messung des Energieverbrauches im industriellen Bereich, sofern eine Energiebuchhaltung eingerichtet wird) ist im Budget der folgenden Jahre entsprechend aufzustocken.

17.3.3.4 Die Möglichkeit der Anwendung von Hochtemperaturwärmepumpen in der Industrie und die hierdurch erzielbare Energieersparnis ist systematisch zu untersuchen.

17.3.3.5 Die Rückführung von Altstoffen energieintensiver Produkte in den Produktionskreislauf ist zu fördern.

17.3.4 Zur Einsparung im Verkehrsbereich ist vorzusehen:

17.3.4.1 Die Bemessung der Kfz-Steuer ist im Einklang mit der ECE-Empfehlung A (70) (Europatestzyklus) umzustellen.

17.3.4.2 Für alle zum Verkauf angebotenen neuen PKW ist hinsichtlich ihres Kraftstoffverbrauches eine Kennzeichnungspflicht einzuführen.

17.3.4.3 Es ist jährlich eine Liste über die Kraftstoffverbrauchswerte der neu zugelassenen PKW-Modelle zu veröffentlichen.

17.3.4.4 Die Aufklärung und Information von Fahrzeughaltern und Fahrzeuglenkern über energiesparendes Fahrverhalten und einschlägige Wartungsmaßnahmen sind zu intensivieren.

17.3.4.5 Die Flüssigkeit des innerstädtischen Verkehrs ist zu erhöhen.

17.3.4.6 Der Massenverkehr ist vor allem durch dessen Beschleunigung im innerstädtischen Verkehr und der Umsteigmöglichkeit vom Individual- zum Massenverkehrsmittel zu fördern.

17.3.4.7 Die Intensivierung des Huckepackverkehrs ist zu prüfen.

17.4 Tarif- und Preispolitik

17.4.1 Bei der Gestaltung des Energiepreises ist der Anreiz zum Energiesparen zu berücksichtigen, jedoch hat sich die Preispolitik auch weiterhin von allgemeinen volkswirtschaftlichen Gesichtspunkten, darunter vor allem der Erhaltung der Konkurrenzfähigkeit der Wirtschaft und damit der Aufrechterhaltung der Vollbeschäftigung, leiten zu lassen.

17.4.2 Bei den Stromtarifen ist die eingeleitete Degressionsminderung fortzusetzen.

17.4.3 Es sind Begünstigungen für Wärmepumpen bei den Tarifen oder bei den Baukostenzuschüssen vorzusehen.

17.4.4 Das Energiebewußtsein der Konsumenten ist durch transparente Gestaltung der Jahresabrechnungen zu stärken.

17.5. Finanzielle Förderungen der Energiewirtschaft

17.5.1 An die Stelle des mit Ende 1979 auslaufenden Elektrizitätsförderungsgesetzes hat ein Förderungsgesetz zu treten, das alle leitungsgebundenen Energien, die der

172

öffentlichen Versorgung (elektrische Energie, Gas- und Fernwärmeversorgung) dienen, umfaßt.

17.5.2 Die Förderungsbedingung der elektrizitätswirtschaftlichen Zweckmäßigkeit ist durch eine umfassende energiewirtschaftliche Zweckmäßigkeit als Kriterium zu ersetzen.

17.5.3 Die Kraft-Wärme-Kupplung im Bereich der öffentlichen Versorgung ist besonders zu fördern.

17.5.4 Bei der Förderung von hydraulischen Kleinkraftwerken ist die bisher mit 10 Jahren festgelegte 50%ige Ermäßigung der Einkommens- bzw. Körperschaftssteuer und Gewerbesteuer auf 20 Jahre zu erstrecken.

17.5.5 Für Treibstoff zum Betrieb von Anlagen, welche der Kraft-Wärme-Kupplung oder zum Betrieb von Wärmepumpen dienen, ist der Mineralölsteuersatz anzuwenden, der für steuerbegünstigtes Gasöl gilt.

17.6 Sonstige Maßnahmen

17.6.1 Die Zusammenarbeit zwischen dem Bund und den Ländern bei der Erarbeitung von Grundlagen für eine koordinierte Regionalenergiepolitik, insbesondere zur Schaffung von nach gleichen Kriterien erarbeiteten, möglichst fein gegliederten Energiebilanzkatastern, ist fortzusetzen.

17.6.2 Ein internationales Übereinkommen zur Verminderung des Bleigehaltes im Benzin ist anzustreben.

17.6.3 Die Übertragungsfähigkeit des innerösterreichischen Verbundsystems, insbesondere zwischen Salzburg und dem westlichen Teil Tirols, ist zu verbessern; eine Langzeitplanung unter Berücksichtigung künftiger Transiterfordernisse ist zu entwickeln.

ANHANG I

VERÖFFENTLICHUNGEN DES BUNDESMINISTERIUMS FÜR HANDEL, GEWERBE UND INDUSTRIE ODER VOM BUNDESMINISTERIUM FÜR HANDEL, GEWERBE UND INDUSTRIE VERANLASSTE VERÖFFENTLICHUNGEN

a) STATISTIK

1. **Taschenbuch für Energiestatistik 1978.** Berichtsjahr 1977. Herausgeber: Bundesministerium für Handel, Gewerbe und Industrie, Bohmann Verlag Wien, 1978.
2. **Österreichisches Montan-Handbuch 1978** mit den Produktionsdaten für das Jahr 1977. Verfasser: Bundesministerium für Handel, Gewerbe und Industrie, Montan-Verlag Wien.
3. **Die Energieversorgung Österreichs.** Herausgeber: Österreichisches Statistisches Zentralamt in Zusammenarbeit mit dem Bundesministerium für Handel, Gewerbe und Industrie. Erscheinungsintervall: monatlich (seit 1975).
4. **Betriebsstatistik.** Erzeugung und Verbrauch elektrischer Energie in Österreich, 1977.
Teil I: Gesamtergebnisse. Verleger und Herausgeber: Bundeslastverteiler im Auftrag des Bundesministeriums für Handel, Gewerbe und Industrie unter Mitarbeit der Österreichischen Elektrizitätswirtschafts-AG, der Landeslastverteiler und des Verbandes der Elektrizitätswerke Österreichs.
Teil II: Einzelangaben. Ausstattung wie Teil I: nur für den Behördengebrauch bestimmt.
5. **Stromverbrauch der Industrie für nichtmechanische Zwecke.** Verleger und Herausgeber: Bundeslastverteiler unter Mitarbeit der Österreichischen Elektrizitätswirtschafts-AG und der Landeslastverteiler.
6. **Brennstoffstatistik** der Wärmekraftwerke für die öffentliche Versorgung in Österreich. Verleger und Herausgeber: Bundeslastverteiler unter Mitarbeit der Landeslastverteiler und der Österreichischen Elektrizitätswirtschafts-AG. Erscheinungsintervall: jährlich.
7. **Bestandsstatistik** der Unternehmen und Kraftwerke in Österreich, Stichtag: jeweils 1. Jänner d. J. Verfasser und Herausgeber: Bundesministerium für Handel, Gewerbe und Industrie, unter Mitarbeit des Bundeslastverteilers, der Landeslastverteiler und des Verbandes der Elektrizitätswerke Österreichs.
8. **Einpoliger Schaltplan** der Kraftwerke, Umspannwerke und Hochspannungsleitungen in Österreich, Stand: 1977. Verfasser und Herausgeber: Bundesministerium für Handel, Gewerbe und Industrie, unter Mitarbeit des Bundeslastverteilers und der Landeslastverteiler.

b) ENERGIEPOLITISCHE SCHRIFTENREIHE

Springer Verlag Wien/New York.

9. **Band I: Ausgewählte Probleme der industriellen Energiewirtschaft.** Verfasser: J. Szargut und A. Ziebig, 116 Seiten, Preis: öS 279,—.
10. **Band II: — Planungsmethoden in der Energiewirtschaft.** 164 Seiten, Preis: öS 338,—.

11. **Band III: Neue Wege zur Herstellung von Vergasertreibstoffen.** Verfasser: Univ.-Prof. Dr. A. Schmidt und Dr. W. Schmied, 244 Seiten, Preis: öS 444,—.
12. **Band IV: Untersuchung über energiesparende Maßnahmen in der wärmeintensiven Industrie.** Österreichischer Energiekonsumenten-Verband, im Erscheinen.
13. **Band V: Nutzen-Kosten-Analyse für Energiesparmaßnahmen auf dem Sektor Kraftwagenverkehr.** Verfasser: Univ.-Prof. Dr. H. P. Lenz, im Erscheinen.
14. **Band VI: Chancen für das Elektrofahrzeug.** Verfasser: Univ.-Prof. Dr. A. Neckel, Univ.-Doz. Ch. Fabian und Dr. K. Selden, erscheint voraussichtlich August 1979.

c) BEITRÄGE ZUR REGIONALEN ENERGIEPOLITIK ÖSTERREICHS

15. **Band I: Die Energieversorgung Westösterreichs mit Erdölprodukten und Erdgas.** Verfasser: Mag. Franz Heeb und Mag. Johann Schwarzmayr.
16. **Band 2: Einflüsse der Heizkostenverrechnung auf den Energieverbrauch.** Verfasser: Prof. Ing. Dr. Karl Fantl.
17. **Band 3: Betriebswirkungsgrade von Heizsystemen des Hausbrandes.** Verfasser: Dipl.-Ing. Dr. techn. Heinz Brötzenberger.
18. **Band 4: Kraft-Wärme-Kupplung im Bereich der öffentlichen Versorgung.** Projektleiter: Univ.-Prof. Baurat h.c. DDDr. Dipl.-Ing. L. Musil, Dipl.-Ing. Hans Kordina, Dipl.-Ing. Leopold Oeser, Dipl.-Ing. Walter Schnürer.
19. **Band 5: Einfluß der Beratungstätigkeit auf die Verbesserung des Betriebswirkungsgrades von Heizsystemen des Hausbrandes.** Verfasser: Dipl.-Ing. Dr. techn. Heinz Brötzenberger, in Vorbereitung.

d) ENERGIEPOLITISCHE DOKUMENTE

20. „Leitlinien für einen österreichischen Energieplan“ vom 15. 1. 1974.
21. Energieplan 1975.
22. Energieplan 1976.
23. Bericht der Bundesregierung an den Nationalrat betreffend die Nutzung der Kernenergie für die Elektrizitätserzeugung (Regierungsbericht Kernenergie), 1977.

e) SONSTIGE VERÖFFENTLICHUNGEN

24. G. Tintner et al. „Ein Energiekrisenmodell“ veröffentlicht in: „Empirica“ 2/1975.
25. G. Tintner et al. „Produktionsfunktionen für Österreich unter Berücksichtigung der Energie“ veröffentlicht in „Großtechnische Energienutzung und menschlicher Lebensraum“, TU Wien/IIASA Laxenburg 1977.
26. **Energieprognose des Österreichischen Institutes für Wirtschaftsforschung**, veröffentlicht in den Monatsberichten des Österreichischen Institutes für Wirtschaftsforschung, zuletzt April 1978.
27. **Energiebilanz für das Jahr 1977**, veröffentlicht vom Österreichischen Institut für Wirtschaftsforschung, August 1978.
28. **Energiebilanz für das Jahr 1976**, veröffentlicht vom Österr. Institut für Wirtschaftsforschung, August 1977.

ANHANG II**ENERGIEBILANZEN**

des Österreichischen Statistischen Zentralamtes für die Jahre 1971 bis 1976

Tabelle 2.I: Vom österreichischen Statistischen Zentralamt verwendete Energieäquivalente

Energieträger	Mengeninhalt	Durchschnittlicher Heizwert in Terajoule (10^{12} J)	
		1976	1975*
Steinkohle	1.000 t	29,00	29,31
Braunkohle	1.000 t	12,85	12,77
Braunkohlenbriketts	1.000 t	19,68	19,68
Koks	1.000 t	29,00	29,31
Erdöl	1.000 t	42,18	41,87
Rückstände für die Weiterverarbeitung	1.000 t	41,87	41,87
Benzin	1.000 t	42,90	43,96
Petroleum und Flugpetroleum	1.000 t	43,50	43,96
Gasöl	1.000 t	42,91	43,96
Heizöl	1.000 t	41,30	41,87
Flüssiggas	1.000 t	45,80	46,47
Stadtgas	Mio Nm ³	19,17	17,35
Erdgas	Mio Nm ³	37,19	36,84
Generatorgas	Mio Nm ³	6,62	6,62
Gichtgas	Mio Nm ³	3,31	3,35
Grubenmethan	Mio Nm ³	12,65	12,65
Kokereigas	Mio Nm ³	18,58	18,51
Raffinerierestgas	1.000 t	48,15	47,50
Brennholz	1.000 t	15,50	15,49
Abfälle	1.000 t	8,00	12,14
Brenntorf	1.000 t	15,50	15,49
Fernwärme	GWh	3,60	3,60
Wasserkraft	GWh	4,52	4,52
Elektrische Energie	GWh	3,60	3,60

*) Umrechnungsfaktor: 1 cal = 4.1868 J.

Tabelle 2.II: Gesamte Energieversorgung und -verwendung nach Energieträgern in Tera-Joule

Energieträger	Inlanderzeugung von Rohenergie 1)						Import von Energie 2)					
	1971	1972	1973	1974	1975	1976	1971	1972	1973	1974	1975	1976
1 Steinkohle und -Briketts	—	—	—	—	—	—	82.200	84.200	84.000	86.000	76.572	76.595
2 Braunkohle	59.300	50.600	47.600	47.300	43.384	41.308	2.290	6.860	6.120	6.850	4.417	3.334
3 Braunkohlenbriketts	—	—	—	—	—	—	6.450	7.980	7.480	7.720	6.510	6.675
4 Koks	—	—	—	—	—	—	25.500	26.500	30.900	34.900	28.378	31.308
5 Erdöl	111.000	104.000	109.000	94.700	86.081	82.293	197.000	218.000	253.000	266.000	253.092	306.539
6 Rückstände zur Weiterverarbeitung	2.200	536	—	—	—	—	25.200	24.680	24.800	6.130	4.203	4.003
7 Benzin und Leichtbenzin	—	—	—	—	—	—	25.600	29.200	33.600	23.600	31.351	28.974
8 Petroleum und Flugpetroleum	—	—	—	—	—	—	276	126	130	142	205	252
9 Gasöl	—	—	—	—	—	—	1.500	1.150	2.390	4.840	4.216	4.064
10 Heizöl	—	—	—	—	—	—	76.800	66.700	75.400	52.300	48.387	56.713
11 Flüssiggas	—	—	—	—	—	—	808	687	825	1.140	1.390	1.425
12 Stadtgas	—	—	—	—	—	—	21	25	—	—	—	—
13 Erdgas	71.200	73.900	83.600	80.400	86.910	79.750	50.300	57.500	55.900	72.100	65.536	98.710
14 Generatorgas	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
15 Gichtgas	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
16 Grubenmethan	13	17	21	21	25	5	—	—	—	—	—	—
17 Kokereigas	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
18 Raffinerie-Restgas	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
19 Brennholz	25.500	23.900	24.900	24.200	24.321	23.625	482	888	950	561	636	1.387
20 Abfälle	3.510	4.370	5.720	6.710	7.076	5.234	—	—	—	—	—	—
21 Brenntorf	29	17	17	17	8	8	—	—	—	—	—	—
22 Fernwärme	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
23 Wasserkraft	76.100	78.200	86.900	103.000	107.597	92.957	—	—	—	—	—	—
24 elektrische Energie	—	—	—	—	—	—	7.810	10.800	11.700	11.400	8.713	11.399
Summe	348.852	335.540	357.758	356.348	355.402	325.180	502.237	535.296	587.195	573.683	533.606	631.378

Anm.: Daten für den Zeitraum 1971 bis 1974 wurden, ausgehend von den „alten“ Heizwerten (siehe Statistische Nachrichten 7/1978, S. 295) auf Joule umgerechnet. Daten für 1975 und 1976 wurden mit den Heizwerten gemäß Tabelle 2.I erstellt.

Tabelle 2.II: Gesamte Energieversorgung und -verwendung nach Energieträgern in Tera-Joule

(1. Fortsetzung)

Energieträger	Gesamte Aufbringung 3)						Erzeugung abgeleiteter Energie 4)					
	1971	1972	1973	1974	1975	1976	1971	1972	1973	1974	1975	1976
1 Steinkohle und -Briketts	82.200	84.200	84.000	86.000	76.572	76.595	—	—	—	—	—	—
2 Braunkohle	61.590	57.460	53.720	54.150	47.801	44.642	—	3.130	2.940	2.920	2.257	—
3 Braunkohlenbriketts	6.450	7.980	7.480	7.720	6.510	6.675	—	—	—	—	—	—
4 Koks	25.500	26.500	30.900	34.900	28.378	31.308	48.000	48.800	50.400	50.800	47.093	46.829
5 Erdöl	308.000	322.000	362.000	360.700	339.173	388.832	—	—	—	—	—	—
6 Rückstände zur Weiterverarbeitung	27.400	25.216	24.800	6.130	4.203	4.003	—	—	607	963	670	2.177
7 Benzin und Leichtbenzin	25.600	29.200	33.600	23.600	31.351	28.974	61.600	68.300	75.300	71.400	67.914	69.627
8 Petroleum und Flugpetroleum	276	126	130	142	205	252	4.540	5.290	5.290	4.380	3.416	6.712
9 Gasöl	1.500	1.150	2.390	4.840	4.216	4.064	73.900	88.700	104.000	95.500	92.256	105.520
10 Heizöl	76.800	66.700	75.400	52.300	48.387	56.713	150.000	144.000	159.000	151.000	140.245	159.265
11 Flüssiggas	808	687	825	1.140	1.390	1.425	11.500	11.400	11.800	10.300	12.095	14.720
12 Stadtgas	21	25	—	—	—	—	17.700	17.200	15.800	12.400	10.174	9.211
13 Erdgas	121.500	131.400	139.500	152.500	152.446	178.460	—	—	—	—	—	—
14 Generatorgas	—	—	—	—	—	—	729	691	687	632	348	351
15 Gichtgas	—	—	—	—	—	—	20.400	19.400	20.300	22.100	18.845	19.867
16 Grubenmethan	13	17	21	21	25	5	—	—	—	—	—	—
17 Kokereigas	—	—	—	—	—	—	12.000	12.000	12.500	12.500	11.757	11.687
18 Raffinerie-Restgas	—	—	—	—	—	—	7.530	10.100	11.000	10.200	10.555	10.906
19 Brennholz	25.982	24.788	25.850	24.761	24.957	25.012	—	—	—	—	—	—
20 Abfälle	3.510	4.370	5.720	6.710	7.076	5.234	—	—	—	—	—	—
21 Brenntorf	29	17	17	17	8	8	—	—	—	—	—	—
22 Fernwärme	—	—	—	—	—	—	6.330	8.170	8.710	8.220	9.249	10.461
23 Wasserkraft	76.100	78.200	86.900	103.000	107.597	92.957	—	—	—	—	—	—
24 elektrische Energie	7.810	10.800	11.700	11.400	8.713	11.399	104.000	106.000	113.000	122.000	126.764	127.193
Summe	851.089	870.836	944.953	930.031	889.008	956.558	518.229	543.181	591.334	575.315	553.638	594.526

Tabelle 2.II: Gesamte Energieversorgung und -verwendung nach Energieträgern in Tera-Joule

(2. Fortsetzung)

Energieträger	Eigenverbrauch und Verluste 5)						Lagerveränderung b. d. Energieproduzenten 6)						Verfügbare Gesamtenergie 7)					
	1971	1972	1973	1974	1975	1976	1971	1972	1973	1974	1975	1976	1971	1972	1973	1974	1975	1976
1 Steinkohle und -Briketts	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	82.200	84.200	84.000	86.000	76.600	76.600
2 Braunkohle	1.230	1.060	1.040	971	955	1.016	-1.030	-226	+151	+364	+645	-1.265	59.300	59.300	55.800	56.500	49.800	42.400
3 Braunkohlenbriketts	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	6.450	7.980	7.480	7.720	6.510	6.680
4 Koks	—	—	—	—	—	—	-431	-33	+649	-222	-452	+273	73.100	75.200	82.000	85.500	75.000	78.400
5 Erdöl	—	—	—	—	—	5.146	-3.200	-2.750	-243	-2.660	+2.131	-603	305.000	319.000	361.000	358.000	341.000	383.000
6 Rückstände zur Weiterverarbeitung	—	—	—	—	—	84	-5.040	-2.466	-1.140	-461	+636	—	32.400	27.700	24.200	6.640	5.510	6.100
7 Benzin u. Leichtbenzin	—	—	—	—	—	—	-1.530	-1.880	-4.010	+477	+1.654	-2.299	85.600	95.600	105.000	95.400	101.000	96.300
8 Petroleum und Flugpetroleum	—	—	—	—	—	—	+25	-662	+84	-13	+703	-1.770	4.840	4.750	5.510	4.510	4.330	5.190
9 Gasöl	—	—	—	—	—	—	-1.720	+71	-1.930	-2.650	+6.033	-2.978	73.600	89.900	104.000	97.700	103.000	107.000
10 Heizöl	561	—	—	—	—	—	-1.940	-3.800	-3.330	-2.320	-1.193	-3.337	225.000	207.000	231.000	202.000	187.000	213.000
11 Flüssiggas	837	925	482	301	699	889	+121	-59	+29	-50	+25	+73	11.600	11.100	12.100	11.100	12.800	15.300
12 Stadtgas	791	720	724	528	435	427	—	—	+4	—	+0	+2	16.900	16.500	15.100	11.900	9.740	9.090
13 Erdgas	5.830	7.360	9.330	9.220	9.194	9.896	-1.140	-1.350	+339	-2.560	-1.009	-4.359	114.000	123.000	131.000	141.000	142.000	164.000
14 Generatorgas	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	729	691	687	632	348	351
15 Gichtgas	11.700	11.200	1.570	1.930	1.449	1.891	—	—	—	—	—	—	8.670	8.180	18.700	20.200	17.400	18.000
16 Grubenmethan	4	4	4	4	4	1	—	—	—	—	—	—	8	13	17	17	21	4
17 Kokereigas	2.670	3.560	4.370	1.220	3.333	3.283	—	—	—	—	—	—	9.280	8.440	8.090	11.300	8.420	8.400
18 Raffinerie-Restgas	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	7.530	10.100	11.000	10.200	10.600	10.900
19 Brennholz	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	26.000	24.800	25.900	24.800	25.000	25.000
20 Abfälle	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	3.510	4.370	5.720	6.710	7.080	5.230
21 Brenntorf	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	29	17	17	17	8	8
22 Fernwärme	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	6.330	8.170	8.710	8.220	9.250	10.500
23 Wasserkraft	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	76.100	78.200	86.900	103.000	108.000	93.000
24 elektrische Energie	14.000	13.800	14.100	14.300	13.741	15.550	—	—	—	—	—	—	97.300	103.000	110.000	119.000	122.000	123.000
Summe	37.623	38.629	31.620	28.474	29.810	38.183	-15.885	-13.155	-9.397	-10.095	+9.173	-16.263	1,325.476	1,367.211	1,493.931	1,468.066	1,422.417	1,497.453

- = Lagerabbau, + = Lageraufbau

Tabelle 2.II: Gesamte Energieversorgung und -verwendung nach Energieträgern in Tera-Joule (3. Fortsetzung)

Energieträger	Export von Energie 8)						Lagerveränderung bei Endverbrauchern 9)						Nichtenergetischer Verbrauch 10)					
	1971	1972	1973	1974	1975	1976	1971	1972	1973	1974	1975	1976	1971	1972	1973	1974	1975	1976
1 Steinkohle und -Briketts	—	—	—	—	—	—	+938	-3.040	-201	-92	+1.097	-731	193	8	54	59	46	44
2 Braunkohle	92	67	46	117	130	116	+12.400	-1.960	-3.540	-3.920	-88	+11.541	—	—	—	—	—	—
3 Braunkohlenbriketts	—	—	—	—	—	—	+4	—	+4	-4	-0	+0	—	—	—	—	—	—
4 Koks	540	2.450	2.410	796	394	1.850	+749	+883	+159	-984	-348	-348	381	435	406	532	507	142
5 Erdöl	—	—	—	—	—	1.628	—	—	—	—	-804	—	—	—	—	—	—	—
6 Rückstände zur Weiterverarbeitung	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
7 Benzin u. Leichtbenzin	8	4	4	—	230	1.313	+63	+327	-100	-134	-511	+429	4.740	6.310	6.290	4.400	3.027	2.329
8 Petroleum und Flugpetroleum	2.360	2.380	2.450	2.030	1.863	2.236	—	—	—	—	—	—	—	—	—	46	—	44
9 Gasöl	92	109	59	1.770	456	4	-243	-13	-80	-4	+0	—	—	—	—	—	—	—
10 Heizöl	—	—	419	461	766	1.008	-6.170	+6.820	-7.860	-2.550	-402	-413	—	—	—	—	—	—
11 Flüssiggas	1.300	1.150	1.190	871	1.721	1.979	-42	—	-25	-50	+25	+23	6.000	5.430	5.840	4.860	6.682	7.538
12 Stadtgas	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
13 Erdgas	—	—	—	—	—	—	—	—	-8	-4	—	—	4.930	4.900	5.670	8.000	11.748	16.914
14 Generatorgas	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
15 Gichtgas	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
16 Grubenmethan	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
17 Kokereigas	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	3.220	2.930	3.020	3.380	3.295	3.157
18 Raffinerie-Restgas	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
19 Brennholz	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
20 Abfälle	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
21 Brenntorf	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
22 Fernwärme	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
23 Wasserkraft	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
24 elektrische Energie	17.200	16.300	17.300	22.100	25.066	19.276	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Summe	21.592	22.460	23.878	28.245	30.626	29.410	+7.699	+3.017	-11.651	-7.742	-1.030	+10.501	19.464	20.013	21.280	21.277	25.305	30.168

Tabelle 2.II: Gesamte Energieversorgung und -verwendung nach Energieträgern in Tera-Joule

(4. Fortsetzung)

Energieträger	Verbrauch für Transformation 11)						Einsatz bei Letztverbrauchern insgesamt 12)					
	1971	1972	1973	1974	1975	1976	1971	1972	1973	1974	1975	1976
1 Steinkohle und -Briketts	64.300	65.500	67.800	70.800	65.385	63.907	18.700	15.600	15.900	14.900	12.125	11.913
2 Braunkohle	50.900	42.000	39.100	38.100	34.076	39.326	20.700	15.300	13.100	14.300	15.546	14.460
3 Braunkohlenbriketts	—	—	—	—	—	—	6.450	7.980	7.490	7.700	6.514	6.675
4 Koks	20.400	19.400	20.300	22.100	18.845	19.906	52.500	53.800	59.000	61.100	54.346	56.164
5 Erdöl	305.000	319.000	361.000	358.000	340.500	381.455	—	—	—	—	—	—
6 Rückstände zur Weiterverarbeitung	32.400	27.700	24.200	6.660	5.510	6.096	—	—	—	—	—	—
7 Benzin und Leichtbenzin	1.340	1.370	318	142	—	185	79.600	88.300	98.200	90.900	94.989	92.904
8 Petroleum und Flugpetroleum	—	—	—	—	—	—	2.480	2.370	3.060	2.440	2.436	2.914
9 Gasöl	444	402	381	301	151	138	72.900	89.400	104.000	95.500	99.356	106.464
10 Heizöl	42.800	48.400	48.600	30.000	36.773	55.379	176.000	165.000	175.000	168.000	147.367	155.841
11 Flüssiggas	1.650	1.630	1.630	1.470	1.319	1.250	2.580	2.910	3.450	3.720	3.069	4.585
12 Stadtgas	—	—	—	—	—	—	16.900	16.500	15.100	11.900	10.756	8.786
13 Erdgas	64.100	66.400	64.400	59.000	56.166	62.092	45.500	51.400	60.500	73.700	75.060	85.199
14 Generatorgas	—	—	—	—	—	—	729	691	687	632	346	351
15 Gichtgas	6.100	5.470	15.900	16.500	14.792	15.322	2.570	2.710	2.870	3.650	2.575	2.654
16 Grubenmethan	8	13	17	17	21	4	—	—	—	—	—	—
17 Kokereigas	603	574	770	2.840	414	2.752	5.460	4.940	4.290	5.070	4.738	2.495
18 Raffinerie-Restgas	766	1.310	1.180	892	3.898	3.780	6.770	8.750	9.820	9.300	6.783	7.126
19 Brennholz	—	—	—	—	—	—	26.000	24.800	25.900	24.800	25.030	25.012
20 Abfälle	1.710	1.850	2.470	4.230	4.258	2.652	1.790	2.530	3.250	2.480	1.860	2.582
21 Brenntorf	—	—	—	—	—	—	29	17	17	17	8	8
22 Fernwärme	—	—	—	—	—	—	6.330	8.170	8.710	8.210	9.249	10.461
23 Wasserkraft	75.800	77.900	86.600	103.000	107.370	92.731	226	226	226	226	226	226
24 elektrische Energie	—	—	—	—	—	—	80.200	86.500	93.100	97.100	96.480	103.766
Summe	668.321	678.919	734.666	714.052	689.478	746.975	624.414	647.894	703.670	695.645	669.859	700.586

Tabelle 2.II: Gesamte Energieversorgung und -verwendung nach Energieträgern in Tera-Joule

(5. Fortsetzung)

Energieträger	Gegliedert nach volkswirtschaftlichen Produktionsbereichen																	
	Verkehr 13a)						Haushalt und Kleinverbrauch 13b)						Industrie 13c)					
	1971	1972	1973	1974	1975	1976	1971	1972	1973	1974	1975	1976	1971	1972	1973	1974	1975	1976
1 Steinkohle und -Briketts	7.842	4.915	4.455	3.287	1.688	867	8.947	9.504	10.170	9.345	9.251	9.396	1.872	1.227	1.310	2.311	1.186	1.662
2 Braunkohle	2.303	465	314	293	254	178	9.320	7.787	8.889	8.466	11.064	10.153	9.098	7.017	3.885	5.564	4.228	4.138
3 Braunkohlenbriketts	—	352	4	0	0	4	6.410	7.540	7.423	7.670	6.475	6.593	42	84	59	46	39	79
4 Koks	1.072	448	477	440	435	394	12.138	19.243	22.123	18.108	17.661	16.762	39.310	34.139	36.396	42.542	36.250	39.150
5 Erdöl	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
6 Rückstände zur Weiterverarbeitung	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
7 Benzin u. Leichtbenzin	32.766	36.337	40.386	38.707	38.181	37.409	43.158	47.683	54.106	48.600	53.196	51.909	3.676	4.237	3.668	3.416	3.612	3.423
8 Petroleum und Flugpetroleum	1.825	1.771	2.278	1.913	1.927	2.266	536	456	662	448	487	631	117	147	121	75	22	17
9 Gasöl	31.753	38.367	44.560	43.731	43.329	46.343	29.626	37.589	44.945	36.509	40.583	47.630	11.484	13.394	14.394	15.374	15.444	12.272
10 Heizöl	1.553	2.219	2.240	1.897	1.991	1.925	73.014	63.585	69.999	70.656	58.233	64.841	101.065	99.541	102.254	95.932	87.143	88.795
11 Flüssiggas	4	4	25	33	23	133	2.458	1.537	1.662	1.876	1.292	1.882	121	1.369	1.767	1.813	1.754	2.569
12 Stadtgas	—	—	33	25	23	15	15.458	15.102	13.833	10.806	9.700	7.917	1.491	1.419	1.206	1.063	1.033	863
13 Erdgas	42	63	105	130	160	123	7.402	7.247	10.852	14.633	18.000	24.992	38.016	44.074	49.568	58.892	56.900	59.876
14 Generatorgas	—	—	—	—	—	—	4	—	—	—	—	—	724	691	687	632	346	351
15 Gichtgas	—	—	—	—	—	—	67	—	—	—	—	—	2.504	2.705	2.872	3.651	2.575	2.655
16 Grubenmethan	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
17 Kokereigas	—	—	—	—	—	—	4	—	—	—	—	—	5.455	4.936	4.291	5.062	4.738	2.490
18 Raffinerie-Restgas	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	6.766	8.750	9.818	9.286	6.783	7.126
19 Brennholz	100	105	100	100	101	87	25.406	24.300	25.531	24.422	24.645	24.645	448	368	247	243	284	343
20 Abfälle	17	—	4	4	2	2	—	—	—	4	18	306	1.775	2.525	3.249	2.474	1.840	2.272
21 Brenntorf	—	—	—	—	—	—	29	17	17	17	8	8	—	—	—	—	—	—
22 Fernwärme	—	—	167	201	385	432	5.736	7.670	7.930	7.176	7.960	8.568	594	502	607	846	904	1.454
23 Wasserkraft	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	226	226	226	226	226	266
24 elektrische Energie	4.798	5.849	6.042	6.155	6.012	6.336	25.368	28.391	31.426	32.841	35.388	39.600	49.990	52.281	55.655	58.071	55.080	57.960
Summe	84.075	90.895	101.190	96.916	94.511	96.514	265.081	277.651	309.568	291.577	293.961	315.833	274.774	279.632	292.280	307.519	280.387	287.761

Tabelle 2.III: Gesamte Energieversorgung und -verwendung, Veränderung in %

Energieträger	Inlanderzeugung von Rohenergie 1)					Import von Energie 2)				
	1972/71	1973/72	1974/73	1975/74	1976/75	1972/71	1973/72	1974/73	1975/74	1976/75
1 Steinkohle und -Briketts	—	—	—	—	—	2,35	0,24	2,38	-10,90	0,02
2 Braunkohle	-14,61	-5,93	-0,62	-8,34	-4,79	198,91	-10,74	11,80	-35,50	-24,50
3 Braunkohlenbriketts	—	—	—	—	—	23,70	-6,19	3,19	-15,70	2,52
4 Koks	—	—	—	—	—	3,64	16,95	12,90	-18,80	10,30
5 Erdöl	-6,01	-4,27	-12,90	-9,09	-4,40	10,65	16,06	5,24	-4,92	21,10
6 Rückstände zur Weiterverarbeitung	-75,62	—	—	—	—	-1,96	0,32	-75,20	-31,50	-4,78
7 Benzin und Leichtbenzin	—	—	—	—	—	14,14	15,00	-29,80	33,10	-7,59
8 Petroleum und Flugpetroleum	—	—	—	—	—	-54,55	3,33	9,68	44,10	22,80
9 Gasöl	—	—	—	—	—	-23,46	108,03	103,00	-12,80	-3,61
10 Heizöl	—	—	—	—	—	-13,11	13,00	-30,60	-7,55	17,20
11 Flüssiggas	—	—	—	—	—	-15,03	20,12	38,10	22,10	2,51
12 Stadtgas	—	—	—	—	—	20,00	—	—	—	—
13 Erdgas	3,79	13,19	-3,89	8,12	-8,24	14,36	-2,72	28,90	-9,08	50,60
14 Generatorgas	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
15 Gichtgas	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
16 Grubenmethan	33,33	25,00	0,00	20,00	-80,00	—	—	—	—	—
17 Kokereigas	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
18 Raffinerie-Restgas	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
19 Brennholz	-6,23	-11,20	-2,89	0,47	-2,86	84,35	7,08	-41,00	13,40	118,00
20 Abfälle	24,73	30,84	17,30	5,49	-26,03	—	—	—	—	—
21 Brenntorf	-42,86	0,00	0,00	-50,00	-4,47	—	—	—	—	—
22 Fernwärme	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
23 Wasserkraft	2,78	11,11	18,20	4,77	-13,61	—	—	—	—	—
24 elektrische Energie	—	—	—	—	—	38,53	8,47	-2,75	-23,70	30,80
Summe	-3,70	6,48	-0,42	-0,18	-8,50	2,36	8,46	-2,26	-7,02	18,32

Tabelle 2.III: Gesamte Energieversorgung und -verwendung, Veränderung in %

(1. Fortsetzung)

Energieträger	Gesamte Aufbringung 3)					Erzeugung abgeleiteter Energie 4)				
	1972/71	1973/72	1974/73	1975/74	1976/75	1972/71	1973/72	1974/73	1975/74	1976/75
1 Steinkohle und -Briketts	2,35	-0,24	2,38	-10,96	+0,03	—	—	—	—	—
2 Braunkohle	-6,66	-6,50	0,80	-11,72	-6,61	—	-5,89	-0,85	-22,70	-100,00
3 Braunkohlenbriketts	23,70	-6,19	3,19	-15,67	+2,53	—	—	—	—	—
4 Koks	3,64	16,95	12,90	-18,69	+10,32	1,67	3,16	0,86	-7,30	-0,57
5 Erdöl	4,65	12,25	-0,22	-5,97	+14,64	—	—	—	—	—
6 Rückstände zur Weiterverarbeitung	-7,88	-1,81	-75,23	-31,44	-4,76	—	—	58,60	-30,40	225,00
7 Benzin und Leichtbenzin	14,14	15,00	-29,84	+32,84	-7,58	10,93	10,26	-5,25	-4,81	2,52
8 Petroleum und Flugpetroleum	-54,55	3,33	9,68	44,37	+22,93	16,51	0,08	-17,20	-22,10	96,50
9 Gasöl	-23,46	108,03	102,63	-12,89	-3,61	20,02	17,27	-8,14	-3,39	14,40
10 Heizöl	-13,11	13,00	-30,57	-7,48	+17,21	-4,17	10,92	-4,93	-7,42	13,60
11 Flüssiggas	-15,03	20,12	38,07	21,93	+2,52	0,51	2,93	-12,70	17,80	21,70
12 Stadtgas	20,00	—	—	—	—	2,84	-8,27	-21,30	-18,10	-9,47
13 Erdgas	8,17	6,23	9,25	-0,04	+17,06	—	—	—	—	—
14 Generatorgas	—	—	—	—	—	-5,17	-0,61	-7,93	-45,00	1,00
15 Gichtgas	—	—	—	—	—	-4,92	4,53	8,94	-14,70	5,42
16 Grubenmethan	33,33	25,00	0,00	19,05	-80,00	—	—	—	—	—
17 Kokereigas	—	—	—	—	—	0,32	3,88	0,37	-5,96	-0,60
18 Raffinerie-Restgas	—	—	—	—	—	33,52	9,37	-7,46	3,70	3,32
19 Brennholz	-4,55	4,46	-4,29	0,79	+0,22	—	—	—	—	—
20 Abfälle	24,73	30,84	17,28	5,45	-26,03	—	—	—	—	—
21 Brenntorf	-42,86	0,00	0,00	-52,94	±0,00	—	—	—	—	—
22 Fernwärme	—	—	—	—	—	29,10	6,51	-5,53	12,50	13,10
23 Wasserkraft	2,78	11,11	18,23	4,46	-13,61	—	—	—	—	—
24 elektrische Energie	38,53	8,47	-2,75	-23,57	+30,83	2,20	6,60	8,16	3,91	0,33
Summe	2,36	8,46	-1,56	-4,41	+7,60	4,83	8,90	-2,63	-3,83	7,39

Tabelle 2.III: Gesamte Energieversorgung und -verwendung, Veränderung in %

(2. Fortsetzung)

Energieträger	Eigenverbrauch und Verluste 5)						Verfügbare Gesamtenergie 7)				
	1972/71	1973/72	1974/73	1975/74	1976/75		1972/71	1973/72	1974/73	1975/74	1976/75
1 Steinkohle und -Briketts	—	—	—	—	—		2,43	-0,24	2,38	-10,93	0,00
2 Braunkohle	-13,95	-1,58	-6,83	-1,72	6,43		0,00	-5,90	1,25	-11,59	-14,86
3 Braunkohlenbriketts	—	—	—	—	—		23,72	-6,27	3,21	-15,67	2,61
4 Koks	—	—	—	—	—		2,87	9,04	4,27	-12,28	4,53
5 Erdöl	—	—	—	—	—		4,59	13,17	-0,83	-4,75	12,32
6 Rückstände zur Weiterverarbeitung	—	—	—	—	—		-14,51	-12,64	-72,56	-17,02	10,71
7 Benzin und Leichtbenzin	—	—	—	—	—		11,68	9,83	-9,14	5,87	-4,65
8 Petroleum und Flugpetroleum	—	—	—	—	—		-1,86	16,00	-18,15	-3,99	19,86
9 Gasöl	—	—	—	—	—		22,15	15,68	-6,06	5,42	3,88
10 Heizöl	—	—	—	—	—		-8,00	11,59	-12,55	-7,43	13,90
11 Flüssiggas	10,50	-47,96	-37,40	132,00	27,10		-4,31	9,01	-8,26	15,32	19,53
12 Stadtgas	-8,99	0,58	-27,20	-17,50	-70,80		-2,37	-8,48	-21,92	-18,15	-6,67
13 Erdgas	26,20	26,73	-1,12	-0,32	7,63		7,89	6,50	7,63	0,71	15,49
14 Generatorgas	—	—	—	—	—		-5,21	-0,58	-8,01	-44,94	0,86
15 Gichtgas	-4,38	-86,06	23,00	-24,80	30,50		-5,65	128,61	+8,02	-13,86	3,45
16 Grubenmethan	0,00	0,00	0,00	0,00	-76,10		162,50	30,77	0,00	23,53	-80,96
17 Kokereigas	33,07	22,97	-72,10	174,00	-1,50		-9,05	-4,15	39,68	-25,49	-0,24
18 Raffinerie-Restgas	—	—	—	—	—		34,13	8,91	-7,27	3,92	2,83
19 Brennholz	—	—	—	—	—		-4,62	4,44	-4,25	0,81	0,00
20 Abfälle	—	—	—	—	—		24,50	30,89	17,31	5,51	-26,13
21 Brenntorf	—	—	—	—	—		-41,38	0	0	-52,94	0,00
22 Fernwärme	—	—	—	—	—		29,07	6,61	-5,63	12,53	13,51
23 Wasserkraft	—	—	—	—	—		2,76	11,13	18,53	4,85	-13,89
24 elektrische Energie	-1,31	1,94	1,25	-3,73	13,20		5,86	6,80	8,18	2,52	0,82
Summe	2,64	-18,28	-10,03	+4,80	28,09		3,15	9,27	-1,73	-3,11	+5,28

Tabelle 2.III: Gesamte Energieversorgung und -verwendung, Veränderung in %

(3. Fortsetzung)

Energieträger	Export von Energie 8)					Nichtenergetischer Verbrauch 10)					Verbrauch für Transformation 11)				
	1972/71	1973/72	1974/73	1975/74	1976/75	1972/71	1973/72	1974/73	1975/74	1976/75	1972/71	1973/72	1974/73	1975/74	1976/75
1 Steinkohle und -Briketts	—	—	—	—	—	-95,65	550,00	7,69	-21,40	-4,47	1,78	3,52	4,39	-7,59	-2,27
2 Braunkohle	-27,27	-31,25	155,00	10,70	-10,60	—	—	—	—	—	-17,47	-6,92	-2,50	-10,70	15,40
3 Braunkohlenbriketts	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
4 Koks	354,26	-1,71	-67,00	-50,50	370,00	14,29	-6,73	30,90	-4,72	-72,00	-4,98	4,60	8,91	-14,80	5,63
5 Erdöl	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	4,84	13,14	-0,84	-4,99	12,00
6 Rückstände zur Weiterverarbeitung	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	-14,58	-12,46	-72,50	-17,20	10,60
7 Benzin und Leichtbenzin	-50,00	—	-100,00	—	470,00	1,33	-0,40	-30,10	-31,10	-23,10	2,19	-76,69	-55,30	-100,00	—
8 Petroleum und Flugpetroleum	0,71	2,82	-17,00	-8,25	20,00	—	—	—	-100,00	—	—	—	—	—	—
9 Gasöl	18,18	-46,15	2910,00	-74,20	-99,10	—	—	—	—	—	-9,43	-5,21	-20,90	-50,00	-8,45
10 Heizöl	—	—	10,00	66,40	31,60	—	—	—	—	—	13,22	0,42	-38,30	22,50	50,60
11 Flüssiggas	-11,58	3,27	-18,30	77,20	15,00	-9,43	7,48	-16,80	37,60	12,80	-1,01	-0,51	-9,28	-10,50	-5,22
12 Stadtgas	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
13 Erdgas	—	—	—	—	—	-0,51	15,71	41,00	46,90	44,00	3,55	-3,03	-8,26	-4,86	10,60
14 Generatorgas	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
15 Gichtgas	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	-10,23	189,67	4,33	-10,60	3,58
16 Grubenmethan	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	50,00	33,33	0,00	25,00	-80,90
17 Kokereigas	—	—	—	—	—	-9,10	3,29	11,90	-2,60	-4,19	-4,86	34,31	268,00	-85,40	564,00
18 Raffinerie-Restgas	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	70,49	-9,62	-24,50	337,00	-3,03
19 Brennholz	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
20 Abfälle	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	7,82	33,56	71,50	0,69	-37,70
21 Brenntorf	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
22 Fernwärme	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
23 Wasserkraft	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	2,79	11,15	18,40	4,67	-13,60
24 elektrische Energie	-5,19	6,30	27,50	13,60	-23,10	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Summe	4,06	6,40	18,11	8,56	-3,97	2,91	6,32	-0,30	19,26	19,22	1,69	8,20	-2,88	-3,31	8,20

Tabelle 2.III: Gesamte Energieversorgung und -verwendung, Veränderung in %

(4. Fortsetzung)

Energieträger	Einsatz bei Letztverbrauchern, gegliedert nach volkswirtschaftlichen Produktionsbereichen									
	insgesamt 12)					Verkehr 13a)				
	1972/71	1973/72	1974/73	1975/74	1976/75	1972/71	1973/72	1974/73	1975/74	1976/75
1 Steinkohle und -Briketts	-16,15	1,85	-6,20	-18,62	-1,75	-37,32	-9,37	-26,22	-48,65	-48,64
2 Braunkohle	-26,31	-14,29	9,41	8,71	-6,99	-79,82	-32,43	-6,67	-13,31	-29,92
3 Braunkohlenbriketts	23,62	-6,14	2,91	-15,40	2,47	—	-98,81	(—)	0	—
4 Koks	2,50	9,60	3,61	-11,05	3,34	-58,20	6,54	-7,89	-1,14	-9,43
5 Erdöl	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
6 Rückstände zur Weiterverarbeitung	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
7 Benzin und Leichtbenzin	10,88	11,22	-7,44	4,50	-2,19	10,90	11,14	-4,16	-1,36	-2,02
8 Petroleum und Flugpetroleum	-4,22	28,92	-20,40	-1,64	19,62	-2,98	28,61	-15,99	0,73	17,59
9 Gasöl	22,62	16,29	-8,12	4,04	7,15	20,82	16,15	-1,86	-0,92	6,96
10 Heizöl	-5,86	5,53	-3,54	-12,28	5,75	42,86	0,94	-15,33	4,96	-3,31
11 Flüssiggas	12,64	18,71	7,76	-17,50	49,40	—	500,00	33,33	-30,30	478,26
12 Stadtgas	-2,52	-8,77	-21,10	-9,61	-18,32	—	—	-25,00	-8,00	-34,78
13 Erdgas	13,03	17,79	21,80	1,85	13,51	50,00	66,67	24,00	23,08	-23,13
14 Generatorgas	-5,17	-0,61	-7,93	-45,25	1,45	—	—	—	—	—
15 Gichtgas	5,21	6,19	27,10	-29,45	3,07	—	—	—	—	—
16 Grubenmethan	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
17 Kokereigas	-9,59	-13,06	18,10	-6,55	-47,34	—	—	—	—	—
18 Raffinerie-Restgas	29,33	12,20	-5,33	-27,06	5,06	—	—	—	—	—
19 Brennholz	-4,55	4,46	-4,22	0,93	-0,07	4,17	-4,00	0,00	1,00	-13,86
20 Abfälle	40,89	28,86	-23,70	-25,00	38,82	—	—	0,00	-50,00	0
21 Brenntorf	-42,86	—	0,00	-52,94	0	—	—	—	—	—
22 Fernwärme	29,10	6,51	-5,72	12,66	13,10	—	—	20,00	91,54	12,21
23 Wasserkraft	—	—	0,00	0	0	—	—	—	—	—
24 elektrische Energie	7,94	7,63	4,31	-0,64	7,55	21,90	3,29	1,87	-2,32	5,39
Summe	3,89	8,46	-1,00	-3,71	4,59	8,11	11,33	-4,22	-3,09	3,19

Tabelle 2.III: Gesamte Energieversorgung und -verwendung, Veränderung in %

(5. Fortsetzung)

Energieträger	Einsatz bei Letztverbrauchern, gegliedert nach volkswirtschaftlichen Produktionsbereichen									
	Haushalt und Kleinverbrauch 13b)					Industrie 13c)				
	1972/71	1973/72	1974/73	1975/74	1976/75	1972/71	1973/72	1974/73	1975/74	1976/75
1 Steinkohle und -Briketts	6,22	7,00	-8,11	-1,01	1,57	-34,45	6,83	76,36	-48,68	40,13
2 Braunkohle	-16,44	14,14	-4,76	30,69	-8,23	-22,87	-44,63	43,21	-24,01	-2,13
3 Braunkohlenbriketts	17,64	-1,55	3,33	-15,58	1,82	100,00	-30,00	-21,43	-15,22	102,56
4 Koks	58,54	14,97	-18,15	-2,47	-5,09	-13,15	6,61	16,89	-14,79	8,00
5 Erdöl	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
6 Rückstände zur Weiterverarbeitung	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
7 Benzin und Leichtbenzin	10,49	13,47	-10,18	9,46	-2,42	15,26	-13,44	-6,85	5,74	-5,23
8 Petroleum und Flugpetroleum	-14,83	44,95	-32,28	8,71	29,57	25,00	-17,14	-37,93	-70,67	-22,73
9 Gasöl	26,88	19,57	-18,77	11,16	17,36	16,62	7,47	6,81	0,46	-20,54
10 Heizöl	-12,91	10,09	0,94	-17,58	11,35	1,51	2,73	-6,18	-9,16	1,90
11 Flüssiggas	-37,48	5,45	15,76	-31,13	45,67	1027,59	29,05	2,61	-3,25	46,47
12 Stadtgas	-2,30	-8,40	-21,88	-10,24	-18,38	-4,78	-15,04	-11,81	-2,82	-16,46
13 Erdgas	-2,09	49,74	34,84	23,01	38,84	15,94	12,46	18,81	-3,38	5,23
14 Generatorgas	—	—	—	—	—	-4,62	-0,61	-7,93	-45,25	1,45
15 Gichtgas	—	—	—	—	—	8,03	6,19	27,11	-29,47	3,11
16 Grubenmethan	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
17 Kokereigas	—	—	—	—	—	-9,52	-13,06	17,95	-6,40	-47,45
18 Raffinerie-Restgas	—	—	—	—	—	29,33	12,20	-5,42	-26,95	5,06
19 Brennholz	-4,35	5,07	-4,35	0,91	0	-17,76	-32,95	-1,69	16,87	20,77
20 Abfälle	—	—	(—)	350,00	1600,00	42,22	28,69	-23,84	-25,63	23,48
21 Brenntorf	-42,86	—	0,00	-52,94	0	—	—	—	—	—
22 Fernwärme	33,72	3,38	-9,50	10,93	7,64	-15,49	20,83	39,31	6,86	60,84
23 Wasserkraft	—	—	—	—	—	—	—	0,00	0,00	0,00
24 elektrische Energie	11,92	10,69	4,50	7,76	11,90	4,58	6,45	4,34	-5,15	5,23
Summe	4,74	11,49	-5,81	1,03	7,12	1,77	4,52	5,21	-9,09	2,86

ANHANG III

Tabelle 2.IV: Einige für die Energienachfrage maßgebende Bestimmungsgrößen

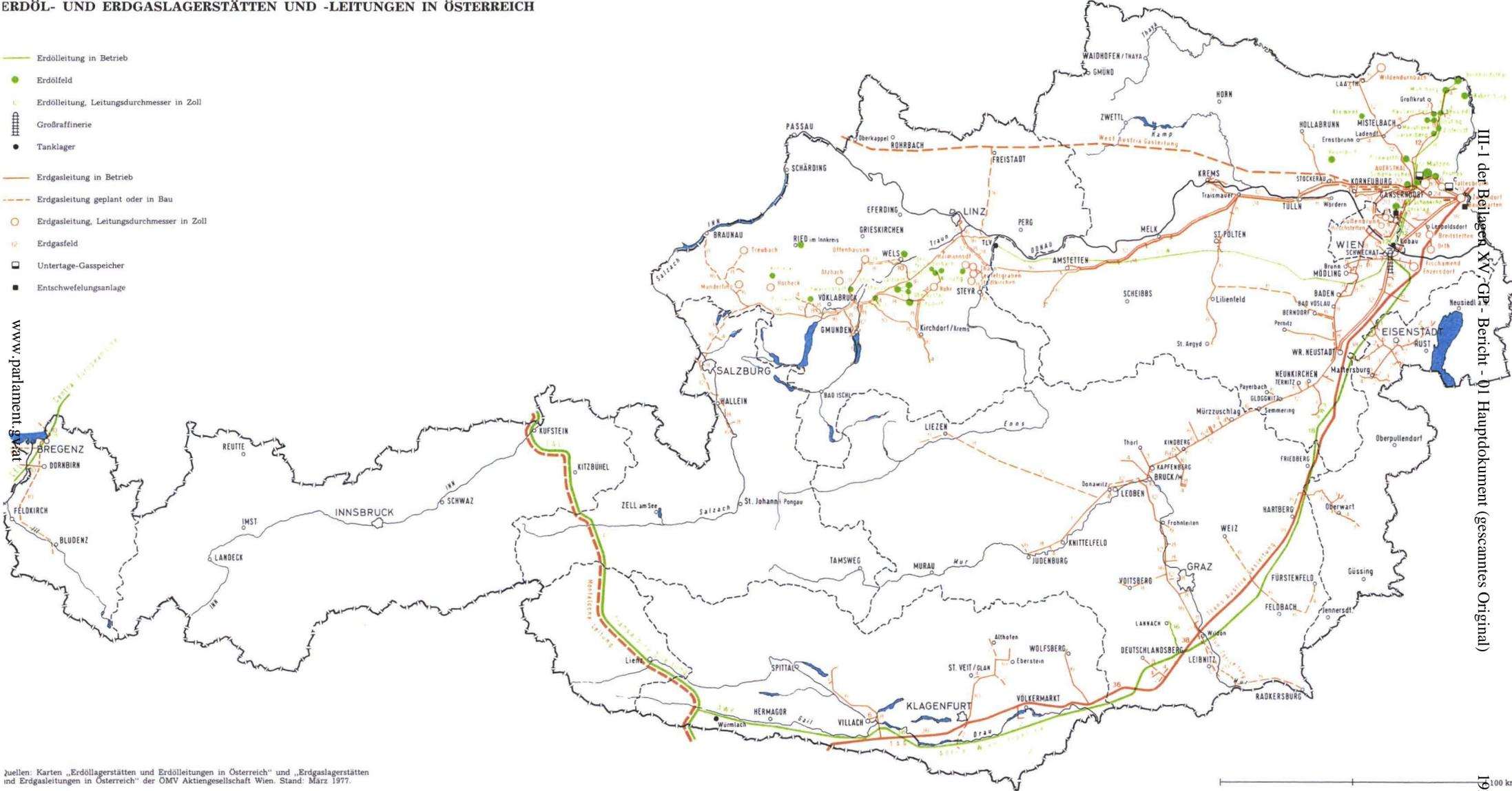
	1972	1973	1974	1975	1976	1977
Bruttoinlandsprodukt zu konstanten Preisen Veränderung in %	+6,0	+5,3	+4,3	-1,5	+6,2	+3,7
Industrieproduktion insgesamt Veränderung in %	+7,6	+4,7	+5,1	-7,6	+8,1	+3,4
Stahlerzeugung in t Veränderung in %	4,070.046 +2,8	4,238.084 +4,1	4,698.519 +10,9	4,068.017 -13,4	4,477.215 +10,1	4,092.563 -8,6
Eisenerzeugung in t Veränderung in %	2,846.111 -0,1	3,005.689 +5,6	3,443.114 +14,6	3,055.788 -11,2	3,273.060 +7,1	2,968.522 -9,3
Hüttenrohaluminiumerzeugung aus Tonerde in t Veränderung in %	83.989 -7,4	89.131 +6,1	91.554 +2,7	88.848 -3,0	88.670 -0,2	91.815 +3,5
Bestand an Personenkraftwagen absolut Veränderung in %	1,460.136 +10,2	1,540.749 +5,5	1,635.926 +6,2	1,720.722 +5,2	1,828.050 +6,2	1,965.250 +7,5
Erzeugungsmöglichkeit für Wasserkraftwerke (Normaljahr = 1,0)	0,85	0,93	1,04	1,06	0,88	1,02
Temperatur (Heizgradtage, Normaljahr = 2.589)	2.666	2.653	2.305	2.409	2.533	2.315

NOTIZEN

ERDÖL- UND ERDGASLAGERSTÄTTEN UND -LEITUNGEN IN ÖSTERREICH

- Erdölleitung in Betrieb
- Erdölfeld
- Erdölleitung, Leitungsdurchmesser in Zoll
- Großraffinerie
- Tanklager
- Erdgasleitung in Betrieb
- - - Erdgasleitung geplant oder in Bau
- Erdgasleitung, Leitungsdurchmesser in Zoll
- Erdgasfeld
- Untertage-Gasspeicher
- Entschwefelungsanlage

www.parlament.gv.at



Quellen: Karten „Erdöllagerstätten und Erdölleitungen in Österreich“ und „Erdgaslagerstätten und Erdgasleitungen in Österreich“ der ÖMV Aktiengesellschaft Wien. Stand: März 1977.

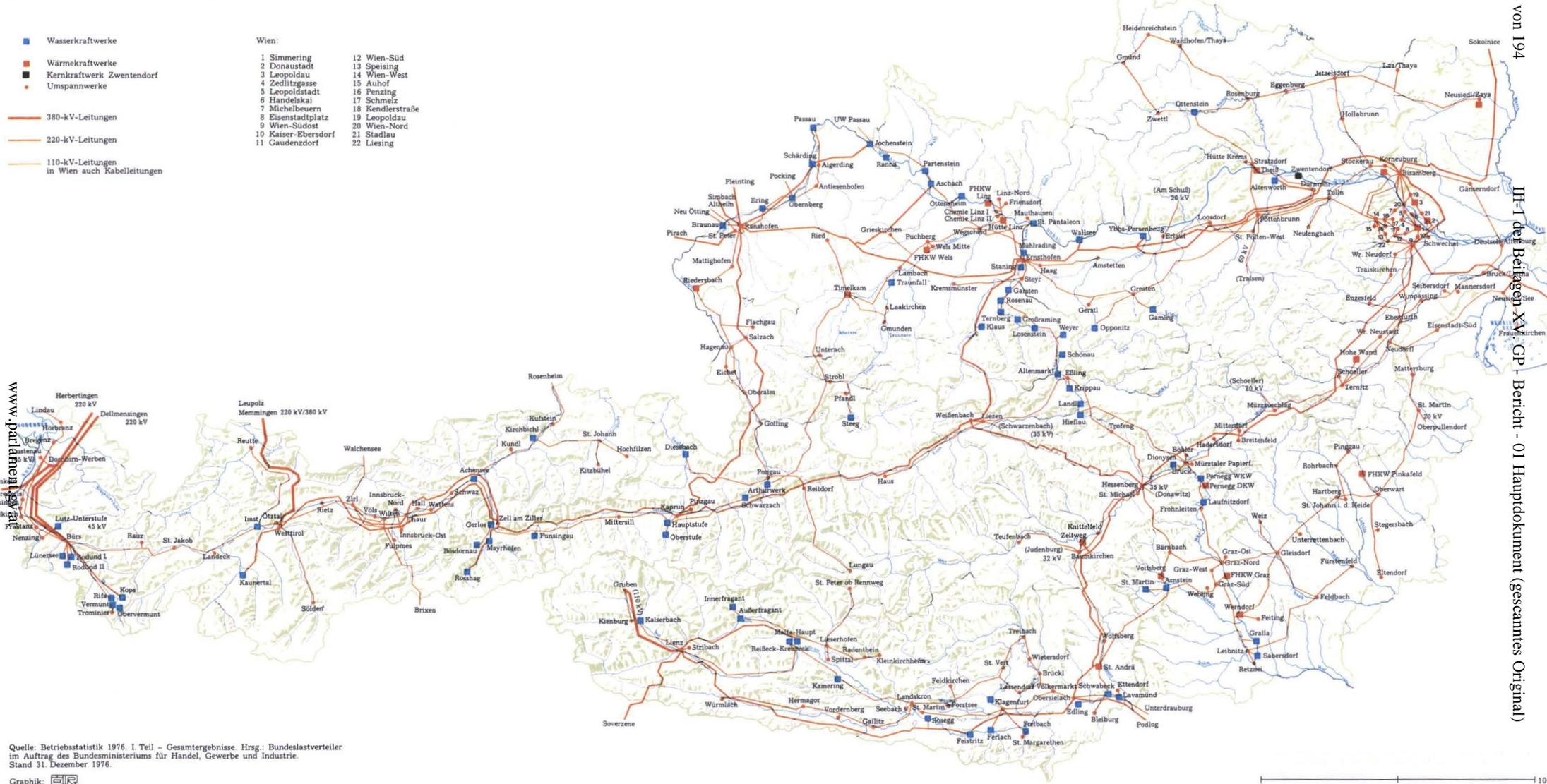
III-1 der Beilagen XV/GP Bericht - 01 Hauptdokument (gesamtes Original)

KRAFTWERKE UND HOCHSPANNUNGSLEITUNGEN DER ÖFFENTLICHEN VERSORGUNG IN ÖSTERREICH

- Wasserkraftwerke
- Wärmekraftwerke
- Kernkraftwerk Zwentendorf
- Umspannwerke
- 380-kV-Leitungen
- 220-kV-Leitungen
- 110-kV-Leitungen
in Wien auch Kabelleitungen

- Wien:
- | | |
|---------------------|------------------|
| 1 Simmering | 12 Wien-Süd |
| 2 Donaustadt | 13 Speising |
| 3 Leopoldau | 14 Wien-West |
| 4 Zedlitzgasse | 15 Auhof |
| 5 Leopoldstadt | 16 Penzing |
| 6 Handelskai | 17 Schmelz |
| 7 Michelbeuern | 18 Kandlerstraße |
| 8 Eisenstadtplatz | 19 Leopoldau |
| 9 Wien-Südost | 20 Wien-Nord |
| 10 Kaiser-Ebersdorf | 21 Stadlau |
| 11 Gaudenzdorf | 22 Liesing |

www.palantir.at



Quelle: Betriebsstatistik 1976. I Teil - Gesamtergebnisse. Hrsg.: Bundeslastverteiler im Auftrag des Bundesministeriums für Handel, Gewerbe und Industrie. Stand 31. Dezember 1976.
Graphik: