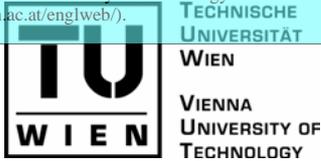


Die approbierte Originalversion dieser Diplom-/Masterarbeit ist an der Hauptbibliothek der Technischen Universität Wien aufgestellt (<http://www.ub.tuwien.ac.at>).

The approved original version of this diploma or master thesis is available at the main library of the Vienna University of Technology (<http://www.ub.tuwien.ac.at/englweb/>).



Fakultät für Elektro- und Informationstechnik
Institut für elektrische Anlagen und Energiewirtschaft

DIPLOMARBEIT / MASTER THESIS

zum Thema

Analyse der Entwicklung von Investitionen in Kraftwerke und Netze in Österreich, Deutschland, Norwegen und Großbritannien

ausgeführt zum Zwecke der Erlangung des akademischen Grades eines

Diplomingenieurs

unter der Leitung von

Betreuer: Ao. Univ. Prof. Dipl.-Ing. Dr. techn. Reinhard Haas
Dipl.-Ing. Dr. techn. Hans Auer

Verfasser: Stephan Niedertscheider
Matr. Nr.: 9625409
Thurn Dorf 40
A- 9900 LIENZ
E-mail: Stephan.Niedertscheider@a1.net

Wien, im September 2003

.....

Danksagung

Ich möchte an dieser Stelle meinen Dank an Ao. Univ. Prof. Dipl.-Ing. Dr. techn. Reinhard Haas richten, der mir diese Diplomarbeit ermöglicht und mit zahlreichen Ratschlägen zur Verbesserungen dieser Arbeit beigetragen hat.

Darüber hinaus danke ich auch meinen Betreuer Herrn Dipl.-Ing. Dr. techn. Hans Auer für seine wertvollen Beiträge zur Erstellung dieser Diplomarbeit.

Weiters möchte ich mich bei all meinen Freunden und Kollegen für die gute Zusammenarbeit während des Studiums bedanken.

Mein größter Dank gilt meinen Eltern, die mir das Studium ermöglicht und mich stets in allen Belangen unterstützt haben.

Kurzfassung

Durch die Liberalisierung der Strommärkte haben sich für die Elektrizitätsversorgungsunternehmen neue Wettbewerbsbedingungen ergeben.

Aus diesem Grund werden in dieser Arbeit die Länder Deutschland, Österreich, Norwegen und Großbritannien hinsichtlich der kurz-, mittel-, und langfristigen Investitionen in Kraftwerke und Netze analysiert.

Seit dem Beginn der Liberalisierung treffen die Elektrizitätsversorgungsunternehmen ihre Investitionsentscheidungen vermehrt nach betriebswirtschaftlichen Kriterien, um sich am Markt zu behaupten.

So sind die Investitionen in Kraftwerke und Netze in den hier untersuchten Ländern mit Ausnahme von Großbritannien seit dem Beginn der Liberalisierung erheblich zurückgegangen.

Ein Grund für diesen Investitionsrückgang ist, dass die „kostenintensiven“ Überkapazitäten seit dem Liberalisierungsbeginn kontinuierlich abgebaut werden und der bestehende Kapitalstock der Unternehmen auf die Wettbewerbsbedingungen zugeschnitten werden muss. Außerdem wurde festgestellt, dass der Strompreis wohl der wichtigste Faktor für zukünftige Investitionsanreize ist.

Abstract

The liberalization of the electricity market has changed the competition conditions of the electricity companies.

For this reason this work analyses the development of power plants and supply grids (transmission and distribution grid) in short-, near-, and long term investments in Germany, Austria, Norway and Great Britain.

The conclusion of this work is that the investment decision of the electricity companies has changed since the beginning of the liberalized electricity market. From that moment on, the companies are making their own decisions, from the business management point of view, since their biggest interest is to maintain their marketplace.

Thereby the investments in power plants and supply grids have decreased considerably in all investigated electricity markets except in Great Britain.

One reason for this is that the “high costs” overcapacity of power plants has to be reduced as well as the expenses of the companies, so that they are still able to maintain the competition conditions.

Furthermore it was determined that probably the current price is the most important factor for future investment.

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung	14
1.1	Motivation	14
1.2	Bedingungen der Strommarktliberalisierung.....	17
1.2.1	Nachfrageseite	17
1.2.2	Erzeugerseite	18
1.2.3	Liberalisierungsgrad der europäischen Länder.....	18
1.2.4	Unbundling	19
1.2.5	Netzzugangsbestimmungen	20
1.3	Zentrale Aufgabenstellung	22
1.4	Methodik.....	23
1.5	Informationsquellen.....	25
2	Analyse von Deutschland	26
2.1	Liberalisierung in Deutschland.....	26
2.2	Anbieter am deutschen Strommarkt	27
2.3	Der deutsche Kraftwerkspark	29
2.3.1	Bruttostromerzeugung nach Kraftwerken	29
2.3.2	Altersstruktur des deutschen Kraftwerksparks	31
2.4	Netze in Deutschland.....	35
2.4.1	Netzerrichtungskosten	36
2.4.2	Das deutsche Übertragungsnetz.....	37
2.5	Investitionen am deutschen Strommarkt	41
2.5.1	Investitionsentschlüsse in Deutschland:	41
2.5.2	Investitionen in Deutschland	42
2.5.3	Investitionen in Kraftwerke	49
2.5.4	Investitionen in Netze.....	49
2.5.5	Gründe für die zukünftigen Investitionsplanungsentscheidungen in Deutschland	51
2.5.6	Geplante zukünftige Investitionen in Deutschland.....	56
3	Analyse von Österreich	59
3.1	Liberalisierung in Österreich.....	59

3.2	Anbieter am österreichischen Strommarkt	61
3.3	Der österreichische Kraftwerkspark	64
3.3.1	Bruttostromerzeugung nach Kraftwerken	64
3.3.2	Altersstruktur des österreichischen Kraftwerksparks	66
3.4	Netze in Österreich	67
3.4.1	Netzerrichtungskosten	67
3.4.2	Das österreichische Übertragungsnetz	68
3.5	Investitionen am österreichischen Strommarkt	72
3.5.1	Investitionen in Österreich	72
3.5.2	Investitionen in Kraftwerke	74
3.5.3	Investitionen in Netze	75
3.5.4	Investitionen der öffentlichen Elektrizitätsunternehmen in Österreich	77
3.5.5	Gründe für zukünftige Investitionsplanungsentscheidungen in Österreich	83
3.5.6	Voraussichtliche zukünftige Investitionen in Österreich	88
3.5.7	Reale Investitionen von Österreich	92
4	Analyse von Norwegen	93
4.1	Liberalisierung in Norwegen	93
4.2	Anbieter am norwegischen Strommarkt	94
4.3	Der norwegische Kraftwerkspark	95
4.3.1	Bruttostromerzeugung nach Kraftwerken	95
4.3.2	Altersstruktur des norwegischen Kraftwerksparks	96
4.4	Netze in Norwegen	97
4.4.1	Das norwegische Übertragungsnetz	97
4.5	Investitionen am norwegischen Strommarkt	99
4.5.1	Investitionen in Norwegen	99
4.5.2	Investitionen in Kraftwerke	103
4.5.3	Investitionen in Netze	103
4.5.4	Gründe für zukünftige Investitionsentscheidungen in Norwegen	106
5	Analyse von Großbritannien	110
5.1	Liberalisierung in Großbritannien	110
5.2	Anbieter am britischen Strommarkt	111
5.3	Der britische Kraftwerkspark	112
5.3.1	Bruttostromerzeugung nach Kraftwerken	112
5.4	Netze in Großbritannien	115

5.4.1	Das britische Übertragungsnetz.....	115
5.5	Investitionen am britischen Strommarkt.....	117
5.5.1	Investitionen in Großbritannien.....	117
5.5.2	Investitionen in Kraftwerke.....	120
5.5.3	Investitionen in Netze.....	122
5.5.4	Modell zur Berechnung der Investitionen von Großbritannien.....	124
5.5.5	Gründe für die zukünftigen Investitionsentscheidungen in Großbritannien ..	128
5.5.6	Geplante zukünftige Kraftwerksbauten und -schließungen in Großbritannien	133
6	Zusammenfassung der Ergebnisse.....	134
6.1	Investitionen	134
6.2	Kraftwerke	138
6.3	Netze.....	139
6.4	Stromverbrauch	141
6.5	Strompreis.....	142
7	Schlussfolgerungen und Ausblick	146
7.1	Schlussfolgerung	146
7.2	Ausblick.....	148
8	Literaturverzeichnis	150
9	Tabellen	158
9.1	Investitionen in Deutschland	158
9.2	Investitionen in Österreich	160
9.3	Investitionen in Norwegen	161
9.4	Investitionen in Großbritannien.....	162

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1.1: Liberalisierungsgrad der verschiedenen europäischen Länder	19
Abbildung 2.1: Die Kapitalverflechtung der deutschen Elektrizitätswirtschaft.....	28
Abbildung 2.2: Altersstruktur der Großkraftwerke in Deutschland in Jahren (Stand 2001)...	31
Abbildung 2.3: Regelzonen der deutschen Übertragungsnetzbetreiber (Stand vom April 2002).	37
Abbildung 2.4: Das deutsche Verbundnetz mit dem Stand vom 01.01.2001.....	38
Abbildung 2.5: Stromaustausch Deutschlands mit den Nachbarländern (Stand Okt. 2002)...	39
Abbildung 2.6: Nominelle Investitionen der öffentlichen Versorgung und Industrie in Deutschland.	43
Abbildung 2.7: Getätigte nominelle Investitionen in Euro der Elektrizitätswirtschaft von Deutschland in den	44
Abbildung 2.8: Entwicklung der nominellen Bruttoinvestitionen der allgemeinen Stromversorger von	46
Abbildung 2.9: Reale Investitionen der allgemeinen deutschen Elektrizitätswirtschaft in den Jahren von 1980.....	47
Abbildung 2.10: Die nominelle Strompreisentwicklung (exkl. Steuern, inkl. Abgaben) für Industrie und Haushalte in Deutschland in Abhängigkeit der Zeit. Quelle: Haas, Auer, 2002.	54
Abbildung 2.11: Nominelle Strompreise (inkl. Steuern) der Haushalte und Sondervertragskunden	55
Abbildung 2.12: Geplante nominelle Investitionen der Elektrizitätswirtschaft von Deutschland	56
Abbildung 2.13: Getätigte und geplante nominelle Investitionen der Elektrizitätswirtschaft von Deutschland in	58
Abbildung 3.1: Die Regulierungsstruktur der österreichischen Elektrizitätswirtschaft seit der 100%igen Liberalisierung. Quelle: Haas, 2/2002.....	60
Abbildung 3.2: Die Beteiligungsverhältnisse der österreichischen Stromwirtschaft.	61
Abbildung 3.3: Die Beteiligungsverhältnisse der österreichischen Stromwirtschaft.	62
Abbildung 3.4: Altersstruktur der Kraftwerke in Österreich (Stand 2000).....	66
Abbildung 3.5: Die drei Regelzonen in Österreich.	68

Abbildung 3.6: Leitungslängen des Übertragungsnetzes von Österreich in km. Es sind die Längen der 380 kV-, 220 kV-, und der 110 kV-Leitungen dargestellt. Quelle: Jahresbericht E-Control, 2001.	69
Abbildung 3.7: Das Übertragungsnetz in Österreich. Die gelben Linien zeigen die regelmäßigen	70
Abbildung 3.8: Getätigte nominelle Investitionen in Millionen Euro der Elektrizitätswirtschaft von Österreich in	72
Abbildung 3.9: Nominelle Investitionen in Übertragungs- und Verteilanlagen der österreichischen	76
Abbildung 3.10: Nominelle Investitionen der öffentlichen Elektrizitätsunternehmen in Österreich	77
Abbildung 3.11: Getätigte nominelle Investitionen der öffentlichen Unternehmen in Österreich im Zeitraum von.....	79
Abbildung 3.12: Getätigte nominelle Investitionen der Elektrizitätswirtschaft von Österreich in Millionen Euro	81
Abbildung 3.13: Getätigte und geplante nominelle Investitionen der Elektrizitätswirtschaft von Österreich in	82
Abbildung 3.14: Nominelle Gesamtinvestitionen und nominelle Investitionen in Übertragungsnetze der öffentlichen Elektrizitätswirtschaft in Österreich in den Jahren von 1997 bis 2002.	85
Abbildung 3.16: Die realen und nominalen Industriestrompreise in Österreich im Zeitraum von 1970 bis	86
Abbildung 3.17: Getätigten und geplante nominelle Investitionen der öffentlichen Unternehmen in Österreich im Zeitraum von 1999 bis 2003. Es sind die Investitionen der Landesgesellschaften, der Verbund.....	89
Abbildung 3.18: Prognose der nominellen Investitionen der österreichischen Elektrizitätswirtschaft bis zum Jahr.....	91
Abbildung 3.19: Reale Investitionen der österreichischen Elektrizitätswirtschaft in den Jahren von 1970	92
Abbildung 4.1: Aktivitäten der 340 norwegischen EVU's.	94
Abbildung 4.2: Besitzverhältnisse in der Stromerzeugung und Rechtsform der Netzbetreiber.	94
Abbildung 4.3: Produktion, Konsum und Nettoexportüberschuss in GWh von Norwegen im Zeitraum	95

Abbildung 4.4: Stromproduktion in TWh der Wasserkraftwerke von Norwegen in	96
Abbildung 4.5: Das nordische Übertragungsnetz (Stand 2002).	97
Abbildung 4.6: Nominelle Gesamtinvestitionen der Elektrizitätswirtschaft von Norwegen im Zeitraum von 1973	99
Abbildung 4.7: Reale Investitionen der Elektrizitätswirtschaft von Norwegen (Preise 2000).	100
Abbildung 4.8: Getätigte nominelle Investitionen der Elektrizitätswirtschaft von Norwegen in Prozent [%] im.....	102
Abbildung 4.9: Nominelle Netzinvestitionen der Elektrizitätswirtschaft von Norwegen in Abhängigkeit	104
Abbildung 4.10: Die norwegischen nominellen Netzinvestitionen im Zeitraum von 1990 bis 2000.	105
Abbildung 4.11: Nicht gelieferte Energie infolge von Stromunterbrechungen.....	107
Abbildung 4.12: Poolpreis und Haushaltsstrompreis (exkl. Netzkosten und Vertriebskosten) von Norwegen. Quelle: Statistics Norway; Jonassen (1998); Berechnungen von Plaut (Schweiz) Consulting AG.....	108
Abbildung 4.13: Zusammensetzung des Strompreises für Haushalte sowie der Spotmarktpreis von Norwegen.	109
Abbildung 5.1: Lieferbeziehungen für Energie am britischen Strommarkt.	111
Abbildung 5.2: Verwendete Brennstoffanteile für die Elektrizitätserzeugung in Großbritannien in.....	113
Abbildung 5.3: Elektrizitätserzeugung in Großbritannien nach Brennstoffen. (1) Beinhaltet Wasserkraft ausgenommen Pumpspeicherkraftwerke. (2) Der Anstieg ist bezogen auf das Jahr 2000.	114
Abbildung 5.4: Übertragungsnetz von England mit dem Ausbauplan für das Jahr 2009/10 (Planungsstand 10. Dezember 2002). Quelle: NGC - Seven Year Statement 2003.....	115
Abbildung 5.5: Versorgungsverluste (GWh) bedingt durch die Stromübertragung in England und Wales.	116
Abbildung 5.6: Vorhersagen der realen Investitionen der Elektrizitätsversorgungsunternehmen sowie der.....	117
Abbildung 5.7: Nominelle Investitionen in britischen Pfund der Elektrizitätswirtschaft von	118
Abbildung 5.8: Reale Investitionen in Abhängigkeit der Zeit der Scottish-Hydro-Electric (1997/98 Preise).....	120

Abbildung 5.9: Reale Investitionen in Abhängigkeit der Zeit der Scottish-Power (1997/98 Preise).....	121
Abbildung 5.10: Nominelle Netzinvestitionen der britischen Elektrizitätsversorger in Abhängigkeit der Zeit. Die Gesamtnetzinvestitionen bestehen aus der Summe der Übertragungs- und der Verteilanlagen.	122
Abbildung 5.11: Jährliche nominelle Investitionen in das Verteilnetz von Großbritannien (England, Wales und Schottland) im Zeitraum von 1960 bis 2001. Quelle: BIC Enquiries, 2003.....	123
Abbildung 5.12: Getätigte nominelle Investitionen in britischen Pfund der Elektrizitätswirtschaft von Großbritannien in den Jahren von 1971 bis 2000. Quelle: JESS 2003, Centre for Regulated Industries 2003,	125
Abbildung 5.13: Reale Investitionen der britischen Elektrizitätswirtschaft (England, Wales und	126
Abbildung 5.14: Prozentuell getätigte nominelle Investitionen der Elektrizitätswirtschaft von Großbritannien.....	127
Abbildung 5.15: Nominelle Strompreise für Industrie und Haushalte von Großbritannien ohne Steuern.	132
Abbildung 5.16: Kumulierte Leistung von Kraftwerksneubauten und -schließungen in Großbritannien.....	133
Abbildung 6.1: Normierte reale Investitionen in Kraftwerke der deutschen, österreichischen, norwegischen und.....	135
Abbildung 6.2: Normierte reale Investitionen in Netze (Übertragungs- und Verteilanlagen) der deutschen,.....	136
Abbildung 6.3: Rückgang der realen Investitionen in Prozent [%] der deutschen, österreichischen, norwegischen.....	137
Abbildung 6.4: Getätigte und geplante Investitionen der Elektrizitätswirtschaft von Deutschland, Österreich,	140
Abbildung 6.5: Normierte nominelle Investitionen und Industriestrompreise für Österreich im Zeitraum	145

Tabellenverzeichnis

Tabelle 2.1: Bruttostromerzeugung nach Kraftwerkstypen in Deutschland in TWh. Quelle: Ufer, 2002.....	29
Tabelle 2.2: Struktur der Bruttostromerzeugung in Prozent [%].....	29
Tabelle 2.3: Errichtungskosten für Netzbetriebsmittel der Nieder- und Mittelspannungsebene in Deutschland. Quelle: CONSENTEC Consulting, 2002.	36
Tabelle 2.4: Trassenlänge des Übertragungsnetzes der DVG - Mitglieder pro Fläche in Deutschland	39
Tabelle 2.5: Transitkapazität von Deutschland zu seinen Nachbarländern.....	40
Tabelle 2.6: Entwicklung des Bruttoinlandsproduktes in Deutschland in Prozent.	41
Tabelle 2.7: Veränderungen der nominellen Investitionen in Deutschland gegenüber dem... ..	48
Tabelle 2.8: Geplante nominelle Veränderungen der Investitionen in Deutschland gegenüber	57
Tabelle 3.1: Struktur der österreichischen Stromerzeugung in GWh im Jahr 2001. Quelle: E-Control, 2003.....	64
Tabelle 3.2: Errichtungskosten für Netzbetriebsmittel der Nieder- und Mittelspannungsebene	67
Tabelle 3.3: Trassenlänge des Übertragungsnetzes des österreichischen Verbundnetzes pro Fläche	71
Tabelle 3.4: Transitkapazität von Österreich zu seinen Nachbarländern.	71
Tabelle 3.5: Veränderungen der nominellen Investitionen in Österreich gegenüber dem Vorjahr. Die Veränderungen sind in Prozent [%] angegeben. Der Zeithorizont beträgt von 1971 bis 1988.	74
Tabelle 4.1: Länge der Übertragungsleitungen in km von Norwegen. Quelle: Statistics Norway, 2003.	98
Tabelle 4.2: Importe und Exporte von Norwegen zu seinen Nachbarländern in GWh im Jahr 1999 und 2001.	98
Tabelle 4.3: Veränderungen der nominellen Investitionen in Norwegen gegenüber dem Vorjahr in Prozent [%].	101
Tabelle 5.1: Installierte Kraftwerksleistung in Großbritannien in GW. Quelle: Ofgem, 2003.	112

Tabelle 5.2: Installierte Kraftwerksleistung in Großbritannien in Prozent [%].	112
In der Tabelle 5.3 sind die Kabellängen der National Grid vom Jahr 2003 dargestellt. Die Abbildung 5.5 zeigt die Versorgungsverluste von Überspannungsleitungen bedingt durch die Stromübertragung von England und Wales in Abhängigkeit der Jahre. Ein Grund für die Verringerung der Versorgungsverluste in den letzten Jahren ist auf den Ausbau des 400 kV Netzes zurückzuführen.	116
Tabelle 5.4: Kabellängen in km von National Grid im Jahr 2003.....	116
Tabelle 5.5: Prozentuelle Veränderung der nominellen Investitionen in Großbritannien gegenüber dem Vorjahr.	119
Tabelle 5.6: Geplante Stromerzeugungsanlagen (größer 50 MW) in Großbritannien	129
Tabelle 5.7: Geplante Stromerzeugungsanlagen (größer 50 MW) in Großbritannien	130
Tabelle 5.8: Geplante Stromerzeugungsanlagen (größer 50 MW) in Großbritannien	131
Tabelle 6.1: Korrelation von Investitionen mit dem Industriestrompreis in Deutschland (exkl. Steuern). Es sind die Werte vor bzw. nach der Liberalisierung dargestellt.....	143
Tabelle 6.2: Korrelation von Investitionen mit dem Industriestrompreis in Österreich (exkl. Steuern). Es sind die Werte vor bzw. nach der Liberalisierung dargestellt.....	143
Tabelle 6.3: Korrelation von Investitionen mit den Haushaltsstrompreisen in Norwegen (exkl. Steuern und Abgaben). Es sind die Werte nach der Liberalisierung dargestellt.	144

1 Einleitung

1.1 Motivation

Aufgrund der Liberalisierung der Strommärkte haben sich für die Elektrizitätsversorgungsunternehmen neue Wettbewerbsbedingungen ergeben (siehe Kapitel 1.2 Bedingungen der Strommarktliberalisierung).

Der essentiellste Punkt ist, dass alle Endkunden¹ (vom Großabnehmer bis zum privaten Haushalt) ihren Stromlieferanten frei wählen können. Das Ringen um Kunden zwang die Energieversorgungsunternehmen zu Preissenkungen², woraus sich ein Verdrängungswettbewerb ergab.

Die angesprochenen Preissenkungen erfolgten vor allem bei Industrie und Gewerbe. Die Energiepreise für Haushalte³ sanken vergleichsweise wenig. Deshalb wurde die Möglichkeit eines Anbieterwechsels⁴ nur von wenigen Kunden wahrgenommen.

Das Sinken der Preise hat die Energieversorger zu Rationalisierungsmaßnahmen gezwungen. Kostensenkungen wurden vor allem durch Fusionen sowie durch Einsparungen von Arbeitsplätzen⁵ erreicht.

¹ Dies gilt nur sofern eine 100 %ige Liberalisierung des Strommarktes vorhanden ist.

² Z.B. Strompreisvergleich für Gewerbe mit einem Jahresverbrauch von 10.000 kWh, Preise inkl. Energie- und Netzkosten exkl. Steuern und Abgaben (E-Control, 2003):

Salzburg AG: Im Jahr 1999 - 23,8 Cent/kWh; am 1.12.2001 - 10,97 Cent/kWh.

Wienstrom: Im Jahr 1999 - 13,0 Cent/kWh; am 1.12.2001 - 7,82 Cent/kWh.

³ Z.B. Strompreisvergleich für Haushalte mit einem Jahresverbrauch von 3.500 kWh, Preise inkl. Energie- und Netzkosten exkl. Steuern und Abgaben (E-Control, 2003):

Salzburg AG: Im Jahr 1999 - 13,64 Cent/kWh; am 1.12.2001 - 12,14 Cent/kWh.

Wienstrom: Im Jahr 1999 - 10,33 Cent/kWh; am 1.12.2001 - 9,30 Cent/kWh.

⁴ Die Möglichkeit, den Stromanbieter zu wechseln haben in Österreich etwa 1,3 Prozent (50.000 Haushalte) der drei Millionen österreichischen Haushalte wahrgenommen (Stand vom 03.Juli.2002; Boltz, 2002).

In Anbetracht dieser Entwicklungen drängt sich aber auch die Frage auf, ob ein einheitlich günstiger Strompreis in Europa (aber auch weltweit) überhaupt erstrebenswert ist.

Dazu meinte Prof. Haas (TU-Wien) an der 3. Internationalen Energiewirtschaftstagung in Wien vom 12 - 14. Februar 2003, dass der Stromverbrauch aus ökologischen Überlegungen gedrosselt werden sollte. Dies sei wahrscheinlich nur durch eine Anhebung der Strompreise erreichbar.

Ein weiterer wichtiger Punkt ist die langfristige Sicherung der Versorgungssicherheit bzw. Versorgungsqualität, die trotz der Liberalisierung der Märkte aufrechterhalten werden soll.

In diesem Zusammenhang ist eine Pressemeldung von vwd TradeNews Strom & Erdgas vom 29. Juni 2002 interessant:

- **UCTE: Europas Reserven werden knapper:**

„Brüssel (vwd) – Die Reserven zur Stromerzeugung werden in Europa knapper. Zwar standen Stromproduktion und -verbrauch laut jüngstem Jahresbericht der Union für die Koordinierung des Transportes elektrischer Energie (UCTE) im vergangenen Jahr insgesamt noch im Gleichgewicht, es habe aber regionale Engpässe gegeben – z. B. in Südosteuropa und Spanien. Auch die Gesamtreserven seien gegenüber dem Vorjahr geschrumpft. Während der Kältewelle im Dezember 2001 betrug die Reserve laut UCTE-Bericht nur noch 25 GW bzw. fünf Prozent der Gesamtlast. Die UCTE vergleicht in einer Leistungsbilanz Monat für Monat (an repräsentativen Werktagen) die Verbrauchslast mit der installierten und verfügbaren Produktionskapazität. Gemäß der UCTE-Definition gilt als Reservekapazität, was weder zur Bedarfsdeckung eingesetzt ist noch als Reserve der Transportnetz-Betreiber dient.

Da in den verschiedenen Regionen die jeweiligen Höchstlasten weitgehend zeitgleich abgerufen wurden, ist die gegenseitige Unterstützung zwischen den Ländern ziemlich

⁵ In England wurde bei den beiden Stromerzeugern National Power und PowerGen innerhalb von 10 Jahren der Personalstand um etwa 70% reduziert (OLW-Energie, 2003). Aber auch die Verbundgesellschaft in Österreich hat ihren Personalstand halbiert und das in einem Zeitraum von ebenfalls 10 Jahren (1992 bis 2002, OLW-Energie, 2003).

schwierig. So wurde die Jahreshöchstlast in Deutschland, Frankreich, Belgien, Luxemburg, Spanien, Portugal und Kroatien jeweils am 17. Dezember erreicht.“

Man kann also davon ausgehen, dass es in Europa nicht unerschöpflich viele Überkapazitäten gibt, und daher die Möglichkeit von Engpässen der Stromversorgung durchaus besteht. Der volkswirtschaftliche Schaden wäre für die vom Stromausfall betroffenen Regionen enorm. Weiters hätte eine solche Stromknappheit eine explosionsartige Erhöhung der Stromkosten am Spotmarkt zur Folge.

Eine derartige Situation gab es in Kalifornien (USA). Nach einer missglückten Strommarktliberalisierung, die am 26. April 1994 in Kraft getreten ist, kam es Anfang 2001 in Kalifornien immer wieder zu Stromabschaltungen in weiten Teilen des Landes. Ausgelöst wurde die Stromkrise dadurch, dass die beiden größten Stromversorger Pacific Gas and Electric PG&E und Southern California Edison Insolvenz anmelden mussten.

Die Stromkrise in Kalifornien kann aber nicht direkt mit der Situation in Europa verglichen werden. Zu dieser Einschätzung kommen auch Prof. Haas und Dr. Auer in ihrem Artikel „Die Kalifornische Stromkrise“. Sie kommen außerdem zu dem Schluss, dass eine solche Stromkrise für Europa derzeit auszuschließen sei.

Trotzdem kann es langfristig betrachtet zu Engpässen kommen und man kann nicht mehr von einer hundertprozentigen Versorgungssicherheit sprechen.

1.2 Bedingungen der Strommarktliberalisierung

In Europa wurde – mit den Richtlinien zur Preistransparenz (90/377/EG) vom 29. Juni 1990 und dem Transit von elektrischer Energie (90/547/EG) vom 20. Oktober 1990 – der letzte Schritt zur Liberalisierung des Strommarktes eingeleitet. Die am 19. Februar 1997 in Kraft getretene Elektrizitätsbinnenmarkt-Richtlinie (96/92/EG) der EU setzte allen Ländern der Europäischen Union eine Frist von 2 Jahren zur Umsetzung dieser Bestimmung in nationales Recht. Diese Vorgaben der Europäischen Union stellen die Mindestanforderungen dar. Sie gelten für die Produktion, Übertragung und Verteilung des Stromes. Weiters regeln sie Organisation und Funktion des Stromsektors. Sie sollen die nationalen Elektrizitätsindustrien öffnen und einen europäischen Strommarkt schaffen. In Westeuropa gibt es derzeit aber noch keinen vollständigen gemeinsamen Elektrizitätsmarkt, da es noch rechtliche Differenzen (z.B. Netzzugangsbestimmungen), aber auch limitierte Übertragungskapazitäten zwischen den einzelnen Staaten gibt.

1.2.1 Nachfrageseite

Diese EU-Richtlinie ermöglicht also dem Endverbraucher (Kunden), seinen Stromlieferanten frei zu wählen. Diese stückweise Marktöffnung war der erste Schritt eines dreiteiligen Stufenplans und trat am 19. Februar 1999 in Kraft. Sie ermöglichte eine 26%ige Marktöffnung des jeweiligen nationalen Endverbrauchs, d.h. Endverbraucher mit jährlich mehr als 100 GWh wurden zugelassen. Der zweite Schritt der Marktöffnung trat am 19. Februar 2000 in Kraft und hatte eine 28%ige Marktöffnung (20 GWh Mindestverbrauch) zur Folge. Der dritte Schritt erfolgte dann am 19. Februar 2003 mit einer verpflichtenden minimalen 33%igen Marktöffnung (Mindestverbrauch für den Endkunden von 9 GWh).

1.2.2 Erzeugerseite

Auf der Erzeugerseite wird jetzt jedem Unternehmen freigestellt, ob es Strom für den Endkunden anbieten möchte. Das heißt es gibt jetzt nicht nur die traditionellen „öffentlichen Stromerzeuger“, sondern auch „unabhängige Stromerzeuger“. Für den tatsächlichen Wettbewerb werden voraussichtlich aber die etablierten Stromerzeugerunternehmen in Frage kommen, da es in Europa Überkapazitäten gibt („konservative“ Schätzungen liegen bei etwa 40.000 MW).

1.2.3 Liberalisierungsgrad der europäischen Länder

In Abbildung 1.1 ist der Liberalisierungsgrad der verschiedenen europäischen Länder dargestellt. Pionierländer der Stromliberalisierung in Europa sind Großbritannien und die skandinavischen Länder Norwegen, Finnland und Schweden. Aber auch Deutschland und Österreich sind schon zu 100% liberalisiert.

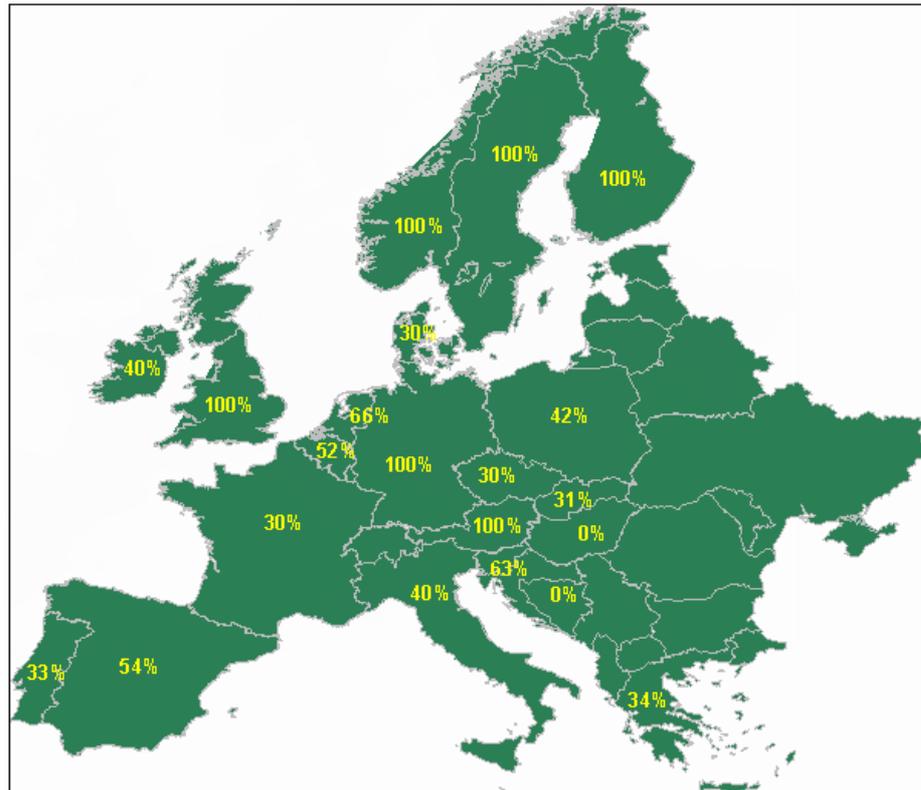


Abbildung 1.1: Liberalisierungsgrad der verschiedenen europäischen Länder

Quelle: Verbund & EnergieAllianz, 2003.

1.2.4 Unbundling

Unter „Unbundling“ versteht man die Trennung von Bereichen, in welchen Wettbewerb möglich und in welchen Wettbewerb nicht möglich ist. Für die Elektrizitätswirtschaft bedeutet dies die Trennung zwischen Stromerzeugung, Stromverteilung und Stromverkauf. Unbundling bedeutet im vorliegenden Fall, dass einzelne Unternehmen nicht in allen Bereichen gleichzeitig tätig sein dürfen. Ansonsten könnten Unternehmen, die in allen diesen Bereichen tätig sind, den Wettbewerb durch Quersubventionen verzerren. Damit wäre kein fairer Wettbewerb mehr gewährleistet. Außerdem soll neuen Mitbewerbern auf diese Weise ein einfacherer Markteintritt ermöglicht werden.

Sollte ein Unternehmen trotzdem in allen Bereichen tätig sein, so muss eine rechtliche Trennung der einzelnen Unternehmenszweige erfolgen oder es muss eine eigenständige Bilanzierung der einzelnen Geschäftsbereiche durchgeführt werden.

Eine Sonderregelung gilt für die Elektrizitätsübertragung und -verteilung. So stellt das Übertragungsnetz ein natürliches Monopol dar, da es für eine solche Infrastruktur keinen realen Wettbewerb geben kann.

Von einem natürlichen Monopol spricht man in der Ökonomie dann, wenn ein einziges Unternehmen die Marktnachfrage zu geringeren Kosten zufrieden stellen kann, als es zwei oder mehrere Unternehmen können, welche im Wettbewerb zueinander stehen (Erdmann, 1995). Dies gilt aber nur dann, wenn die daraus resultierende Marktmacht nicht missbraucht wird.

Zu diesem Zweck besteht in den meisten Ländern eine öffentliche Aufsicht und Regulierung. Diese Regulierungsbehörden sind dafür zuständig, dass für die Übertragung und Verteilung des elektrischen Stromes die Übertragungskosten angemessenen kalkuliert und bezahlt werden. In Österreich wird dies zum Beispiel durch die E-Control gewährleistet.

1.2.5 Netzzugangsbestimmungen

Die Netzbetreiber sind verpflichtet, einen freien Netzzugang für alle Stromproduzenten zu sichern und haben außerdem die Aufgabe, das Netz nach technischen und wirtschaftlichen Kriterien zu optimieren. Das beinhaltet natürlich auch den Netzausbau.

Beim Netzzugang unterscheidet man drei Kategorien:

- Der wohl beliebteste Netzzugang in Europa wird als Third Party Access (compulsory-TPA, Netzzugang auf Vertragsbasis) bezeichnet (Euro-Report, 1999). Hier kann der Stromabnehmer selbständig entscheiden, ob er den Strom von einem inländischen oder einem ausländischen Produzenten bezieht. Wählt er einen ausländischen Erzeuger, so muss diesem garantiert werden, seine Lieferungsverpflichtungen erfüllen zu können, vorausgesetzt er bezahlt die Benützungsg Gebühr für das Stromnetz. Für diese Regelung haben sich z.B. Österreich, Schweden, Finnland, Niederlande, Frankreich und Großbritannien entschieden.

- Eine zweite Möglichkeit des Netzzuganges stellt der Negotiated Third Party Access dar. Beim NTPA - System kann der Stromproduzent direkt Verträge mit dem Kunden abschließen, wobei aber noch der Zugang zum Stromnetz und die Kosten für die Stromübertragung mit dem Netzbetreiber ausgehandelt werden müssen. Der Netzbetreiber kann dem Produzenten den Netzzutritt verweigern, falls Engpässe auftreten. Außerdem sind die Netzbetreiber nicht verpflichtet neue Übertragungskapazitäten zu errichten. Deutschland hat sich für dieses Modell entschieden.
- Das Single Buyer Modell (Alleinabnehmerprinzip) ist die dritte Möglichkeit, wobei der Single Buyer für das gesamte Übertragungsnetzmanagement sowie für den zentralisierten Stromhandel verantwortlich ist. Hier treten meist die nationalen Monopolgesellschaften im Namen der Endverbraucher als Käufer von ausländischem Strom auf. Hierbei ist aber darauf zu achten, dass es nicht zu einer Monopolisierung des Stromnetzes durch einzelne Konzerne kommt.

1.3 Zentrale Aufgabenstellung

Wie schon eingangs erwähnt, gibt es für die Elektrizitätsversorgungsunternehmen aufgrund der liberalisierten Strommärkte (vgl. Kapitel 1.2 Bedingungen der Strommarktliberalisierung) neue Rahmenbedingungen.

Derzeit ist noch nicht absehbar, wie sich die kurz-, mittel-, und langfristigen⁶ Investitionen⁷ in Kraftwerke und Netze unter den neuen Bedingungen entwickeln werden, welche Auswirkungen es auf die Sekundärmärkte wie Kraftwerks- und Netzausbau geben wird und ob in Zukunft Engpässe bei der Stromversorgung zu befürchten sind.

Bei der Auswahl der in dieser Arbeit untersuchten Länder wurde ein Liberalisierungsgrad von 100% als Auswahlkriterium herangezogen.

Als Beispielländer werden Deutschland und Österreich näher analysiert. Zum Vergleich wird die Entwicklung der Investitionen in Kraftwerke und Netze in Norwegen und Großbritannien – die bereits mit Beginn der 90er Jahre liberalisiert wurden und somit als Pionierländer der Strommarktliberalisierung in Europa gelten – gegenübergestellt.

⁶ Mit kurzfristig ist hier eine Zeitspanne bis zu drei Jahren, mittelfristig eine Dauer bis einschließlich acht Jahren und langfristig ein Zeitraum von über acht Jahren gemeint.

⁷ “A side effect of the liberalised market is that electricity companies do not want to publish all the details about investments and operational costs.” (Inge Pierre, swedish electricity association, 2003-05-28).

1.4 Methodik

Zur Analyse der Entwicklung der Investitionen in Kraftwerke und Netze werden folgende Punkte für die zu untersuchenden Länder durchführt.

1. Im ersten Schritt wird die Ausgangssituation des Strommarktes dargestellt. Dazu werden folgende Fragen untersucht:
 - Wann und unter welchen Umständen wurde die Liberalisierung durchgeführt?
 - Welche Netzzugangsvariante wurde gewählt?
 - Welche Anbieter bzw. Besitzverhältnisse gibt es derzeit?
2. In einem zweiten Schritt wird die
 - Bruttostromerzeugung nach Kraftwerken untersucht, sowie eine
 - Analyse der Alterstruktur des Kraftwerksparks durchgeführt.
3. Der dritte Schritt widmet sich den Netzen.
 - Es werden die Verbundnetze hinsichtlich der Regelzonen, Kabellängen, Netzerrichtungskosten und Transitkapazitäten, sowie der Stromaustausch mit den Nachbarländern beleuchtet.
4. Ausgehend von den ersten drei Punkten werden im vierten Schritt die Investitionen analysiert.
 - Es werden die historischen Investitionen in Kraftwerke und Netze dargestellt.
 - Außerdem werden Gründe für zukünftige Investitionsentscheidungen hinsichtlich
 - Kraftwerksbestand,
 - Netzbestand,
 - Stromverbrauch und
 - Strompreis untersucht.
 - Für Deutschland und Österreich wird eine Zukunftsprognose bezüglich der Investitionen in Kraftwerke und Netze erstellt.

Energieversorgungsnetz

Das Energieversorgungsnetz (Netz) dient zur Übertragung von elektrischer Energie über eine bestimmte Entfernung zwischen zwei oder mehreren Standorten.

Wenn in dieser Arbeit von Netzen gesprochen wird, so sind die Übertragungs- und Verteilanlagen gemeint.

- Die Verteilanlagen (Verteilnetze) haben eine Spannungsebene kleiner gleich 110 kV.
- Die Übertragungsanlagen (Übertragungsnetze) besitzen eine Spannungsebene über 110 kV. Übliche Spannungsebenen für Übertragungsnetze sind z.B. 220 kV, 380 kV und 750 kV.

1.5 Informationsquellen

Für die Anfertigung dieser Arbeit habe ich mich auf eine Vielzahl öffentlich zugänglicher Dokumente und Informationen gestützt, darunter

- diverse Jahresberichte von Netzbetreibern und Regulierungsbehörden,
- statistische Daten der Elektrizitätswirtschaft von Deutschland, Österreich, Norwegen und Großbritannien,
- diverse Investitionsberichte,
- veröffentlichte Vergleiche, u.a. von der österreichischen Regulierungsbehörde E-Control,
- sonstige Informationen von Regulierungsbehörden, Netzbetreibern und Verbänden insbesondere im Internet verfügbare Daten und Dokumente,
- Veröffentlichungen in Fachzeitschriften sowie
- öffentlich zugängliche Studienberichte.
- Informationen aus privaten Emails (Fachleuten) fließen ebenfalls in die Arbeit ein.

Nähere Angaben zu den verwendeten Informationsmaterialien sind im Kapitel 8, dem Literaturverzeichnis angeführt.

2 Analyse von Deutschland

2.1 Liberalisierung in Deutschland

In Deutschland trat am 29. April 1998 das Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) in Kraft. Der deutsche Strommarkt wurde mit diesem Schritt zu 100% liberalisiert. Damit ging Deutschland über die Mindestanforderungen der EU-Binnenmarkttrichtlinien hinaus (Koch, 2002).

Deutschland hat sich für die Netzzugangsvariante des Negotiated Third Party Access (NTPA) entschieden, d.h. es gibt keine Behörde, welche die Netztarife reguliert (siehe Kapitel 1.2.5 „Netzzugangsbestimmungen“). Eine solche Behörde wird sowohl von der Bundesregierung als auch von der Energiewirtschaftsseite abgelehnt. Der Grund für die Ablehnung sind die damit verbundenen Kosten, die in der Höhe von mehreren hundert Millionen Euro geschätzt werden. Eine solche Behörde müsste in Deutschland mehr als neunhundert EVU's und etwa zweihundert Stromhandelsunternehmen überwachen.

An Stelle einer Behörde prüft das deutsche Kartellamt den diskriminierungsfreien Netzzugang (deutsches Bundeskartellamt Bonn, 2003). Aus diesem Grund gibt es keine einheitliche Regulierung des Netzzugangs und kein gesetzlich vorgeschriebenes Unbundling zwischen Verteilnetzbetrieb und den Vertriebsaktivitäten.

In Deutschland wird also auf das Selbstregulierungsprinzip vertraut. Die Verbändevereinbarung⁸ beinhaltet Grundsätze zur Festlegung von Durchleitungs- und Netznutzungsentgelten, sowie Regeln für den Stromhandel und den diskriminierungsfreien Netzzugang. Diese Vereinbarung hat keinen Sanktionscharakter, sondern entspricht eher einer Empfehlung.

Die Aufsicht eines eventuellen Missbrauchs obliegen ex-post den Kartellämtern. Diese agieren quasi als Regulator im Nachhinein.

⁸ Bei den Verhandlungen zur Verbändevereinbarung waren neben Vertretern der Strombranche (u.a. VDEW, VDN) und Industrie auch Vertreter der Privatkunden (VZBV) beteiligt.

Die Strombeschaffung kann in Deutschland sowohl über bilaterale Verträge als auch über Marktplätze wie die European Energy Exchange (EEX), die ihren Sitz in Leipzig hat, erfolgen.

Trotz Aufhebung der Monopolstellung der bisherigen Gebietsversorger haben diese noch eine Versorgerpflicht und unterliegen der amtlichen Preiskontrolle.

Der Großteil der deutschen Elektrizitätsversorgungsunternehmen ist zufrieden mit diesem selbstregulierenden System. Kritik kommt aber von den Stromhändlern, Kunden und ausländischen Unternehmen. Sie sind der Meinung, dass die mangelnde Transparenz der Netznutzungsentgelte eine Diskriminierung ermöglicht, und dies zu überdurchschnittlich hohen und ungleichen Netzgebühren führt. Außerdem wird die fehlende Kooperationsbereitschaft einiger Netzbetreiber kritisiert.

2.2 Anbieter am deutschen Strommarkt

Nach der vollständigen Liberalisierung in Deutschland gab und gibt es auch hier einen Verdrängungswettbewerb unter den traditionellen EVU's, den neuen Stromanbietern und den Tochtergesellschaften ausländischer Konzerne.

Die größten und bekanntesten Fusionen in Deutschland waren:

- VEBA-Konzern (mit PreußenElektra) + VIAG-Konzern (mit Bayernwerke) → E.ON
- RWE + VEW → RWE
- VEAG + LAUBAG + BEWAG + HEW → Vattenfall Europe

Somit dominieren in Deutschland für die Stromverteilung rund 900 lokale Stadtwerke, die seit der Liberalisierung ihr Monopol verloren haben und strengen Bedingungen für ihre Geschäftsausübung unterworfen sind. So dürfen sie – als kommunale Unternehmen – beispielsweise nicht ohne Erlaubnis außerhalb des Gemeindegebietes tätig werden.

Bei der Stromerzeugung stellt sich die Situation so dar, dass über 90% des Stromes von Kraftwerken der Energieversorgungsunternehmen, ca. 1% von privaten Kraftwerken und ca. 9% von industriellen Anlagen erzeugt wird.

Die beträchtliche Marktkonzentration auf der Erzeugerseite ist durch vier Verbundunternehmen gegeben, die 80% der Versorgungsleistung aufbringen. Zu diesen Unternehmen gehören

- RWE
- E.ON
- EnBW und
- Vattenfall Europe.

Der Großteil dieser Anlagen setzt sich aus Großkraftwerken zusammen, die eine Leistung von mehr als 100 MW besitzen (vgl. Kapitel 2.3.2 Altersstruktur des deutschen Kraftwerksparks). Die Abbildung 2.1 zeigt die Kapitalverflechtung der deutschen Elektrizitätswirtschaft.

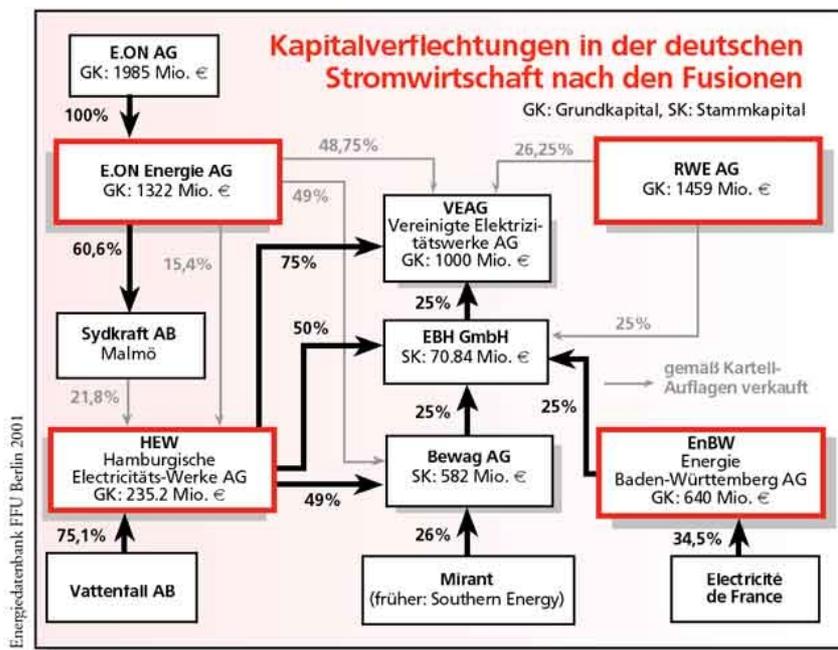


Abbildung 2.1: Die Kapitalverflechtung der deutschen Elektrizitätswirtschaft.

Quelle: Energiedepesche, Juni 2001.

2.3 Der deutsche Kraftwerkspark

2.3.1 Bruttostromerzeugung nach Kraftwerken

In der Bundesrepublik Deutschland ist die Bruttostromerzeugung im Jahr 2001 um 1,2% gegenüber dem Vorjahr angewachsen und beläuft sich 2001 auf 570 TWh. Damit lag sie leicht über dem Durchschnittsanstieg seit dem Jahr 1995 (1,04% pro Jahr). In Tabelle 2.1 ist die Bruttostromerzeugung gegliedert nach Kraftwerken und in Abhängigkeit der Jahre dargestellt. Die Tabelle 2.2 zeigt die Struktur der Bruttostromerzeugung in Prozent.

Tabelle 2.1: Bruttostromerzeugung nach Kraftwerkstypen in Deutschland in TWh. Quelle: Ufer, 2002.

	1990	1995	1998	1999	2000	2001
Wasserkraft	19,7	24,2	21,2	23,3	26,0	25,8
Kernenergie	152,5	154,1	161,6	170,0	169,6	171,2
Steinkohle		147,1	153,4	143,1	143,1	137,0
Braunkohle		142,6	139,4	136,0	148,3	156,0
Erdgas		41,1	50,8	51,8	49,2	51,0
Heizöl		7,7	5,2	4,3	3,6	4,0
Sonst. Energieträger	377,7	19,0	22,0	23,1	23,3	25,0
darunter Windenergie	-	1,5	4,5	5,5	9,2	11,0
Bruttoerzeugung ges.	549,9	535,8	553,6	551,6	563,1	570,0

Tabelle 2.2: Struktur der Bruttostromerzeugung in Prozent [%].

	1990	1995	1998	1999	2000	2001
Wasserkraft	3,6	4,5	3,8	4,2	4,6	4,5
Kernenergie	27,7	28,8	29,2	30,8	30,1	30,0
Steinkohle		27,5	27,7	25,9	25,4	24,0
Braunkohle		26,6	25,2	24,7	26,3	27,4
Erdgas		7,7	9,2	9,4	8,7	8,9
Heizöl		1,4	0,9	0,8	0,6	0,7
Sonst. Energieträger	68,7	3,5	4,0	4,2	4,1	4,4
darunter Windenergie	-	0,3	0,8	1,0	1,6	1,9
Ges. Bruttoerzeugung	100	100	100	100	100	100

Wie in Tabelle 2.2 ersichtlich, beruhen über 80 % der Stromerzeugung in Deutschland auf Kernenergie und Kohle.

Mit einer produzierten Arbeit von 171,2 TWh aus Kernkraftwerken⁹ liegt Deutschland weltweit nach den USA, Frankreich und Japan an der vierten Stelle. Die größten Kernkraftwerke in Deutschland sind Isar-2 (12,4 TWh), Brokdorf (11,8 TWh) und Grohnde (11,6 TWh) (Ufer, 2002).

Die Braunkohlekraftwerke werden fast ausschließlich für die Grundlast verwendet. Die Kraftwerke Schkopau (2 x 450 MW), Scharze Pumpe (2 x 800 MW), Lippendorf (2 x 933 MW), Boxberg (1 x 907 MW) und das im August 2002 in Niederaußem bei Köln eröffnete Braunkohlekraftwerk (1 x 965 MW) zählen zu den modernsten Braunkohlekraftwerken der Erde. Die Nettowirkungsgrade dieser Kraftwerke liegen bei Werten bis zu 43 % (Ufer, 2002).

Ein bemerkenswertes Wachstum erreichen in Deutschland die erneuerbaren Energieträger. Lag der Anteil erneuerbarer Energie 1995 noch bei 5,2 %, so waren es im Jahr 2000 bereits 7,1 % und 2001 dann 7,3 % der Bruttostromerzeugung.

Den größten Anteil an erneuerbaren Energieträgern machen aber nach wie vor die Wasserkraftwerke aus (siehe Tabelle 2.2).

Ein großes Wachstumspotential in Deutschland haben die Windanlagen. So waren am 31. Dezember 2001 11.438 Anlagen mit 8.753,8 MW installierter Leistung in Betrieb. Allein 2001 wurden 2.079 Anlagen mit 2.659 MW installiert. Das waren um 59,7 % mehr als im Jahr 2000. Am 30. Juli 2002 erreichte die installierte Leistung 9.842 MW, was einer Anzahl von 12.266 Windanlagen entspricht (Ufer, 2002).

Die Biomasse- und Müllkraftwerke haben im Jahr 2001 zusammen 4,9 TWh erzeugt. Einen sehr geringen Anteil an der Stromerzeugung liefern die Photovoltaikanlagen mit 0,05 TWh (Ufer, 2002).

⁹ Der Großteil der Kernkraftwerke in Deutschland wurde in der Zeit nach der ersten Ölkrise bis Ende der 80er Jahre, Anfang der 90er Jahre gebaut.

2.3.2 Altersstruktur des deutschen Kraftwerksparks

In Abbildung 2.2 ist die Altersstruktur der Großkraftwerke in Deutschland im Jahr 2001 dargestellt. Sie haben eine installierte Gesamtleistung von nahezu 87.000MW, wobei 17% dieser Kraftwerke 40 Jahre und älter sind. Der Großteil dieses Kraftwerksparks, nämlich 73%, haben ein Alter zwischen zehn und dreißig Jahren und nur ca. 10% sind in den letzten zehn Jahren errichtet worden.

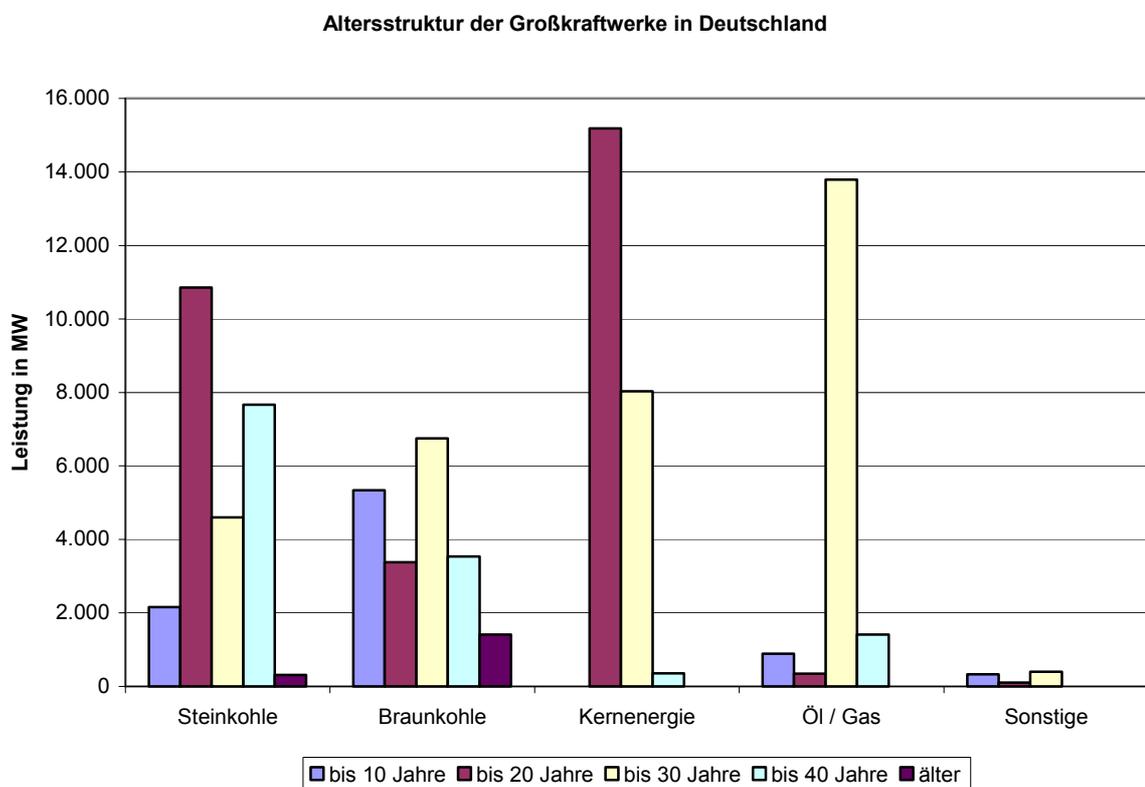


Abbildung 2.2: Altersstruktur der Großkraftwerke in Deutschland in Jahren (Stand 2001).

Quelle: VGB, VDEW, BMWi und Berechnungen der Energiegruppe Hannover.

Aus Abbildung 2.2 ist ersichtlich, dass in den letzten zwei Jahrzehnten nur ein geringer Anteil an großen Öl und Gaskraftwerken neu installiert wurde. Der Grund dafür liegt in der spezifischen Kostensituation der Öl- und Gaskraftwerke.

Außerdem sind die derzeitigen Gaspreise¹⁰ vergleichsweise hoch, da sie überwiegend an den Ölpreis angekoppelt sind.

Diese beiden Kraftwerkstypen werden in Deutschland nicht zur Abdeckung der Grund- und Mittellast eingesetzt.

Vielmehr werden Braun- und Steinkohlekraftwerke errichtet, da der Kohleabbau¹¹ in Deutschland eine lange Tradition hat, und dadurch auch dementsprechend stark subventioniert wird, um die dortigen Arbeitsplätze zu erhalten.

Diese Kohlekraftwerke werden neben den Atomkraftwerken fast ausschließlich für den Grundlastbetrieb verwendet.

Dies spiegelt sich auch im nahezu konstanten Ausbau der Braunkohlekraftwerke in den letzten 40 Jahren wieder. Der konstante Ausbau an Braunkohlekraftwerke ist auch auf den Kraftwerksausbau in den neuen Bundesländern zurückzuführen, der bis zum Jahr 2015 abgeschlossen sein soll.

Weiters ist aus Abbildung 2.2 ersichtlich, dass in den letzten 10 Jahren keine Atomkraftwerke mehr gebaut worden sind. Am 14. Juni 2000 ist die Vereinbarung zwischen der Bundesregierung und den Energieversorgungsunternehmen für den Ausstieg aus der friedlichen Nutzung der Kernenergie unterschrieben worden, wobei für jede Anlage eine Regellaufzeit von 32 Jahren vorgesehen wurde (Vereinbarung zwischen der Bundesregierung und den Energieversorgungsunternehmen vom 14. Juni 2000, S.15). Im Jahr 2021 soll das letzte Kernkraftwerk – Neckarwestheim 2 – in Deutschland stillgelegt werden.

¹⁰ Laut der Gaspreisstudie (9.6.2001) vom Bundesverband der Energie-Abnehmer e. V. (VEA), Hannover, befinden sich die Gaspreise in Deutschland auf einem Höhenflug. "Die mittelständische Wirtschaft sieht sich mit Gaspreisen auf Rekordniveau konfrontiert", so Dr. Volker Stuke, Geschäftsführer des VEA. "Preissteigerungen von über 40 Prozent im letzten Jahr und von über 80 Prozent in den letzten 18 Monaten zeigen, dass von Wettbewerb am Gasmarkt noch keine Rede sein kann." Die Hauptursache für die hohen Gaspreise sieht er in der Kopplung zum Ölpreis (BAULINKS.de, 2003).

¹¹ Die größten Braunkohlelager sind in der Gegend um Cottbus und Leibzig. Weiters werden große Mengen in der Gegend zwischen Aachen und Köln gefördert. Weltweit entfiel in den 90er Jahren ein Viertel der Braunkohleförderung auf Deutschland. Die größten Steinkohlevorkommen in Deutschland befinden sich im Ruhrgebiet (GOETHE INSTITUT INTER NATIONES, 2003).

Laut der Kraftwerksstudie (Bericht II/2) der Energiegruppe Hannover ist aufgrund der neuen Wettbewerbsbedingungen¹² zu erwarten, dass die verschiedenen Verbundunternehmen und EVU's auf regionaler und kommunaler Ebene in den nächsten Jahren rund 10.000 MW an Installationsleistung im konventionellen und nuklearen Bereich stilllegen.

Pressemitteilung zu getätigten bzw. geplanten Stilllegungen von älteren Kraftwerken des E.ON Konzern – Düsseldorf, am 9.10.2000.

- **E.ON:**¹³

„Reduzierung der Kapazitäten um 4800 MW von 30.000 MW:

- Blöcke 5 und 7 des KW Arzberg,
- Blöcke 21 und 31 des KW Aschaffenburg,
- Blöcke 1 und 2 des KW Franken II,
- 400 MW der Kraftwerksgruppe West im Ruhrgebiet,
- Block C des KW Offleben
- Block D des KW Schwandorf im Jahr 2001,
- KKW Stade im Jahre 2003.

Vom Betriebs- in den Konservierungszustand überführt werden:

- Block 6 des KW Arzberg,
- Block 4 des KW Emden,
- Block 2 des KW Pleinting und
- Block 2 des KW Staudinger.

Der Betrieb des Blockes 1 des KW Staudinger wird auf die Winterjahreszeit begrenzt.

Die bereits bestehende Langzeitkonservierung von Blöcken in Irsching und Pleinting bleibt erhalten.

Bezogen auf die letzten 12 Monate verringert sich die Elektroenergieerzeugung um 6800 GWh, davon in Bayern um 5000 GWh, in Hessen um 1300 GWh und in NRW in vergleichbarer Höhe. Dadurch soll eine Verbesserung des Betriebsergebnisses in 10 Jahren um 1,4 Mrd. DM erreicht werden.“

¹² In Deutschland spielt natürlich auch der Ausstieg aus der friedlichen Nutzung der Kernenergie eine wichtige Rolle.

¹³ Dem Autor ist nicht bekannt, in welchem Maße diese Pläne umgesetzt worden sind.

Eine weitere Pressemitteilung des RWE Konzern – Essen, am 10.10.2000 – lautet.

- **RWE Power:**¹⁴

„5000 MW Stilllegung sowie Kündigung nicht wettbewerbsfähiger Bezugsleistung von 900 MW bis 2004 (darunter KKW Mühlheim-Kärlich).“

Mit diesen Stilllegungsmaßnahmen möchten die Unternehmen die kostenintensive Reserveleistung reduzieren.

Wenn man nun annimmt, dass konventionelle Kraftwerke eine technische und wirtschaftliche Lebensdauer von etwa 40 Jahren haben, müssen in Deutschland in den nächsten Jahren die Entscheidungen für den Einsatz von rund 10.000 MW bis 15.000 MW für Grund- und Mittellastleistung getroffen werden.

Inwieweit der Zu- und Neubau dieser konventionellen Kraftwerke durch erneuerbare Energien ergänzt bzw. ersetzt werden kann, ist fraglich. Die nationale sowie auch die europäische Zielsetzung strebt eine nahezu Verdreifachung des Anteils von derzeit 4,4 % auf 12,5 % an.

¹⁴ Es ist mir nicht bekannt, in welchem Maße diese Pläne umgesetzt worden sind.

2.4 Netze in Deutschland

Änderungen bei den Verteilnetzen aufgrund der Deregulierung

Durch die Deregulierung haben die Verteilnetze eine relativ geringe Änderung ihrer Flüsse erfahren. So bestehen die Verteilnetze¹⁵ aus galvanisch getrennten Netzgruppen und sind so aufgebaut, dass sie den Energiebedarf aller angeschlossenen Kunden bei Bedarf aus dem überlagerten Verbundnetz beziehen können (Brauner, 2002). Diese Eigenschaft gilt in besonderer Weise auch für die österreichischen Netze, da im Sommer aufgrund der hohen Wassermengen die regionalen thermischen Kraftwerke zurückgefahren werden. Daher führen Änderungen des regionalen Kraftwerkseinsatzes bei derartigen Netzstrukturen kaum zu einer unzulässigen Netzbelastung.

Änderungen bei den Übertragungsnetzen aufgrund der Deregulierung

Stärkere Änderungen aufgrund der Liberalisierung haben sich für die Übertragungsnetze ergeben. So ist das UCTE - Verbundnetz so organisiert, dass jeweils regional eine ausgeglichene Erzeugungsbilanz¹⁶ besteht. Das bedeutet, dass das Verbundnetz traditionell die Aufgabe hat, bei Störung dieser Erzeugungsbilanzen als Reservenetz zu agieren, um die regionalen Erzeugungsbilanzen zu gewährleisten. Der Betrieb der Übertragungsnetze wurde aufgrund folgender Veränderungen durch die Deregulierung stark verändert.

- Eine stärkere bzw. weiträumigere Transitbelastung der Übertragungsnetze aufgrund des Stromhandels durch die Strombörsen tritt auf.
- Angebot und Nachfrage an Strom werden vom Markt bestimmt, d.h. eine Verknappung des Angebots führt zu einer Erhöhung der Strompreise.
- Die Übertragungsnetzbetreiber sind für die sichere Übertragung zuständig, aber nicht mehr für die sichere Vollversorgung der Kunden.
- Das Engpassmanagement ist Aufgabe der Netzbetreiber.

¹⁵ Die hier angesprochenen Verteilnetze haben eine Nennspannung kleiner gleich 110 kV.

¹⁶ Es wurde in den meisten Regionen aus Sicherheitsgründen eine Kraftwerksreserve von 30% bis 40% installiert.

2.4.1 Netzerrichtungskosten

Die Netzinvestitionen sind erheblich geprägt von den Netznutzungsentgelten. Ein weiterer Faktor sind die Netzerrichtungskosten.

So gibt es eine erhebliche Bandbreite dieser Netzerrichtungskosten in Abhängigkeit der Spannungsebene und aufgrund unterschiedlicher topographischer Gegebenheiten oder Bodenbeschaffenheiten. In Tabelle 2.3 sind die Errichtungskosten für Netzbetriebsmittel der Nieder- und Mittelspannungsebene für Deutschland dargestellt.

Tabelle 2.3: Errichtungskosten für Netzbetriebsmittel der Nieder- und Mittelspannungsebene in Deutschland. Quelle: CONSENTEC Consulting, 2002.

Netztyp	Kosten in €/m
MS - Freileitung	26 - 51
MS - Kabel (ländlich)	28 - 92
MS - Kabel (städtisch)	39 - 175
NS - Kabel (ländlich)	36 - 58
NS - Kabel (städtisch)	56 - 130
Ortsnetzstation [€]	2.600 - 45.000

2.4.2 Das deutsche Übertragungsnetz

Es existieren in Deutschland vier Übertragungsnetzbetreiber, die ihr 220 kV und 380 kV Netz über nationale Kuppelleitungen zum deutschen Übertragungsnetz zusammengeschaltet haben. Diese Betreiber sind EnBW Transportnetze AG (1), E.ON Netze (2), RWE NET (3) und Vattenfall Europe Transmission (4). Die Abbildung 2.3 zeigt die Regelzonen¹⁷ der deutschen Übertragungsnetzbetreiber.



Abbildung 2.3: Regelzonen der deutschen Übertragungsnetzbetreiber (Stand vom April 2002).

Quelle: DVG, 2003.

¹⁷ Unter Regelzonen versteht man die Unterteilung des Übertragungsnetzes, um den Energiefluss im nationalen und internationalen Verbundnetz technisch kontrollieren zu können. Im Vorhinein wird vom Regelzonenführer die Strommenge berechnet, die aufgrund der Lieferverträge über die Grenze der Regelzone fließen soll. Die Kraftwerke innerhalb einer solchen Regelzone werden so betrieben, dass diese Forderungen erfüllt werden. Der Regelzonenführer ist neben der definierten Leistungsübertragsübergabe auch gleichzeitig für die Einhaltung der Netzfrequenz verantwortlich (Wirtschaftskammern Österreichs, 2003).

In der Abbildung 2.4 ist das Verbundnetz von Deutschland dargestellt. Die Trassenlänge der Übertragungsnetze der Deutschen Verbundgesellschaft beträgt 8.084 km für die 220 kV Überspannungsleitungen und 11.616 km für das 380 kV Netz (Stand Ende 2000).

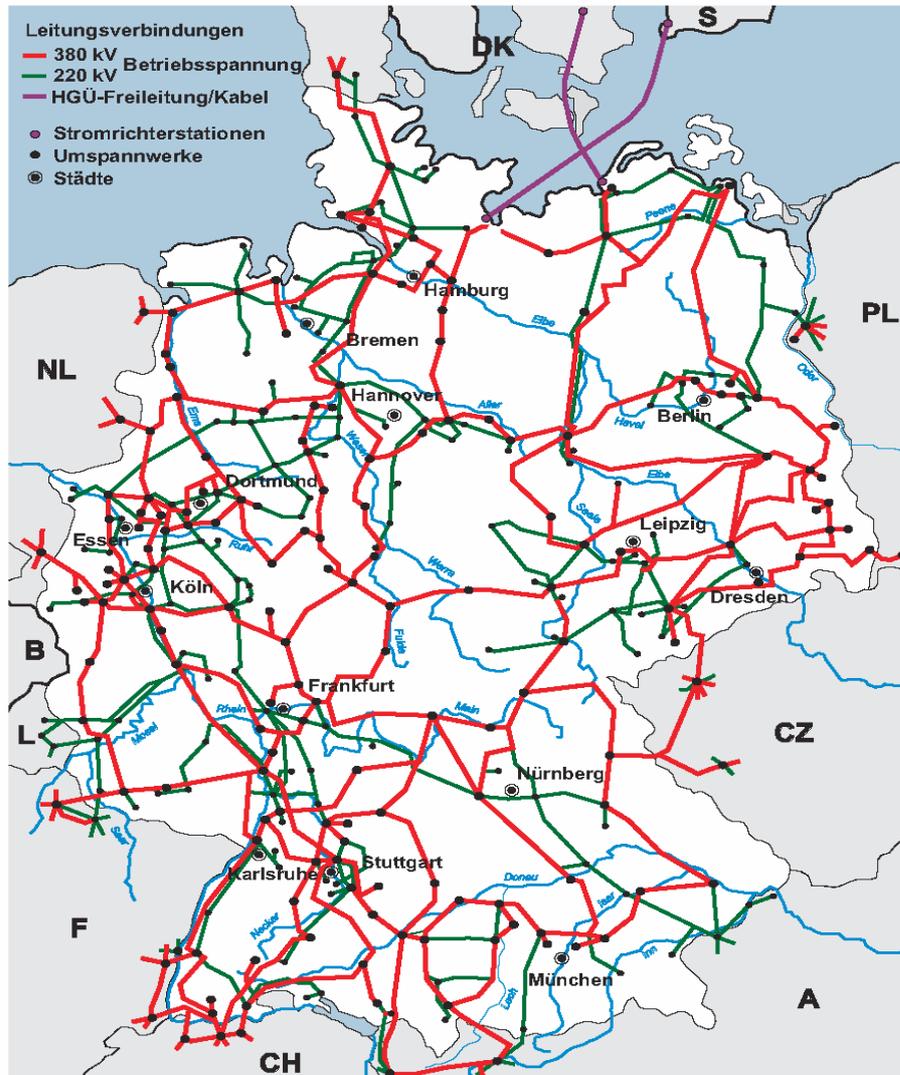


Abbildung 2.4: Das deutsche Verbundnetz mit dem Stand vom 01.01.2001.

Quelle: Jahresbericht der DVG, 2000.

Wenn man nun die Leitungslängen (220 kV und 380 kV) durch die geographische Gesamtfläche von Deutschland dividiert, so sieht man, dass das Übertragungsnetz (vor allem das 380 kV Netz) in Deutschland wesentlich dichter und besser ausgebaut ist, als dass in

Österreich der Fall ist¹⁸ (vergleiche dazu Tabelle 2.4 und Tabelle 3.3). In Abbildung 2.5 ist der Stromaustausch Deutschlands mit den Nachbarländern abgebildet. Zu erwähnen ist, dass Deutschland in den vergangenen Jahren¹⁹ zu den stromexportierenden Ländern zählte. So betrug im Jahr 2002 die Summe der Exporte 44.774 GWh und die Summe der Importe 43.494 GWh.

Tabelle 2.4: Trassenlänge des Übertragungsnetzes der DVG - Mitglieder pro Fläche in Deutschland (Stand 2000). Quelle: DVG Jahresbericht vom Jahr 2000 und Statistisches Bundesamt Deutschland 2003.

Kabellänge in m / ges. Fläche	m/km ²
220 kV Leitung	22,6
380 kV Leitung	32,5

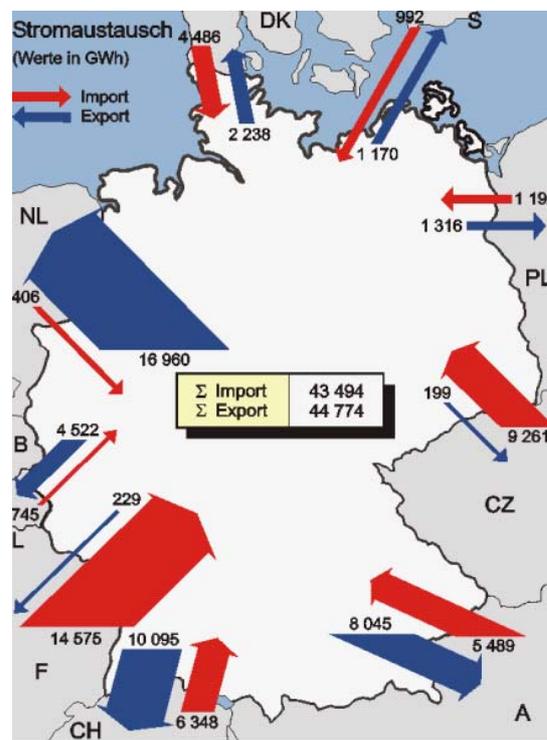


Abbildung 2.5: Stromaustausch Deutschlands mit den Nachbarländern (Stand Okt. 2002).

Quelle: DVG, 2003.

¹⁸ Der Vergleich ist nicht einwandfrei, da die geographischen Gegebenheiten und Besiedelungsflächen der beiden Länder nicht vollkommen identisch sind. Trotzdem ist es möglich eine tendenzielle Aussage daraus zu tätigen.

¹⁹ Im Jahr 2001 betragen die Importe 43.903GWh und die Exporte 43.955GWh.

In Tabelle 2.5 sind die Transitzkapazitäten von Deutschland zu den Nachbarländern dargestellt. Es ist ersichtlich, dass die Übertragungskapazitäten von Deutschland wesentlich größer sind, als die Österreichischen (vgl. Tabelle 2.5 mit Tabelle 3.4).

Tabelle 2.5: Transitzkapazität von Deutschland zu seinen Nachbarländern.

Quelle: Brauner, Engpassmanagement im Übertragungsnetz, 2002.

Zielland	Transitzkapazität
Belgien + Niederlande	3800 MW
Schweiz	850 MW
Österreich	1850 MW
Frankreich	1750 MW
Dänemark	1350 MW
Schweden	370 MW
Tschechien + Polen	2000 MW

2.5 Investitionen am deutschen Strommarkt

2.5.1 Investitionsentschlüsse in Deutschland:

Bis in die achtziger Jahre bestimmte vorwiegend die Zunahme des Stromverbrauchs die Investitionsentscheidungen der Elektrizitätswirtschaft in Deutschland. In dieser Zeit übertraf der Anstieg des Stromverbrauches im Durchschnitt der Jahre deutlich das Wachstum des Bruttoinlandsprodukts. Die Wachstumsraten des Bruttoinlandsprodukts gingen aber in diesen Jahren zurück.

In den letzten zwei Jahrzehnten haben sich diese Verhältnisse geändert. Wenn man sich zum Beispiel die Jahre 1992 bis 2002 ansieht, so erhöhte sich das reale Bruttoinlandsprodukt im Jahresdurchschnitt um 1,46% (siehe Tabelle 2.6), während der Gesamtstromverbrauch um lediglich 0,7% im Jahresdurchschnitt zunahm. Die Entkopplung des Wirtschaftswachstums vom Stromverbrauchswachstum kann also schon seit einigen Jahren beobachtet werden.

Tabelle 2.6: Entwicklung des Bruttoinlandsproduktes in Deutschland in Prozent.

Quelle: Bruttoinlandsprodukt Deutschland, 2002.

Jahr	Veränderungen gegenüber dem Vorjahr
1992	2,20%
1993	- 1,1 %
1994	2,30%
1995	1,70%
1996	0,80%
1997	1,40%
1998	2,00%
1999	2,00%
2000	2,90%
2001	0,60%
2002	0,20%

2.5.2 Investitionen in Deutschland

Im Folgenden werden zwei Investitionsstudien für Deutschland vorgestellt. Zunächst wird die in der Zeitschrift „Die Elektrizitätswirtschaft in der Bundesrepublik Deutschland“ (Bericht 49, 1997) veröffentlichte Studie angeführt (Abbildung 2.6). Im weiteren Verlauf der Arbeit wird jedoch die Investitionsstudie des VDEW und ifo-Instituts als Grundlage herangezogen, da diese aktueller ist.

Leichte Abweichungen zwischen den beiden Studien könnten u.a. auf Unterschiede bei den Bilanzierungen bzw. Buchungsverfahren zurückzuführen sein.

In Abbildung 2.6 (Studie eins) sind die nominellen Investitionen der öffentlichen Stromversorgung und Industrie in Deutschland in den Jahren 1980 bis 1996 dargestellt. Die Investitionen in Erzeugungsanlagen (Kraftwerke), Übertragungs- und Verteilanlagen (Netze) sind separat angeführt. Hierbei ist zu beachten, dass die Investitionen in Übertragungs- und Verteilungsanlagen auch die Investitionen in sonstige Anlagen miteinschließen.

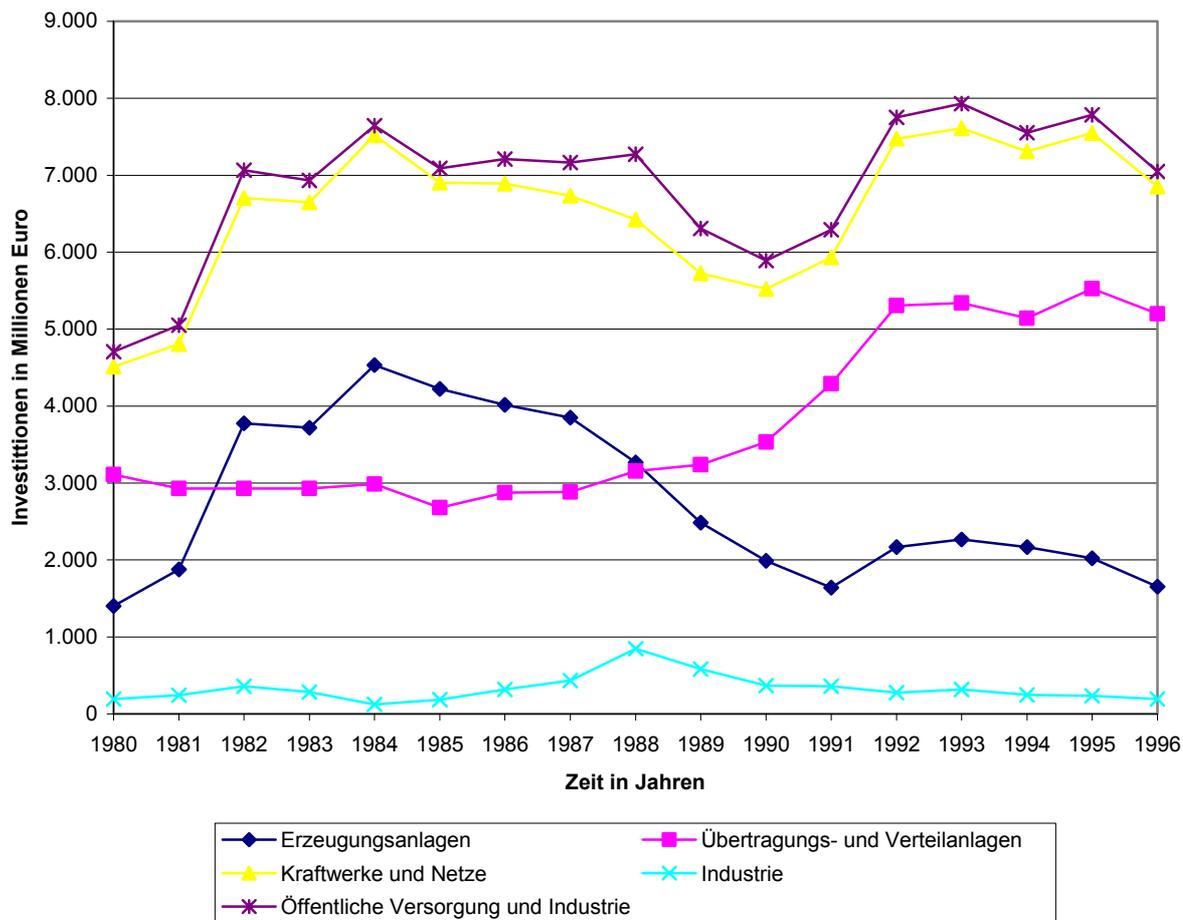


Abbildung 2.6: Nominelle Investitionen der öffentlichen Versorgung und Industrie in Deutschland²⁰.

Quelle: VDEW, 1997.

In Abbildung 2.7 (Studie zwei) sind die getätigten nominellen Investitionen in Euro der allgemeinen Elektrizitätswirtschaft von Deutschland im Zeitraum von 1992 bis 2002 dargestellt. Es sind die Stromerzeugungsanlagen (Kraftwerke), die Übertragungs- und Verteilanlagen (Netze), sowie die sonstigen Ausgaben²¹ getrennt voneinander abgebildet. Die Summe dieser drei Investitionsgruppen stellen die Gesamtinvestitionen der allgemeinen Elektrizitätswirtschaft von Deutschland dar. Die hier von mir als „Gesamtinvestitionen der Elektrizitätswirtschaft von Deutschland“ bezeichneten Investitionen aus Abbildung 2.7 sind aber nicht die Investitionen der gesamten Elektrizitätswirtschaft von Deutschland, sondern beinhalten die Daten einer im Frühjahr 2002 vom Verband der Elektrizitätswirtschaft und

²⁰ Ab dem Jahr 1991 sind auch die neuen Bundesländer berücksichtigt worden.

²¹ Unter den sonstigen Ausgaben werden hier Ausgaben für Zähler und Messgeräte, Grundstücke und Gebäude, Betriebs- und Geschäftsausstattung verstanden.

dem ifo Institut durchgeführten Studie für die allgemeinen Stromversorger²² in Deutschland. Die untersuchten Unternehmen repräsentieren also 99 Elektrizitätsversorgungsunternehmen mit 99.799 Beschäftigten, die mit einer nutzbaren Stromabgabe (einschließlich Lieferungen an Wiederverkäufer) von 849,9 Mrd. kWh einen Versorgungsbereich von 78,8% repräsentieren. Weiters ist zu erwähnen, dass diese Unternehmen über 79,7% der Nettoengpassleistung der Kraftwerke und über 95,2% der Länge der Kabel und Freileitungen verfügen.

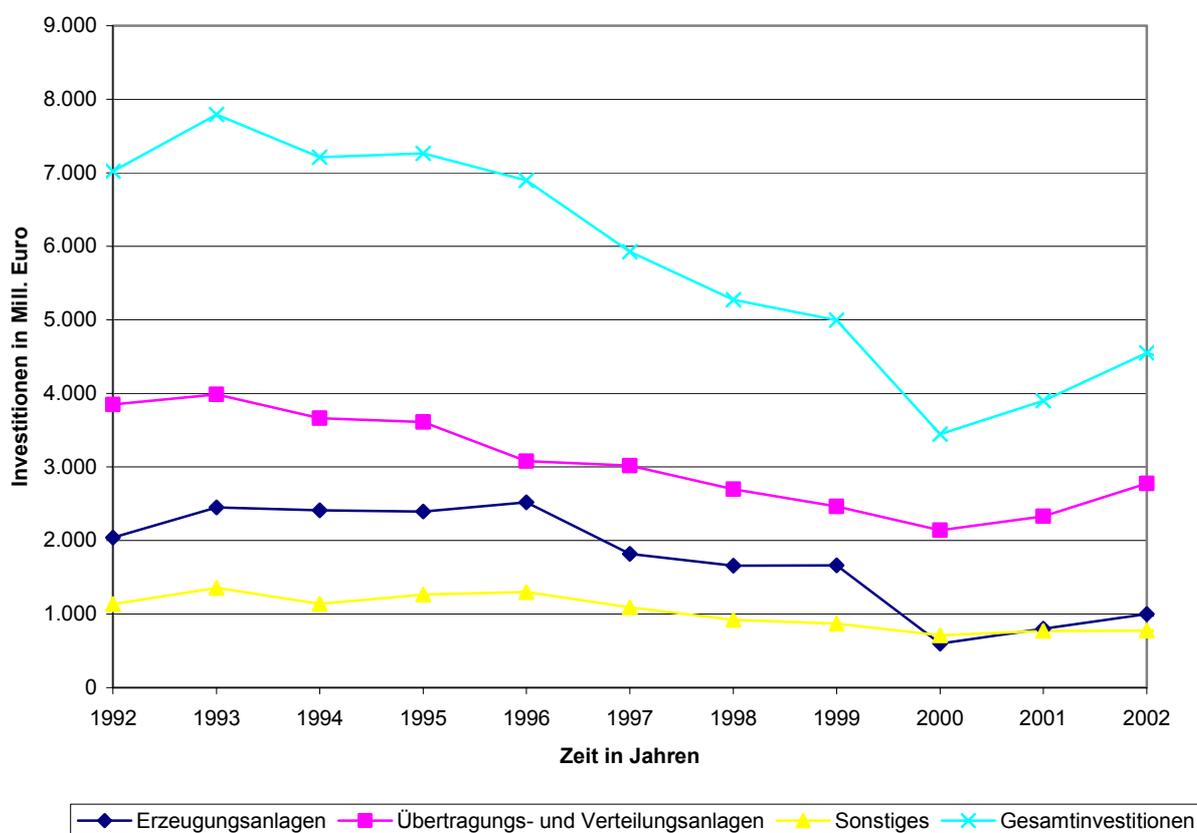


Abbildung 2.7: Getätigte nominelle Investitionen in Euro der Elektrizitätswirtschaft von Deutschland²³ in den Jahren von 1992 bis 2002. Es sind die Ausgaben für Stromerzeugungsanlagen, die Übertragungs- und Verteilungsanlagen und die sonstigen Ausgaben getrennt voneinander dargestellt.

Quelle: VDEW und ifo-Institut – München, 2001.

²² Die früher als öffentliche Stromversorger bekannten Unternehmen werden jetzt aufgrund der Liberalisierung als allgemeine Stromversorger bezeichnet.

²³ Die Investitionszahlen basieren auf dem Planungsstand des Frühjahres 2002.

Aus Abbildung 2.7 ist erkennbar, dass sich die Gesamtinvestitionen der allgemeinen Stromversorger im Jahr 1998 (das ist das Jahr der Liberalisierung in Deutschland, EnWG trat in Kraft) auf 5.272 Millionen Euro belaufen haben. Das sind um 11% weniger als im Jahr 1997. Im darauf folgenden Jahr sind die Gesamtinvestitionen um 5% im Vergleich zum Jahr 1998 zurückgegangen. Einsparungsmaßnahmen von 31% der Gesamtinvestitionen gegenüber dem Vorjahr folgten dann im Jahr 2000.

Man kann davon ausgehen, dass die Unternehmen schon ein bis zwei Jahre vor der Liberalisierung ihre Überlegungen bezüglich der Investitionsstrategie - bedingt durch den neuen Wettbewerb - umgestellt haben. So ist auch der Investitionsrückgang von 14% im Jahr 1997 im Vergleich zum Vorjahr (1996) zu erklären.

Wenn man sich nun die Auswirkungen der Liberalisierung innerhalb von 5 Jahren ansieht (1996 bis 2000, d.h. zwei Jahre vor dem Liberalisierungsbeginn), so ist ersichtlich, dass die Gesamtinvestitionen im Vergleich zum Jahr 1996 um 50% gesunken sind.

Erst im Jahr 2001 erfolgte ein Anstieg der Gesamtinvestitionen um nominal 13%. Das entspricht einem Betrag von 3.900 Millionen Euro.

Abbildung 2.8 ist eine Erweiterung der Abbildung 2.7 und umfasst die Jahre 1980 bis 2002. Die Werte für die Kraftwerks- und Gesamtinvestitionen in diesem Zeitraum sind vom ifo-Investitionsbericht. Weiters sind in diesem Bericht die Netzinvestitionen und sonstige Ausgaben für die Jahre 1992 bis 2002 angegeben.

Die fehlenden Werte für die Investitionen in Übertragungs- und Verteilanlagen sowie die sonstigen Ausgaben wurden wie folgt ermittelt.

Zur Berechnung der sonstigen Ausgaben für den Zeitraum von 1980 bis 1991, wurde der Mittelwert aus dem prozentuellen Anteil der sonstigen Ausgaben an den Gesamtinvestitionen von 1992 bis 2002 herangezogen und auf die oben genannte Zeitspanne übertragen. Die Werte der Netzinvestitionen folgen daraus.

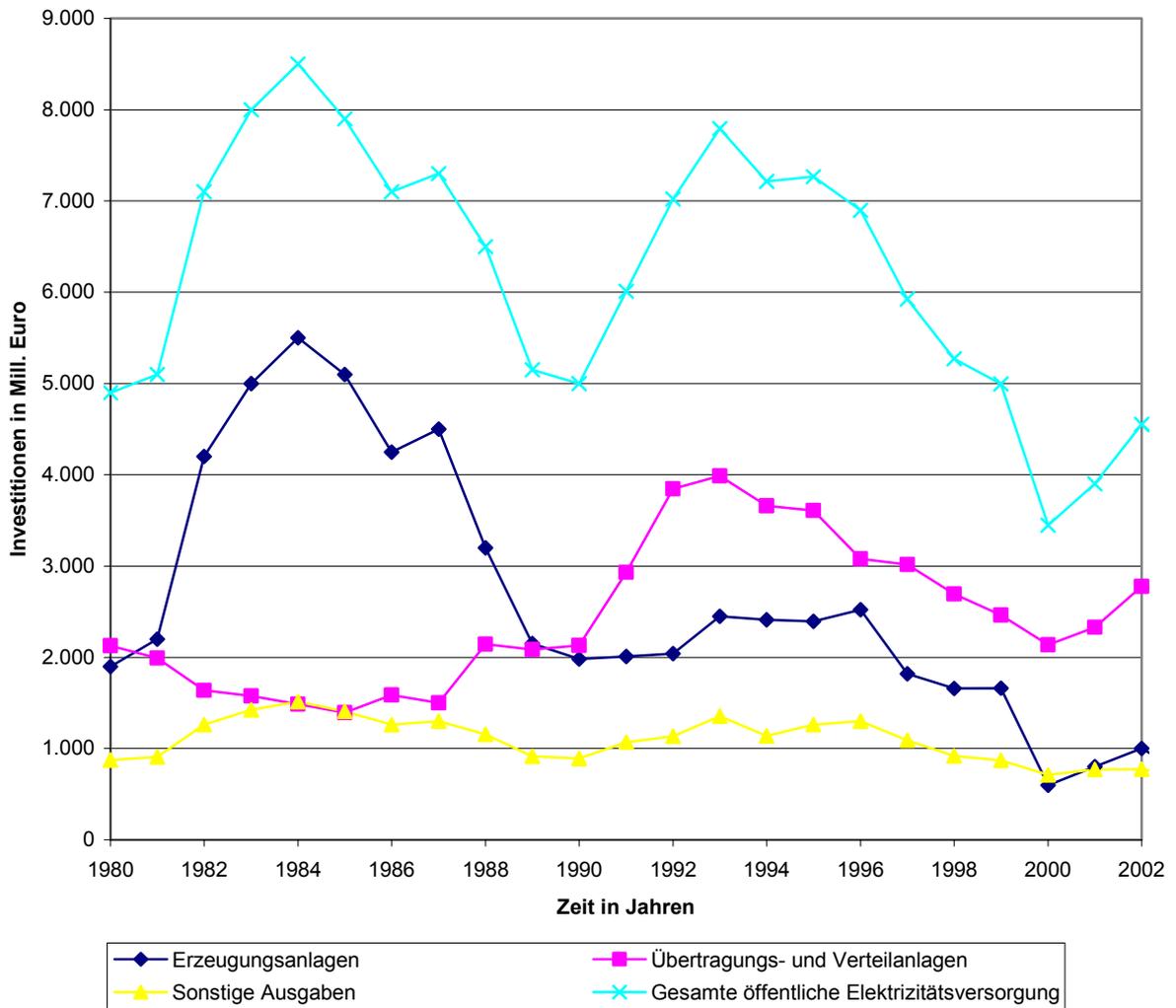


Abbildung 2.8: Entwicklung der nominellen Bruttoinvestitionen²⁴ der allgemeinen Stromversorger von Deutschland in den Jahren von 1980 bis 2002. Die hier angegebenen Gesamtinvestitionen bestehen aus der Summe der Investitionen für Erzeugungsanlagen, Übertragungs- und Verteilanlagen und sonstigen Ausgaben. Quelle: VDEW und ifo-Institut – München (Investitionstest, 2001) und eigene Berechnungen.

²⁴ Ab dem Jahr 1991 sind auch die neuen Bundesländer von Deutschland mitberücksichtigt worden.

Die Abbildung 2.9 zeigt die realen Investitionen der allgemeinen deutschen Elektrizitätswirtschaft in den Jahren von 1980 bis 2006 (Preise 2000). Die Gesamtinvestitionen bestehen aus Investitionen in Kraftwerke, Netze und sonstigen Ausgaben. Die Grundlage zur Berechnung der realen Werte liefern die nominellen Investitionen aus Abbildung 2.8.

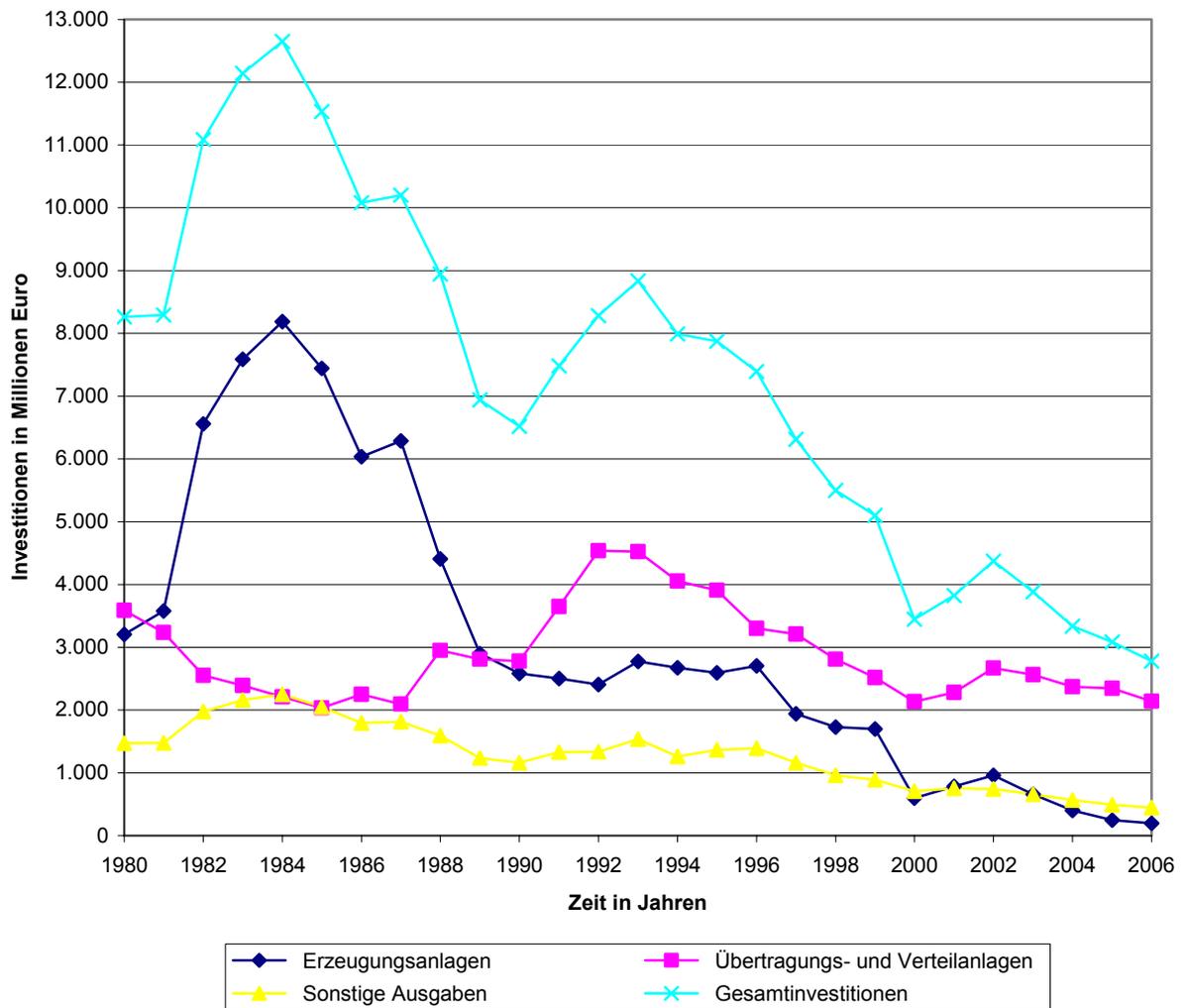


Abbildung 2.9: Reale Investitionen der allgemeinen deutschen Elektrizitätswirtschaft in den Jahren von 1980 bis 2006 (Preise 2000). Quelle: VDEW und ifo-Institut – München (Investitionstest, 2001) und eigene Berechnungen.

In Tabelle 2.7 sind die Veränderungen der nominellen Investitionen in Kraftwerke und Netze, sowie die sonstigen Ausgaben der allgemeinen Stromversorger in Deutschland gegenüber dem Vorjahr in Prozent angeführt.

Tabelle 2.7: Veränderungen der nominellen Investitionen in Deutschland gegenüber dem Vorjahr in Prozent [%].

Zeit in Jahren	Erzeugungsanlagen	Übertragungs- und Verteilanlagen	Sonstiges	Gesamte allgemeine Elektrizitätsversorgung
1981	16	-6	4	4
1982	91	-18	39	39
1983	19	-4	13	13
1984	10	-6	6	6
1985	-7	-6	-7	-7
1986	-17	14	-10	-10
1987	6	-5	3	3
1988	-29	43	-11	-11
1989	-33	-3	-21	-21
1990	-8	2	-3	-3
1991	2	38	20	20
1992	1	31	6	17
1993	20	4	19	11
1994	-1	-8	-16	-7
1995	-1	-1	11	1
1996	5	-15	3	-5
1997	-28	-2	-16	-14
1998	-9	-11	-16	-11
1999	0	-9	-6	-5
2000	-64	-13	-18	-31
2001	34	9	8	13
2002	25	19	1	17
2003	-30	-2	-10	-9
2004	-38	-6	-12	-12
2005	-37	1	-11	-6
2006	-20	-7	-8	-8

2.5.3 Investitionen in Kraftwerke

Wenn man die nominellen Investitionen in Erzeugungsanlagen aus Abbildung 2.7 betrachtet, so ist erkennbar, dass im Jahr 2000 ein dramatischer Einbruch von 64 % stattgefunden hat. Der Anteil der Investitionen in Kraftwerke liegt im Jahr 2000 also bei nur 17 % der Gesamtinvestitionen der Elektrizitätswirtschaft, was deutlich weniger ist als in den Jahren 1993 bis 1999. In dieser Zeitspanne machten die durchschnittlichen Kraftwerksinvestitionen ein Drittel der Gesamtinvestitionen aus.

Im Jahr 2001 gab es einen Anstieg von 34 % auf 800 Millionen Euro. Im darauffolgenden Jahr wurde 1 Mrd. Euro in Kraftwerksausbauten investiert.

Bei Betrachtung des Zeitraums von 1996 - 2000, stellt man fest, dass es einen Kraftwerksbauinvestitionsrückgang von 76 % gab.

2.5.4 Investitionen in Netze

Die Netzausgaben gingen in Deutschland im Vergleich zu den Gesamtinvestitionen nur geringfügig zurück. Im Jahr 2001 lagen die nominellen Netzinvestitionen mit 2.330 Millionen Euro um 9 % über dem Wert vom Jahr 2000 (siehe Tabelle 2.7), wobei dies 59 % der Gesamtinvestitionen der Elektrizitätswirtschaft entspricht (siehe Abbildung 2.13). Die hier beschriebene Ausweitung der Netzinvestitionen waren in den vier Spannungsebenen folgende (VDEW und ifo – Institut – München, 2001):

Im Übertragungsnetz wurden die Ausgaben um 33,5 % auf 329 Millionen Euro erhöht und in die Übertragungsanlagen der Hochspannung wurde mit 536 Millionen Euro um 19 % mehr investiert. Die Anlagen im Mittelspannungsbereich sind mit 590 Millionen Euro um 4,6 % höher dotiert worden und im Niederspannungsbereich wurden die Investitionen mit 877 Millionen Euro nur geringfügig im Vergleich zum Vorjahr erhöht.

Einen weiteren Anstieg der Stromnetzinvestitionen gab es auch im Jahr 2002. Es wurden dort um 19 % mehr als im Jahr 2001 aufgewendet, was einem Betrag von 2,8 Mrd. Euro entspricht.

Die allgemeine Steigerung der Gesamtinvestitionen in Deutschland – für Kraftwerke und Netze – für das Jahr 2002, kann also auf die Ausdehnung des Budgets für Übertragung und Verteilung sowie auf die höheren Etats für die Erzeugung zurückgeführt werden. Die sonstigen Ausgaben waren im Jahr 2002 unverändert im Vergleich zum Vorjahr.

Weiters scheint noch wichtig zu erwähnen, dass in den letzten Jahren die Tendenz erkennbar ist, Freileitungen durch Kabel zu ersetzen. Damit ist gemeint, dass der Nettoverkürzung des Freileitungsnetzes eine Nettoausdehnung des Kabelnetzes gegenübersteht. Als Beispiel kann die Länge des Kabelnetzes der allgemeinen Stromversorger in Deutschland im Jahr 2000 angeführt werden. Sie betrug 1.073.100 km, was einem Anteil von 70 % der gesamten Stromkreislänge entspricht. Das war um etwa 5 % mehr als vor fünf Jahren. Eine solche Verschiebung des Netzausbaus führt natürlich auch zu höheren Investitionskosten im Leitungsbereich.

2.5.5 Gründe für die zukünftigen Investitionsplanungsentscheidungen in Deutschland

Stromverbrauch

Der durchschnittliche Stromverbrauch in der Zeitspanne von 1995 bis 2000 betrug in Deutschland 0,6 % (Primes, 2003).

Laut dieser Primes - Studie wird der Verbrauch in den Jahren 2000 bis 2010 um 1 % pro Jahr steigen. In den Jahren 2010 bis 2030 wird eine Wachstumsrate von 0,8 % pro Jahr angenommen. Dabei ist zu berücksichtigen, dass es sich hierbei um relative²⁵ Wachstumsraten handelt.

Der Faktor Stromverbrauchszuwachs hat somit als Bestimmungsgröße für zukünftige Investitionsentscheidungen in Deutschland eine wesentliche Bedeutung. Vorausgesetzt wird, dass die volkswirtschaftlichen Aspekte wie Versorgungssicherheit bzw. Versorgungsqualität beibehalten werden.

²⁵ Beim relativen Stromwachstum nimmt der Stromverbrauch im betrachteten Zeitraum von Jahr zu Jahr zu. Somit ändert sich auch der jährliche Referenzwert.

Kraftwerke

Wie im Kapitel 2.5.3 erläutert, gehen die Investitionsausgaben in Kraftwerken seit einigen Jahren zurück. So sollen laut den Energieversorgungsunternehmen die Erzeugungsinvestitionen bis zum Jahr 2006 auf rund 0,2 Mrd. Euro reduziert werden, d.h. ihr Anteil liegt dann nur mehr bei 7% der Gesamtinvestitionen.

Wettbewerb

Ein Grund für den Rückgang der Investitionen in Kraftwerke sind die neuen Wettbewerbsbedingungen (siehe Kapitel 1.2 „Bedingungen der Strommarktliberalisierung“). Diese geben den Anreiz die kostenintensive Reserveleistung zu reduzieren, sowie neue Kraftwerkstypen zu errichten, welche geringere spezifische Investitionskosten besitzen. Außerdem können Kraftwerke mit hohen Stromproduktionskosten ihren produzierten Strom nicht mehr zu vollständig kostendeckenden Preisen verkaufen. Ohne Vollkostendeckung können die für den Bau der Kraftwerksanlagen getätigten Investitionen nicht mehr innerhalb von wenigen Jahren amortisiert werden. Dadurch würden nichtamortisierbare Investitionen entstehen.

Kraftwerksanlagen die ein geringes Investitionskapital benötigen bzw. geringe Stromproduktionskosten besitzen sind z.B. GuD-Kraftwerke (Hillebrand, 1997).

Kraftwerksbestand

Ein weiterer wichtiger Punkt für die Investitionsentscheidungen der Elektrizitätsversorgung ist der Anlagenbestand der Kraftwerke (siehe Kapitel 2.3 „Der deutsche Kraftwerkspark“).

In Deutschland ist dieser gut und umfangreich und daher steht hier der Ersatz- und Modernisierungsbedarf (Reinvestitionen) im Vordergrund. Anzumerken ist, dass Deutschland in den letzten Jahren mehr Energie exportiert als importiert hat.

- Dr. Klaus Rauscher, Vorstandsvorsitzender der Vattenfall Europe AG, Berlin schreibt dazu:

„In den nächsten Jahren müssen in Deutschland mehr als 50 Milliarden Euro allein in technischen Erhalt und Modernisierung der Stromwirtschaft investiert werden. Dazu brauchen die Investoren Vertrauen in die politischen und wirtschaftlichen Perspektiven des Standortes Deutschland. Die Politik ist aufgefordert, ein langfristiges Energieprogramm zu entwickeln, das ihnen die notwendige

Planungssicherheit gibt.“ (K. Rauscher: Energiepolitik ist Standortpolitik. Die Welt vom 02.04.2003).

Wie schon vorher erwähnt zeigt die Abbildung 2.8 die Entwicklung der nominellen Bruttoinvestitionen der allgemeinen Stromversorger von Deutschland im Zeitraum von 1980 bis 2002. Auffallend ist, dass die lange Zeit geltende Prägung der Gesamtinvestitionen durch die Ausgaben für Kraftwerke nicht mehr gegeben ist. Stattdessen hat sich eine Verschiebung des Investitionsschwerpunkts zum Netz hin eingestellt.

Netze

Die deutschen Elektrizitätsversorgungsunternehmen haben in den letzten Jahren vorwiegend den Netzausbau forciert, um ein dichteres und stabileres Netz zu erhalten. Aus diesem Grund haben die Übertragungs- und Verteilungsanlagen in Deutschland ein hohes technisches Niveau.

Trotzdem kündigen die allgemeinen Elektrizitätsversorgungsunternehmen ein leichtes Sinken der Investitionen in den Netzausbau an. So werden sich im Jahr 2006 die Investitionen für die Netze voraussichtlich auf 2,4 Mrd. Euro belaufen, was einen Rückgang von 13 %, bezogen auf das Jahr 2002, bedeutet.

Aufgrund der Situation der Kraftwerksinvestitionen und den ebenfalls zukünftig stetigen Rückgang der sonstigen Investitionen, wird die Bedeutung der Netzinvestitionen zunehmen. Im betrachteten Planungszeitraum von 2002 bis 2006 werden rund 70% der Gesamtinvestitionen der allgemeinen Elektrizitätsversorger in Deutschland in Übertragungs- und Verteilungsanlagen investiert (vgl. Abbildung 2.12).

Anzumerken ist, dass die tatsächlichen Investitionsbudgets mit zunehmendem Planungshorizont²⁶ eher unterschätzt werden.

²⁶ Zeiträume über zwei Jahre.

Strompreise

Die Tendenz der Verringerung der Investitionskosten wird auch noch dadurch verstärkt, dass die Investoren (Energieversorgungsunternehmen) kurz- und mittelfristig nur mit einer relativ²⁷ geringen Strompreissteigerung rechnen können. Laut Energieversorgungsunternehmen soll diese Erhöhung für Haushalte im Jahr 2003 5 bis 6% ausmachen.

Die Abbildung 2.10 zeigt die nominelle Strompreisentwicklung (exkl. Steuern, inkl. Abgaben) für Haushalte und Industrie in der Zeit von 1990 bis 2002.

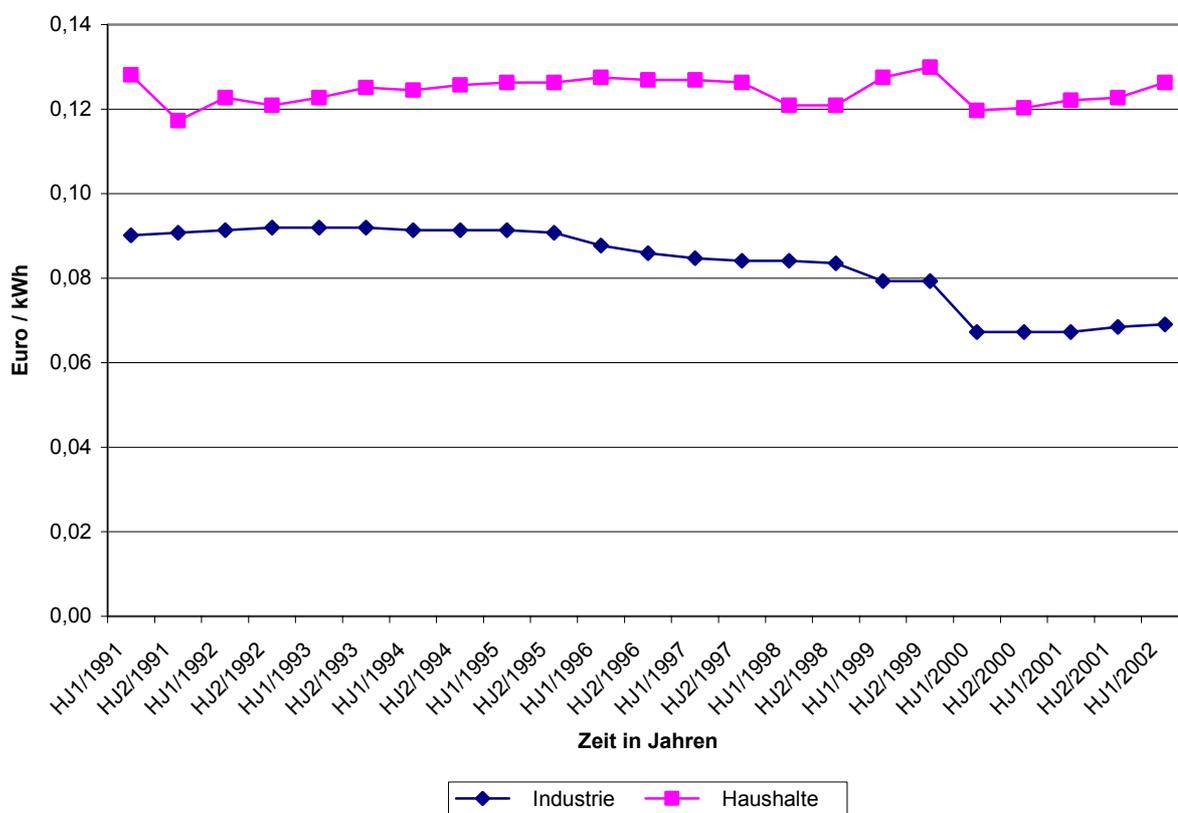


Abbildung 2.10: Die nominelle Strompreisentwicklung (exkl. Steuern, inkl. Abgaben) für Industrie und Haushalte in Deutschland in Abhängigkeit der Zeit. Quelle: Haas, Auer, 2002.

²⁷ Relativ zu den Strompreissenkungen nach dem Eintritt der Liberalisierung.

Die nominelle Strompreisentwicklung in Prozent vom Jänner 1998 bis zum Jänner 2002 ist in Abbildung 2.11 dargestellt. Der Strompreis im Jänner 1998 repräsentiert 100 %. Die hier angegebenen Strompreise beinhalten bereits die Steuern.

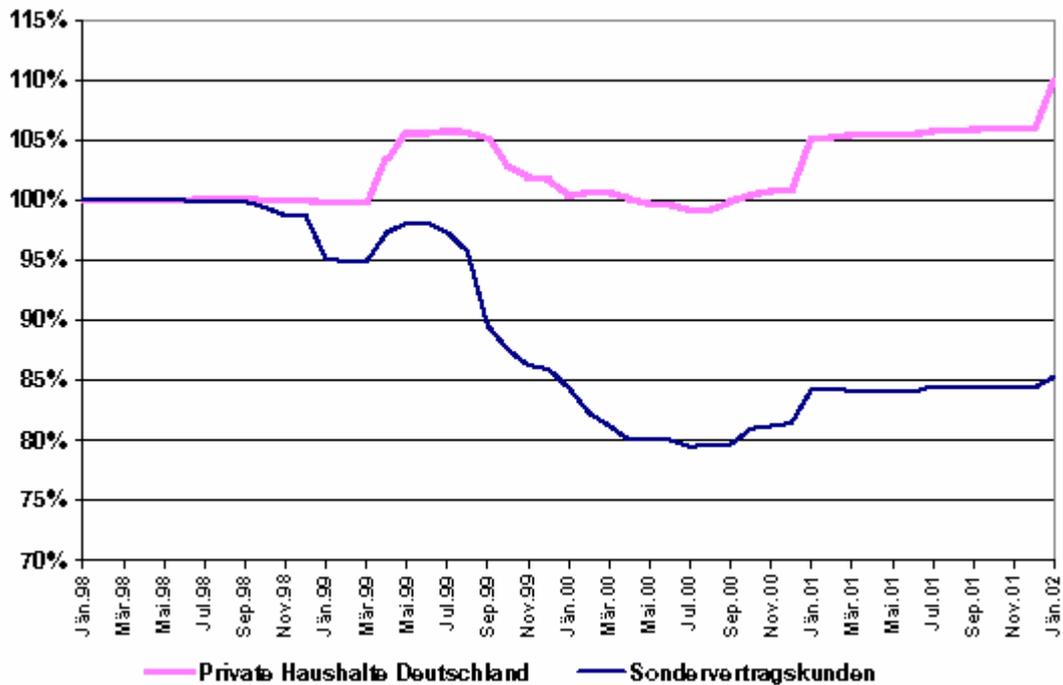


Abbildung 2.11: Nominelle Strompreise (inkl. Steuern) der Haushalte und Sondervertragskunden in Deutschland. Der Strompreis im Jänner 1998 repräsentiert 100%.

Quelle: Statistisches Bundesamt Deutschland.

Der prozentuelle Stromverbrauch nach Kundengruppen ist in den letzten Jahren in Deutschland nahezu konstant geblieben ist. Die Industrie ist mit 48 % der größte Stromverbraucher, gefolgt von den privaten Haushalten mit 26 %, dem Gewerbe, Handel, Dienstleistungen und Landwirtschaft mit 23 % und dem Verkehr mit 3 %.

2.5.6 Geplante zukünftige Investitionen in Deutschland

Die geplante nominelle Investitionsentwicklung der allgemeinen Elektrizitätswirtschaft in Deutschland ist in Abbildung 2.12 bis zum Jahr 2006 dargestellt.

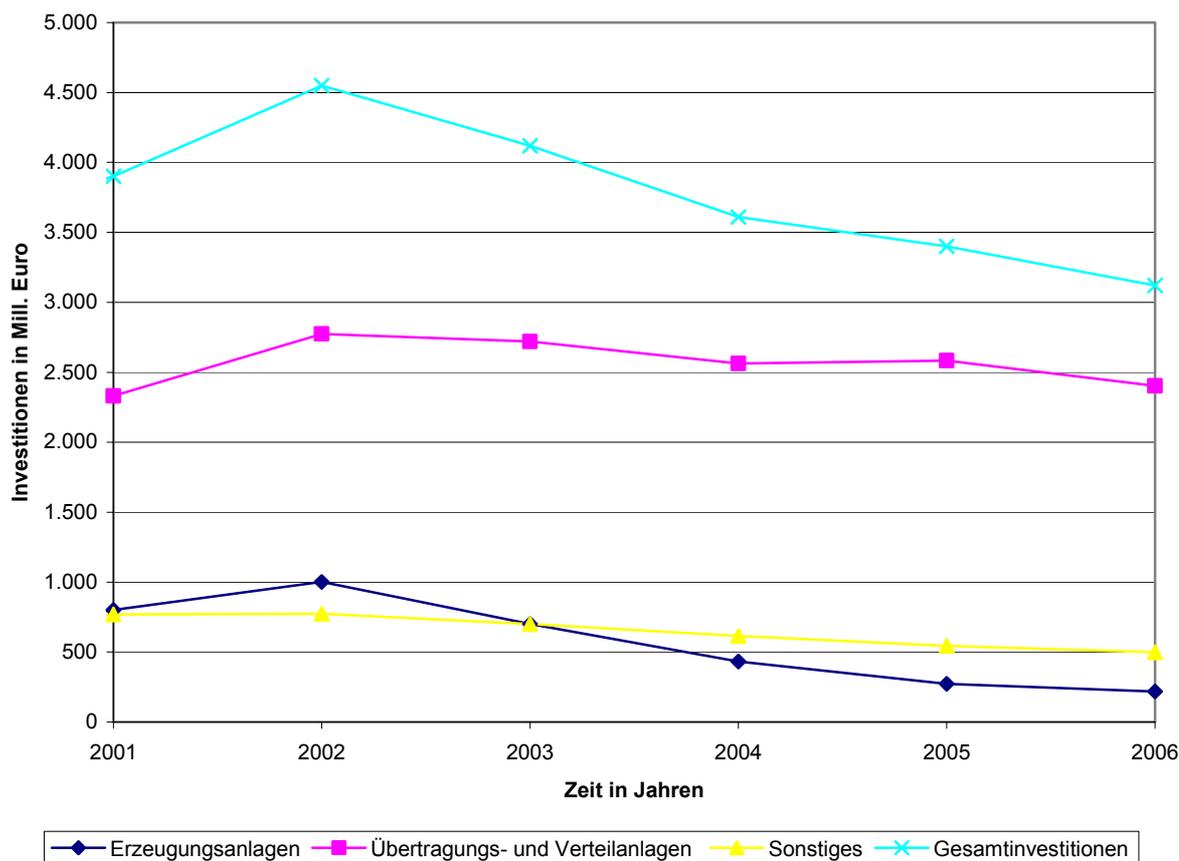


Abbildung 2.12: Geplante nominelle Investitionen der Elektrizitätswirtschaft von Deutschland in Euro bis 2006. Quelle: VDEW und ifo-Institut – München, Investitionsbericht 2001.

Man sieht, dass die nominalen Gesamtinvestitionen bestehend aus Kraftwerken, Netzen und sonstigen Ausgaben der deutschen Elektrizitätsversorger, nach dem Anstieg im Jahr 2002 in den darauf folgenden Jahren wieder kontinuierlich zurückgehen. Im Jahr 2006 sollen laut Planung der allgemeinen Elektrizitätsversorger nur mehr rund 3,1 Mrd. Euro investiert werden.

Wenn man nun den Zeitraum von 1996 bis 2006 betrachtet, so stellt man fest, dass die Investitionen in Erzeugungsanlagen um 91 % zurückgehen werden.

Bei den Übertragungs- und Verteilanlagen beträgt dieser Rückgang an Investitionen „nur“ 22 % und ist daher im Vergleich zum Rückgang der Investitionen in Kraftwerke relativ gering.

Es fraglich ist, ob die hier angegebenen zukünftigen Investitionen im vollen Umfang getätigt werden, denn die Erfahrung hat bei solchen Untersuchungen gezeigt, dass die gemeldeten kurzfristigen²⁸ Planzahlen meistens zu optimistisch eingeschätzt werden.

In Tabelle 2.8 sind die geplanten Veränderungen der Investitionen in Deutschland gegenüber dem Vorjahr in Prozent angegeben.

Tabelle 2.8: Geplante nominelle Veränderungen der Investitionen in Deutschland gegenüber dem Vorjahr in Prozent [%].

Zeit in Jahren	Erzeugungsanlagen	Übertragungs- und Verteilanlagen	Sonstiges	Ges. allgemeine Elektrizitätsversorgung
2002	25	19	0	17
2003	-30	-2	-10	-9
2004	-38	-6	-12	-12
2005	-37	1	-11	-6
2006	-20	-7	-8	-8

Die prozentuell getätigten und geplanten nominellen Investitionsanteile der Kraftwerke, Übertragungs- und Verteilanlagen sowie der sonstigen Ausgaben sind in Abbildung 2.13 dargestellt. Der betrachtete Zeithorizont liegt im Bereich von 1992 bis 2006.

²⁸ Unter kurzfristigen Zeiträumen werden hier ein bis drei Jahre verstanden.

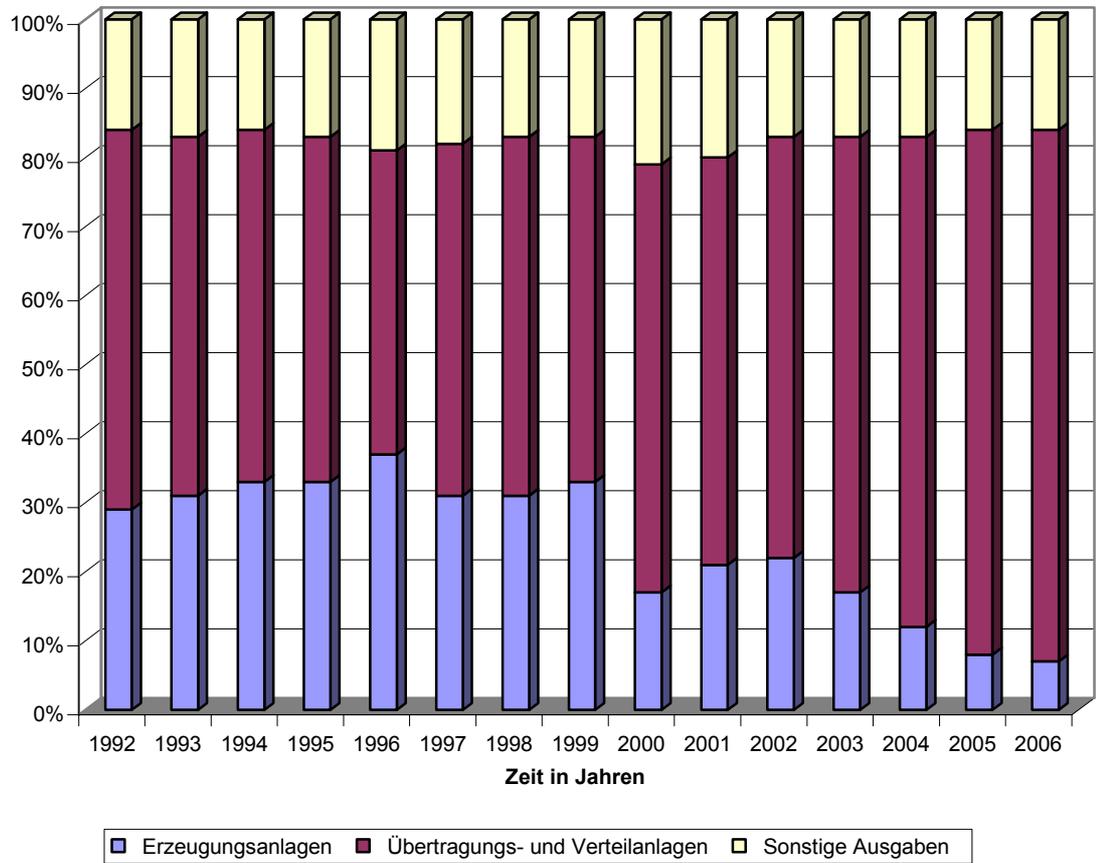


Abbildung 2.13: Getätigte und geplante nominelle Investitionen der Elektrizitätswirtschaft von Deutschland in Prozent im Zeitraum von 1992 bis 2006. Es sind die Stromerzeugungsanlagen, die Übertragungs- und Verteilanlagen sowie die sonstigen Ausgaben jeweils in einem Balken dargestellt.

3 Analyse von Österreich

3.1 Liberalisierung in Österreich

Die 100%ige Liberalisierung des österreichischen Strommarktes erfolgte in zwei Schritten. Am 19. Februar 1999 trat das EIWOG (Elektrizitätswirtschaft- und -organisationsgesetz) - welches ein nationales Gesetz ist - in Kraft. Ab diesem Zeitpunkt konnten Kunden bis zu einem jährlichen Endverbrauch von 40 GWh ihren Stromlieferanten frei wählen. Das heißt nur die Großkunden hatten die Möglichkeit, den Vorteil der Liberalisierung zu nutzen.

Im zweiten Schritt wurde das EIWOG novelliert. Seit dem 1. Oktober 2001 besteht für alle Kunden die Möglichkeit zur freien Wahl des Stromlieferanten.

Die österreichische Bundesregierung hat sich als Netzzugangsvariante für den regulierten Netzzugang (rTPA, regulated Third-Party-Access) entschieden (vgl. Kapitel 1.2.5 „Netzzugangsbestimmungen“). So wurden dafür unabhängige Regulierungsgremien geschaffen mit der Bezeichnung E-Control GmbH und E-Control Kommission.

Der Netzzugang wird ex-ante reguliert und die Netznutzungsentgelte werden von der E-Control Kommission fix vorgegeben.

Außerdem haben die Landesregierungen und Landesbehörden einige ihrer Regulierungskompetenzen in der Elektrizitätswirtschaft behalten, die sie schon vor der Marktöffnung hatten. Zu diesen gehören u.a. Betriebsbewilligungen für Erzeugungsanlagen, Festlegung von Einspeisetarifen für Ökostrom und Kraftwärmekoppelungs-Anlagen, sowie Konzessionserteilung für Verteilnetzbetreiber.

Behörden für die Regulierungsstruktur der österreichischen Elektrizitätswirtschaft

Das Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit ist die oberste Elektrizitätsbehörde und hat die Aufsichtsfunktion über die Regulierungsbehörde E-Control GmbH und E-Control Kommission. Außerdem ist sie für die Erlassung aller Vorschriften zur Durchführung

internationaler Verträge und die Verwaltung der Anteilsrechte des Bundes an der Regulierungsbehörde zuständig.

Die E-Control GmbH ist eine juristische Person privaten Rechts, die mit hoheitlichen Befugnissen betraut wurde. Sie hat die Überwachungsaufgabe für den österreichischen Strommarkt und damit die Aufgabe regulierend einzugreifen, falls es notwendig erscheint.

Weitere wichtige Aufgaben sind:

- Die Überwachung des Wettbewerbs, damit dieser fair gestaltet wird.
- Die Sicherstellung der Transparenz des Marktes.
- Hilfestellung um eine reibungslose Zusammenarbeit aller Marktteilnehmer zu gewährleisten.

Die E-Control Kommission ist ein Kollegialorgan mit richterlichem Charakter und ist zuständig für Erlässe und Bescheide. Weiters hat sie die Aufgabe, Streitigkeiten unter den Marktteilnehmern zu schlichten und Entscheidungen der E-Control GmbH zu begutachten. Die Abbildung 3.1 zeigt die Kontroll- und Regulierungsstruktur der österreichischen Elektrizitätswirtschaft seit der Voll liberalisierung am 1. Oktober 2001.

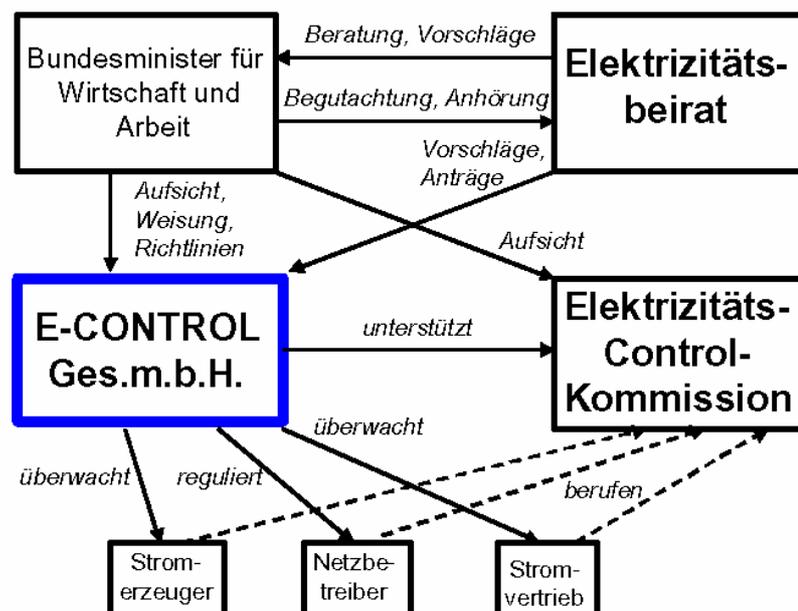


Abbildung 3.1: Die Regulierungsstruktur der österreichischen Elektrizitätswirtschaft seit der 100%igen Liberalisierung. Quelle: Haas, 2/2002.

3.2 Anbieter am österreichischen Strommarkt

Auch in Österreich gab es nach der Liberalisierung eine Umstrukturierung in der Elektrizitätswirtschaft. Die Abbildung 3.2 und Abbildung 3.3 zeigen die Beteiligungsverhältnisse der österreichischen Stromwirtschaft mit dem Stand vom 31. Dezember 2002.

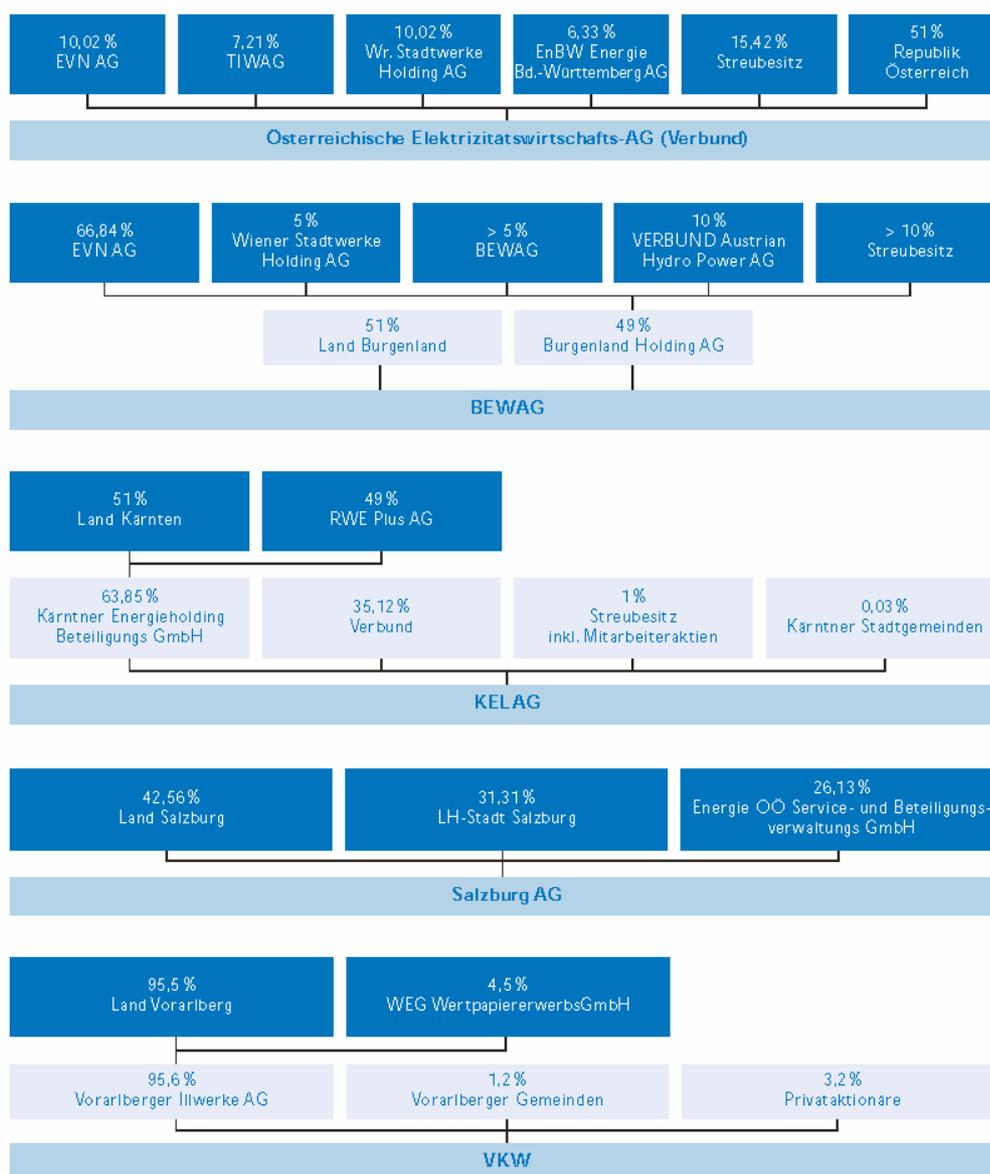


Abbildung 3.2: Die Beteiligungsverhältnisse der österreichischen Stromwirtschaft.

Quelle: E-Control, Jahresbericht 2002.

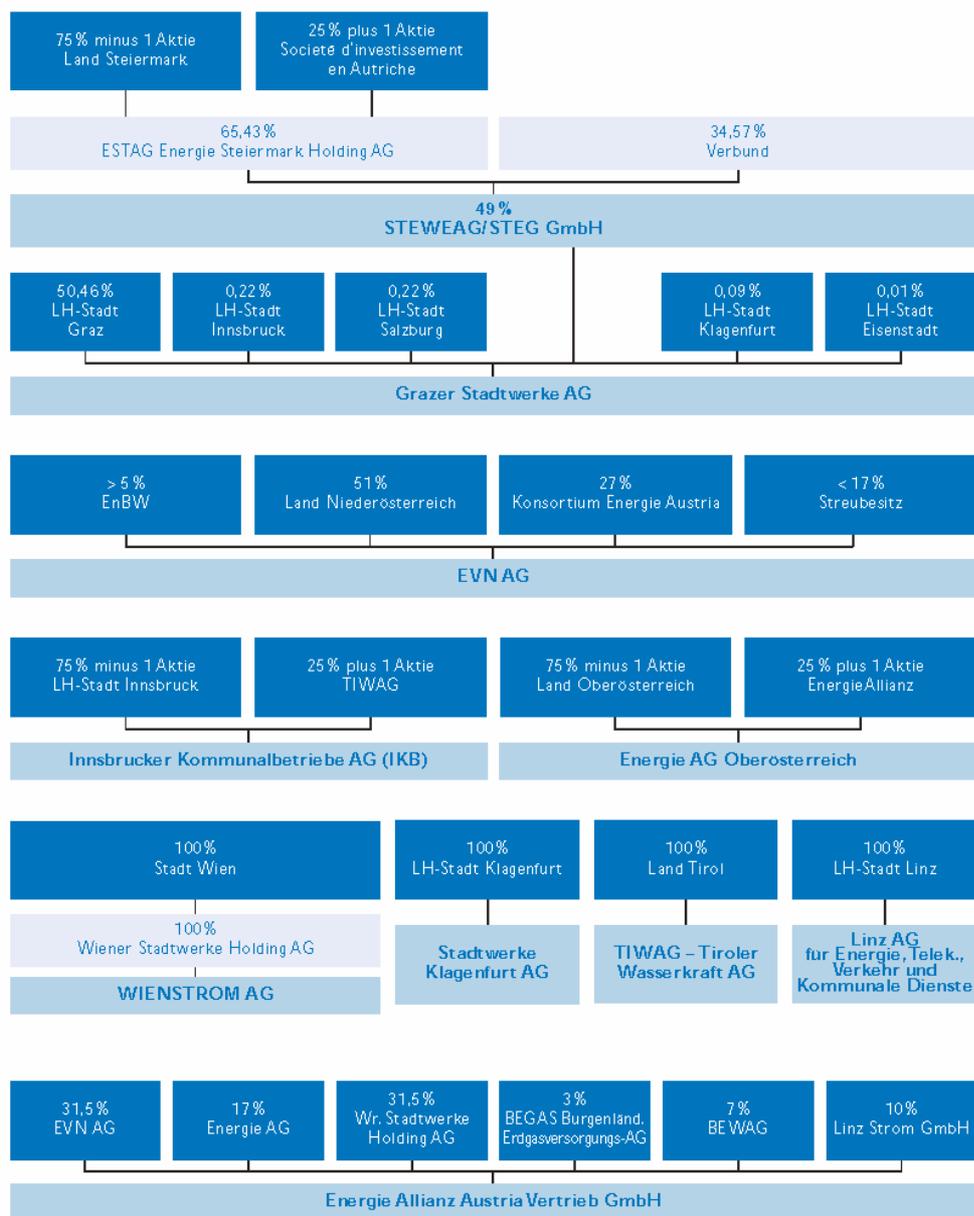


Abbildung 3.3: Die Beteiligungsverhältnisse der österreichischen Stromwirtschaft.

Quelle: E-Control, Jahresbericht 2002.

In den letzten Jahren bildeten sich neben den gegenseitigen Beteiligungen auch strategische Blöcke. So ist z.B. die ENERGIEALLIANZ eine Vertriebskooperation zwischen EVN, Linz AG, Wiener Stadtwerke und Bewag Begas. Eine andere Kooperation findet in Form der Energie-West statt, bei der es neben einer Zusammenarbeit von TIWAG und anderen Tiroler E-Werken auch zu einer festeren Kooperation zwischen VKW und TIWAG kommen soll.

Außerdem besteht seit einigen Jahren eine enge vertrauliche Bindung zwischen der E.ON und der TIWAG sowie der deutschen Energie Baden Württemberg (EnBW) und den Vorarlberger Illwerken.

Für ausländische Investoren sind österreichische Unternehmen, aber auch der Standort Österreich, aufgrund der geographischen Lage (Zentrum Europas), von Bedeutung. Einen weiteren Faktor stellen die niedrigen Stromproduktionskosten²⁹ in Österreich wegen des hohen Anteils an Wasserkraft- und Pumpspeicherkraftwerken³⁰ (vgl. Kapitel 3.3, „Der österreichische Kraftwerkspark“) dar.

Trotz der ausländischen Beteiligungen befinden sich die österreichischen Stromversorgungsunternehmen, entsprechend den gesetzlichen Vorgaben, auch nach der vollständigen Liberalisierung mehrheitlich in öffentlichem Besitz. Der größte österreichische Stromversorger und -produzent ist die Verbund AG, die ca. 31% des österreichischen Stroms produziert.

²⁹ Die niedrigen Stromproduktionskosten von Wasserkraftwerken sind dann möglich, wenn die Kraftwerke bereits beschrieben sind.

³⁰ Die Pumpspeicherkraftwerke haben aufgrund ihrer flexiblen Leistungsregelung am liberalisierten Markt an Bedeutung gewonnen.

3.3 Der österreichische Kraftwerkspark

3.3.1 Bruttostromerzeugung nach Kraftwerken

Österreich ist am europäischen Strommarkt dafür bekannt, dass ein Großteil der Stromversorgung aus „umweltfreundlicher“ Wasserkraft erzeugt wird. Dieser Anteil betrug im Jahr 2001 67 %, wobei 47 % aus Laufwasserkraftwerken und 20 % aus Speicherkraftwerken erzeugt wurde. Der restliche Energiebedarf wird durch Wärmekraftwerke erzeugt, wobei hier die Gaskraftwerke mit einem 16 %igen Anteil den größten Bereich darstellen. Die Tabelle 3.1 zeigt die Struktur der österreichischen Stromerzeugung im Jahr 2001. In dieser Tabelle ist aber die Energieerzeugung aus Biomasse, Wind und PV von ca. 1 % noch nicht berücksichtigt.

Tabelle 3.1: Struktur der österreichischen Stromerzeugung in GWh im Jahr 2001. Quelle: E-Control, 2003.

Kraftwerks- typ	Wien	Nieder- österreich.	Burgen- land	Öber- österreich.	Steier- mark	Kärnten	Salz- burg	Tirol	Vor- arlber	Summe
Laufwasser	1.276	7.415	20	10.240	2.630	3.349	1.358	2.798	417	29.501
Speicherwasser	-	98	-	244	329	1.994	2.443	4.190	3.038	12.336
Ges. Wasserk.	1.276	7.514	20	10.483	2.959	5.343	3.801	6.988	3.455	41.837
Steinkohle	-	2.604	-	1.120	1.312	274	-	-	-	5.310
Braunkohle	-	-	-	1	1.518	77	-	-	-	1.595
Öl	842	92	-	170	369	87	71	12	3	1.646
Gas	3.599	1.972	40	3.091	791	46	90	46	10	9.684
Sonstige Ther.	321	46	2	743	652	301	102	8	7	2.181
Thermische	4.762	4.713	42	5.124	4.642	785	263	66	20	20.416
Ges. Stromerz.	6.038	12.227	62	15.608	7.601	6.127	4.064	7.053	3.475	62.253

Diese „umweltfreundlichen“ Wasserkraftwerke haben den Nachteil, dass sie einer jährlichen Schwankungsbreite unterliegen und dadurch vom Wasseraufkommen abhängig sind (Regelarbeitsvermögen = RAV).

So gibt es im Sommer ausreichend viel Wasser, d.h. es kann demzufolge mehr Energie erzeugt werden als im Winter. Im Winter hingegen herrscht eine gegenläufige Situation, denn das geringere Wasserangebot steht einem höheren Strombedarf gegenüber.

Diese Tatsache wird in Österreich teilweise durch thermische Kraftwerke kompensiert, die in der Lage sind, über das gesamte Jahr hinweg konstant Energie zu erzeugen.

Trotz der thermischen Kraftwerke wird in Österreich im Sommer Energie exportiert und im Winter Energie importiert. So war Österreich in den letzten zwanzig Jahren ein Nettostromexporteur, mit Ausnahme der Jahre 1991, 1992 und 2001 (siehe Abbildung 3.7).

3.3.2 Altersstruktur des österreichischen Kraftwerksparks

Die Abbildung 3.4 zeigt die Altersstruktur der österreichischen Kraftwerke vom Jahr 2000. Der Großteil des heutigen Kraftwerksparks ist im Zeitraum von 1960 bis 1990 erbaut worden. In diesen drei Jahrzehnten wurden 71 % der heutigen Kraftwerke gebaut. In den letzten zehn Jahren ist eine rückläufige Entwicklung des Zubaus zu beobachten. Der Wert liegt knapp unter 3 %.

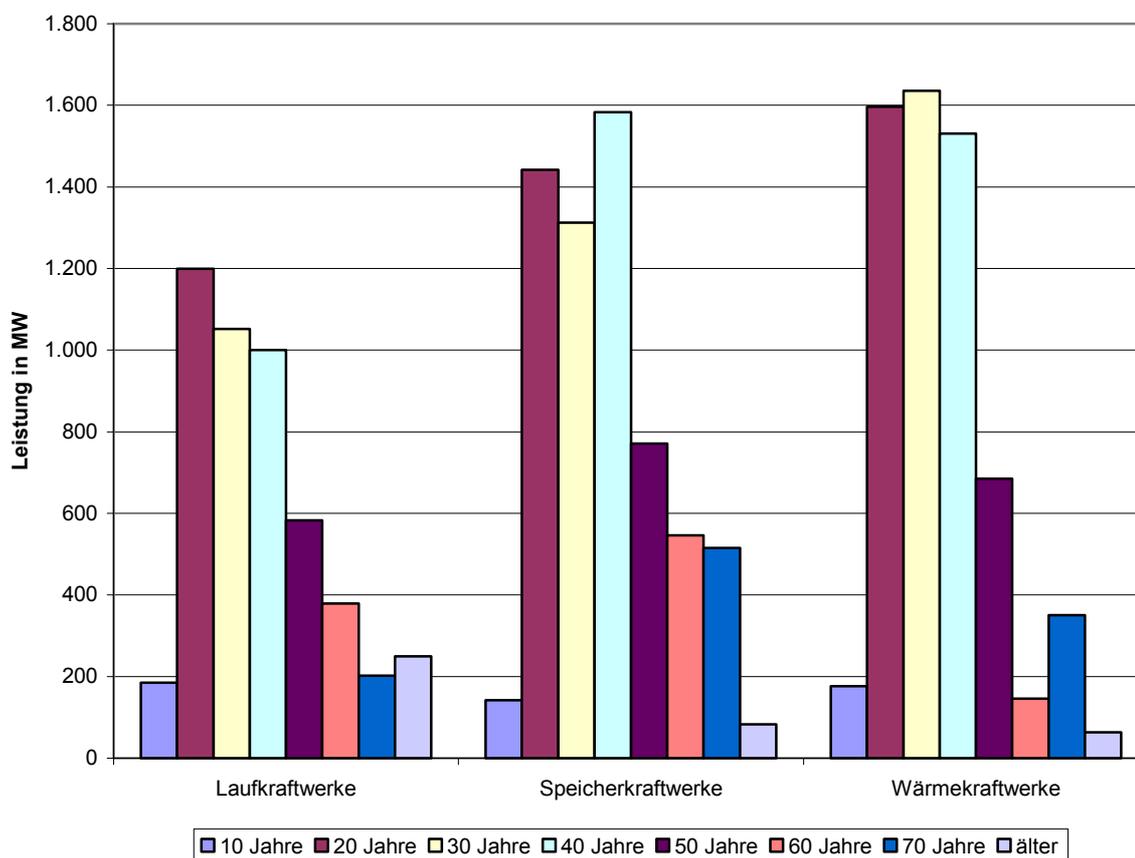


Abbildung 3.4: Altersstruktur der Kraftwerke in Österreich (Stand 2000).

Quelle: Betriebs- und Bestandsstatistik 1998 und 2000.

3.4 Netze in Österreich

3.4.1 Netzerrichtungskosten

Die Errichtungskosten für Netzbetriebsmittel der Nieder- und Mittelspannungsebene in Österreich sind in Tabelle 3.2 dargestellt. Wenn man die österreichischen Werte mit Deutschland (Tabelle 2.3) vergleicht, erkennt man, dass die Errichtungskosten für die Mittelspannungsebene in Österreich ca. im Mittel der deutschen Werte liegen.

Die Anschaffungskosten für Niederspannungsleitungen sind in Österreich aber tendenziell höher als in Deutschland.

Tabelle 3.2: Errichtungskosten für Netzbetriebsmittel der Nieder- und Mittelspannungsebene in Österreich. Quelle: CONSENTEC Consulting, 2002.

Netztyp	Kosten in €/m
MS - Freileitung	40
MS - Kabel (ländlich)	40
MS - Kabel (städtisch)	83
NS - Kabel (ländlich)	77 - 110
NS - Kabel (städtisch)	116 - 137
Ortsnetzstation [€]	2.800 - 8.950

3.4.2 Das österreichische Übertragungsnetz

In Österreich gibt es drei Regelzonen, wobei die Regelzone Ostösterreich von der Austrian Power Grid GmbH (Verbund AG) betrieben wird (Wirtschaftskammern Österreichs, 2003). Die TIWAG führt die Regelzone von Tirol und Vorarlberg und ist in die deutsche Regelzone - RWE NET - eingebettet, wobei die Aufgaben des Regelzonenführers auf österreichischem Staatsgebiet von der VKW übernommen wird. Die drei Regelzonen in Österreich sind in Abbildung 3.5 dargestellt.

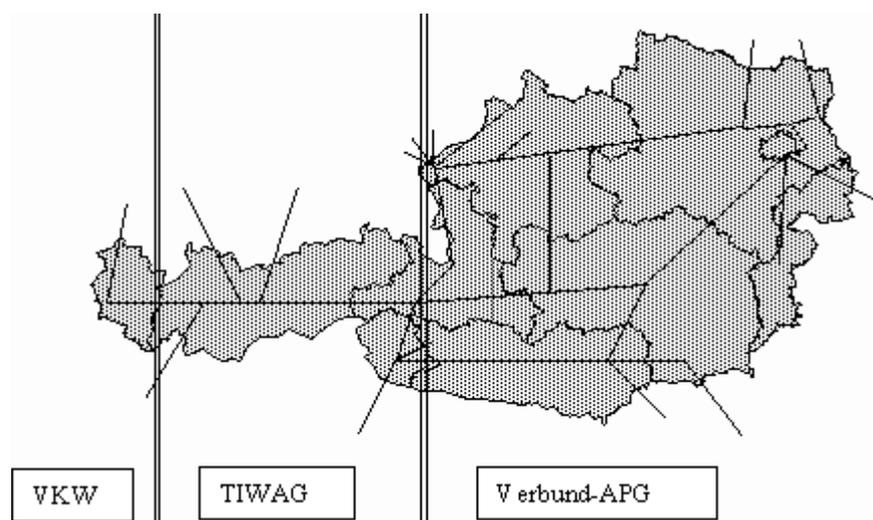


Abbildung 3.5: Die drei Regelzonen in Österreich.

Quelle: E-Control, BMWA.

In der Abbildung 3.6 sind die installierten Längen der Freileitungen und Kabel in Österreich bis zum Jahr 2000 abgebildet. Bis zum Jahr 1986 wurde der Netzausbau der 380 kV-Leitung forciert. Dann blieb er für eine Zeitdauer von elf Jahren mit ca. 1000 km konstant. Erst ab dem Jahr 1998 wurde mit dem Ausbau des Übertragungsnetzes wieder begonnen.

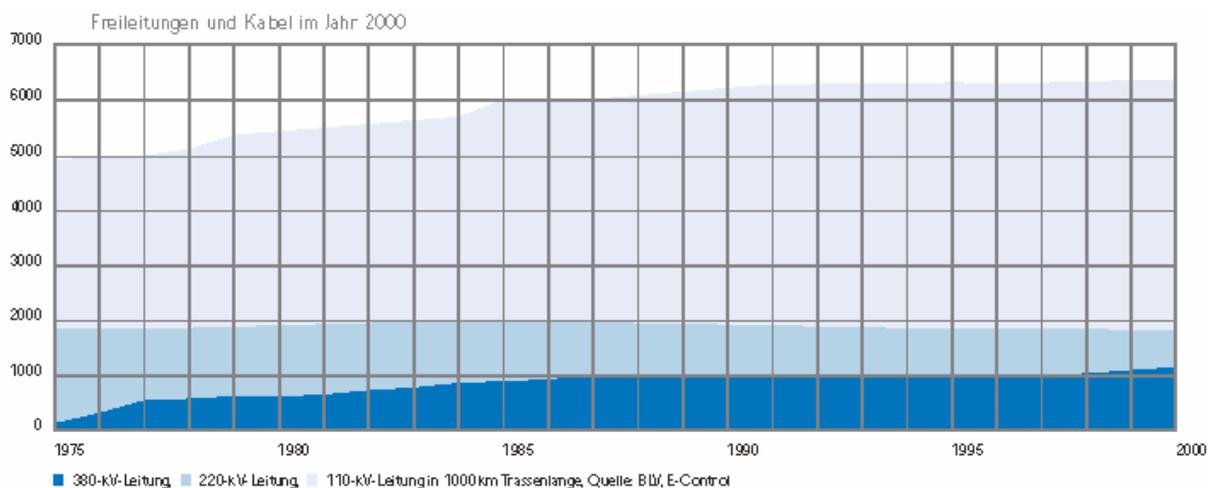


Abbildung 3.6: Leitungslängen des Übertragungsnetzes von Österreich in km. Es sind die Längen der 380 kV-, 220 kV-, und der 110 kV-Leitungen dargestellt. Quelle: Jahresbericht E-Control, 2001.

In den letzten Jahren wurden ein Teil der Westtirol-Leitung sowie die südöstliche Leitung von Wien Süd-Ost ins Südburgenland und von Obersielach nach Kainachtal fertig gestellt.

Das größte aktuelle Netzausbauprojekt in Österreich findet derzeit im Burgenland³¹ und in der Steiermark statt. Es soll eine 380 kV-Leitung errichtet werden, denn die bestehende steirische 220kV-Leitung bildet seit den fünfziger und sechziger Jahren das Rückgrat der steirischen Stromversorgung und hat mittlerweile ihre Kapazitätsgrenze erreicht.

Mit dem Ausbau dieser Leitung wird eine wichtige Lücke im österreichweiten Übertragungs-Ring geschlossen. So können die großen Speicherkraftwerke in den Alpen (z. B. Kaprun) sowie die großen Flußkraftwerke (Donau, Drau, Enns, Mur, etc.) noch besser mit den Zentren des Südens verbunden werden.

Laut Prof. Brauner von der TU-Wien sollen in Zukunft in Österreich folgende Übertragungsleitungen (380kV) gebaut werden (etz, 2002).

- Südburgenland-Leitung zwischen den Umspannwerken Südburgenland und Kainachtal,
- Oberösterreich-Leitung von Tauern nach St. Peter,

³¹ Die 380 kV-Burgenlandleitung ist mit Ende 1999 in Betrieb gegangen.

- Süd-Leitung zwischen Lienz und Obersielach und die
- Westtirol-Leitung von Zell/Ziller nach Westtirol.

Der vernachlässigte Ausbau der Übertragungsnetze in Österreich stellt ein Versäumnis dar. So laufen die Genehmigungsverfahren für die Südburgenland-Leitung schon seit über 17 Jahren.

Die Abbildung 3.7 zeigt das Übertragungsnetz (380 kV und 220 kV Leitungen) von Österreich mit dem Stand vom Jahr 2002 sowie die physikalischen Stromexporte und -importe vom Jahr 2001. Es sind die regelmäßigen Netzengpässe (gelbe Linien) sowie die potentiellen Netzengpässe zwischen St. Peter und Kaprun eingezeichnet.

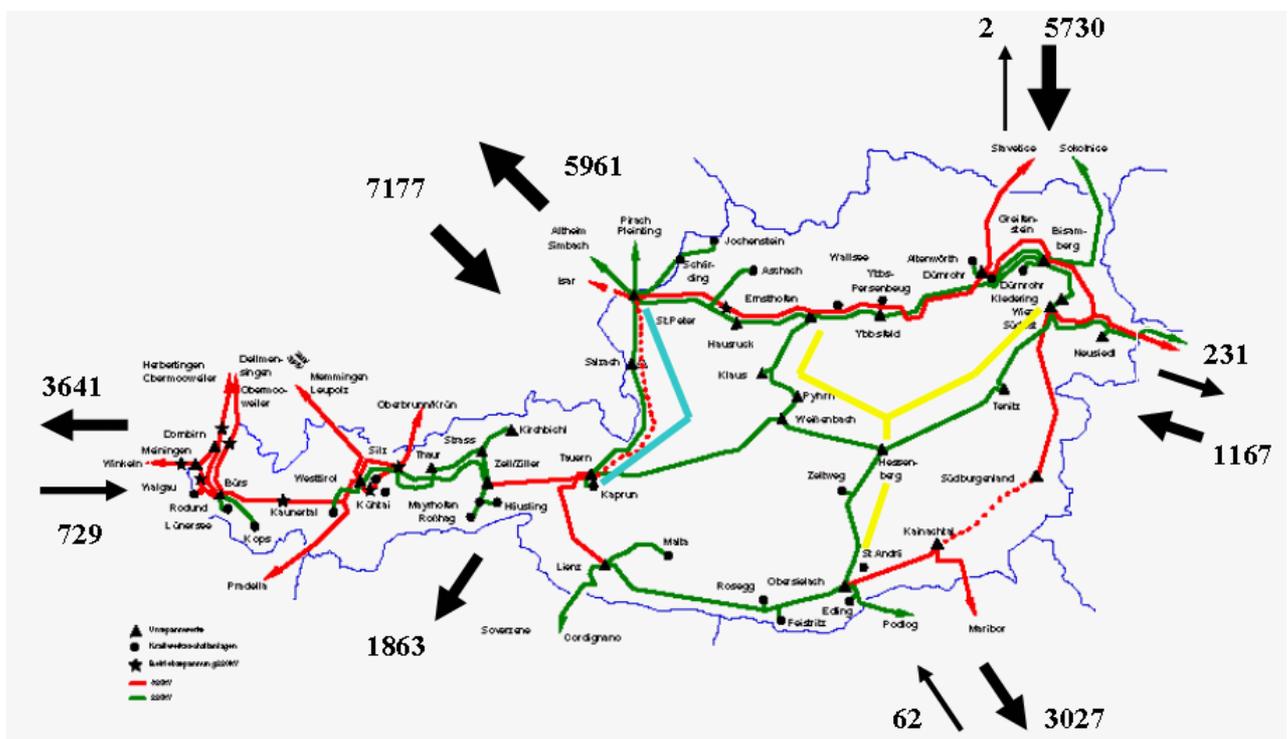


Abbildung 3.7: Das Übertragungsnetz in Österreich. Die gelben Linien zeigen die regelmäßigen Netzengpässe und die hellblaue Linie zeigt den potentiellen Netzengpass. Es ist auch der Stromaustausch von Österreich mit den Nachbarländern eingezeichnet (Stand 2001).

Quelle: Urbantschitsch 2002, aktualisiert von Niedertscheider am 17.6.2003 mit Daten von E-Control Jahresbericht 2002 und UCTE Bericht Memo 2001.

Die Tabelle 3.3 zeigt die Trassenlänge des Übertragungsnetzes des österreichischen Verbundnetzes pro Fläche im Jahr 2000.

Tabelle 3.3: Trassenlänge des Übertragungsnetzes des österreichischen Verbundnetzes pro Fläche (Stand 2000). Quelle: E-Control, Jahresbericht 2002 und Verwaltung Land Steiermark, 2003.

Kabellänge in m / ges. Fläche	m/km ²
220 kV Leitung	21,4
380 kV Leitung	15,0

Die derzeit verfügbaren Transitzkapazitäten von Österreich zu seinen Nachbarländern sind in Tabelle 3.4 dargestellt. Daraus ist ersichtlich, dass diese beschränkt sind, wodurch sich Einschränkungen durch den weiträumigen Stromtransit ergeben (vgl. Kapitel 2.4 „Änderungen bei den Übertragungsnetzen aufgrund der Deregulierung“). Es ist zu beachten, dass bei weiträumigen Transiten (z.B. von Frankreich nach Italien) alle europäischen Netze durch Streuflüsse belastet werden. Deshalb ist das österreichische 220 kV Netz mittlerweile durch derartige Transitbelastungen und durch den allgemeinen Lastanstieg der Verbraucher und die Industrieansiedlung an seine Kapazitätsgrenze geraten. Es treten somit Leistungsbelastungen bis über 115% auf. Weiters kommt es durch nicht prognostizierbare Belastungen, die diese Werte bei weitem übersteigen, mehrmals pro Jahr zur Überlastauslösung von Verbundleitungen.

Tabelle 3.4: Transitzkapazität von Österreich zu seinen Nachbarländern.

Quelle: Brauner, Engpassmanagement im Übertragungsnetz, 2002.

Zielland	Transitzkapazität
Deutschland	1150 MW
Italien	200 MW
Tschechien + Slowakei + Ungarn	1100 MW
Italien + Slowenien	650 MW
Deutschland + Schweiz	2900 MW
Ungarn	700 MW

3.5 Investitionen am österreichischen Strommarkt

3.5.1 Investitionen in Österreich

Die Abbildung 3.8 zeigt die getätigten nominellen Investitionen in Millionen Euro der Elektrizitätswirtschaft von Österreich in den Jahren von 1970 bis 1988. Es sind die Stromerzeugungsanlagen, die Übertragungs- und Verteilanlagen sowie die sonstigen Ausgaben getrennt voneinander dargestellt.

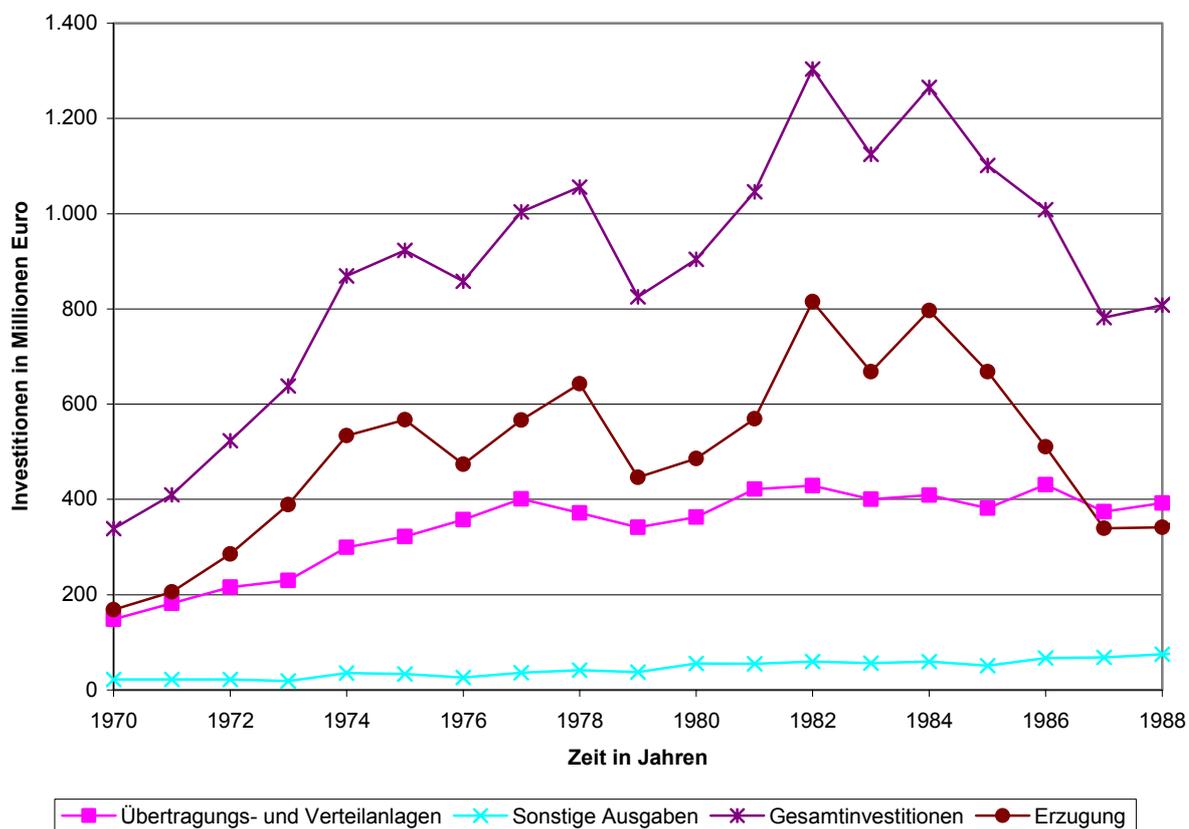


Abbildung 3.8: Getätigte nominelle Investitionen in Millionen Euro der Elektrizitätswirtschaft von Österreich in den Jahren von 1970 bis 1988. Es sind die Investitionen in Stromerzeugungsanlagen, die Übertragungs- und Verteilanlagen sowie die sonstigen Ausgaben getrennt dargestellt.

Quelle: Energiebericht 1986 und 1990.

Aus dieser Abbildung ist ersichtlich, dass die Elektrizitätsversorgungsunternehmen im Zeitraum von 1982 bis 1985 insgesamt rund 4,795 Mrd. Euro an Gesamtinvestitionen getätigt haben. Zu diesen Unternehmen zählen die Verbundgesellschaft, die Sondergesellschaften, die Landesgesellschaften sowie die landeshauptstädtischen Elektrizitätsversorgungsunternehmen. Dies waren die größten Investitionsausgaben in Österreich innerhalb von vier Jahren im Zeitraum von 1970 bis 2002 (vergleiche dazu auch die Abbildung 3.12). Von diesen 4,795 Mrd. Euro entfielen 61% auf Erzeugungsanlagen, 34% auf Netze und 5% auf sonstige Anlagen.

Der Großteil dieser Investitionen betraf also die Erzeugungsanlagen, wobei hier die Kraftwerke Greifenstein, Walgau, Zillergründl, Kellerberg, Villach, Bischofshofen, Urreiting, Paternion, Dürnrohr, Mellach und Riedersbach 2 gebaut worden sind (Energiebericht, 1986).

Die Investitionen in sonstige Ausgaben sind im Zeitraum von 1970 bis 1988 nahezu konstant um ca. 9% pro Jahr angestiegen.

Die Tabelle 3.5 zeigt die Veränderungen der nominellen Investitionen in Prozent [%] in der Zeitspanne von 1971 bis 1988, jeweils gegenüber dem Vorjahr.

Tabelle 3.5: Veränderungen der nominellen Investitionen in Österreich gegenüber dem Vorjahr. Die Veränderungen sind in Prozent [%] angegeben. Der Zeithorizont beträgt von 1971 bis 1988.

Zeit in Jahren	Erzeugungsanlagen	Übertragungs- und Verteilanlagen	Sonstiges	Ges. allgemeine Elektrizitätsversorgung
1971	22	23	0	21
1972	39	19	-1	28
1973	36	6	-13	22
1974	37	30	88	36
1975	6	7	-6	6
1976	-16	11	-22	-7
1977	20	12	37	17
1978	13	-7	15	5
1979	-31	-8	-9	-22
1980	9	6	49	10
1981	17	16	-2	16
1982	43	2	10	25
1983	-18	-7	-6	-14
1984	19	2	5	12
1985	-16	-7	-14	-13
1986	-24	13	32	-8
1987	-34	-13	2	-22
1988	0	5	9	3

3.5.2 Investitionen in Kraftwerke

Wie schon vorher erwähnt, wurde in den Jahren von 1982 bis 1985 der Kraftwerksausbau überdurchschnittlich stark forciert. Aber auch in den Jahren von 1970 bis 1986 wird der Verlauf der Gesamtkosten der österreichischen Elektrizitätswirtschaft vorwiegend durch die Struktur der Kraftwerkskosten bestimmt (siehe Abbildung 3.8).

Erst in den Jahren 1987 und 1988 sind die Investitionen in Übertragungs- und Verteilanlagen erstmals höher als die Kraftwerksinvestitionen.

3.5.3 Investitionen in Netze

Die nominellen Netzinvestitionen für die Übertragung und Verteilung sind in den Jahren von 1970 bis 1977 mit rund 15 % pro Jahr angestiegen (vgl. Tabelle 3.5). In den darauf folgenden Jahren 1977 bis 1988 blieben die Investitionen für Netze mit ca. 400 Millionen Euro nahezu konstant. Bei den Werten aus Abbildung 3.8 handelt es sich um nominelle Werte.

Beim Netzausbau fällt im Hochspannungsbereich vor allem der Investitionsaufwand für den weiteren Ausbau des Übertragungsnetzes (380 kV Leitung) ins Gewicht, der im Zeitraum von 1975 bis 1988 stark forciert wurde.

So belief sich der Bestand der Trassenlänge der 380 kV Leitung auf 895 km im Jahr 1985. Bis zum Jahr 1988 wurde diese auf 1024,6 km ausgebaut (Energiebericht 1986 und 1990).

Die Abbildung 3.9 zeigt die nominellen Investitionen in Übertragungs- und Verteilanlagen der österreichischen Elektrizitätsversorgungsunternehmen im Zeitraum von 1976 bis 2000.

Die Gesamtnetznvestitionen, bestehen aus der Summe der Investitionen in Übertragungs- und Verteilanlagen, waren nicht zugänglich, deshalb wurden sie laut Kapitel 3.5.4 berechnet (siehe „Modellbeschreibung zur Berechnung der Werte“).

Die Verteilnetznvestitionen ergeben sich aus der Differenz der Gesamtnetznvestitionen minus der Investitionen in Übertragungsnetze.

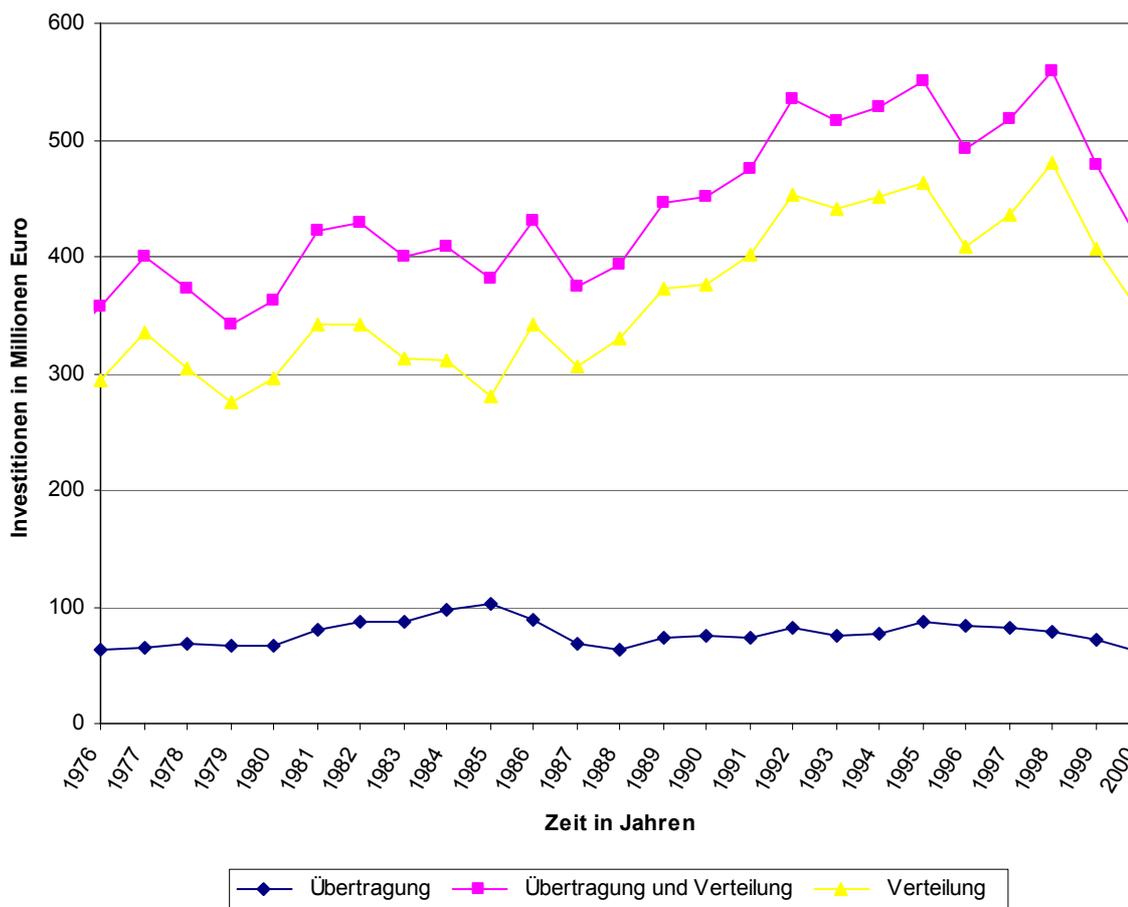


Abbildung 3.9: Nominelle Investitionen in Übertragungs³²- und Verteilanlagen der österreichischen Stromversorger in den Jahren von 1976 bis 2000. Quelle: Peroutka, E-Control, 2003 und eigene Berechnungen³³.

³² Quelle: Peroutka, E-Control, 2003.

³³ Die Investitionen in Verteilanlagen waren nicht zugänglich, deshalb wurden sie berechnet (vgl. Kapitel 3.5.4, „Modellbeschreibung zur Berechnung der Werte“).

3.5.4 Investitionen der öffentlichen Elektrizitätsunternehmen in Österreich

Die Abbildung 3.10 zeigt die getätigten nominellen Investitionen der öffentlichen Elektrizitätsunternehmen in Österreich in Prozent im Zeitabschnitt von 1986 bis 2002. Als öffentliche Unternehmen werden hier der Verbundkonzern, die Landesgesellschaften und die Landeshauptstädtischen EVU's bezeichnet.

Im hier abgebildeten Zeitabschnitt haben die Landesgesellschaften den größten Anteil an Investitionen für die Elektrizitätswirtschaft in Österreich geleistet. Bis zum Jahr 1999 (1986 bis 1999) war der zweitgrößte Investor die Verbund AG - mit einem jährlichen Durchschnitt von 27 %, gefolgt von den Landeshauptstädtischen EVU's mit 8 %.

Ab dem Jahr 2000 investierten die Landeshauptstädtischen EVU's nahezu gleich viel wie die Verbund AG.

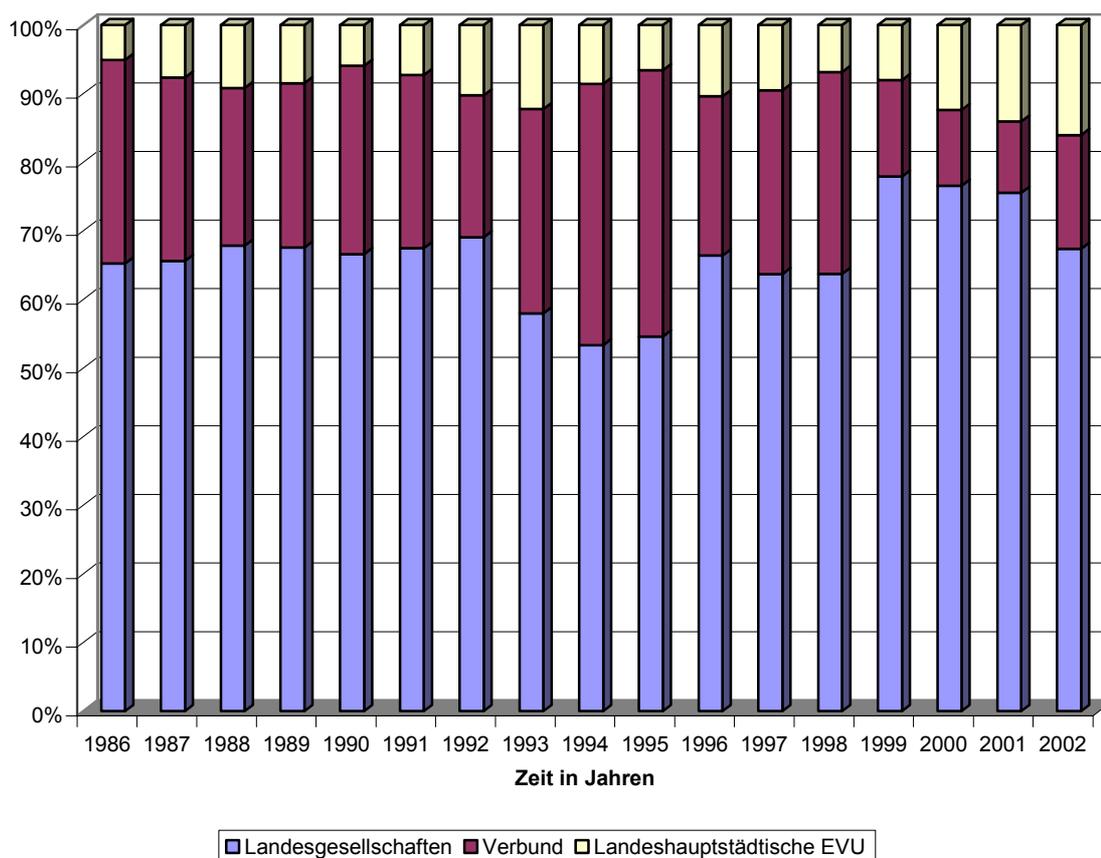


Abbildung 3.10: Nominelle Investitionen der öffentlichen Elektrizitätsunternehmen in Österreich in Prozent [%] im Zeitabschnitt von 1986 bis 2003.

In der Abbildung 3.11 sind die nominellen Investitionen der öffentlichen Unternehmen in Österreich im Zeitraum von 1986 bis 2002 in Millionen Euro dargestellt.

Die Investitionsauswirkungen in der Elektrizitätswirtschaft sind aufgrund der Deregulierung schon ein Jahr vor der Liberalisierung erkennbar. Seit 1998 gab es eine starke Reduktion der Gesamtinvestitionen.

Die Stromversorger investierten im Jahr 1998 965 Millionen Euro, im Jahr 1999 nur mehr 811 Millionen Euro (das sind um 16 % weniger als im Jahr zuvor) und im Jahr 2000 sogar nur 687 Millionen Euro, also wiederum um 15,3 % weniger als im Jahr 1999.

Ein weiterer Rückgang ist auch im Jahr 2001 zu beobachten. In diesem Jahr erfolgte die 100%ige Liberalisierung in Österreich und damals investierten die Elektrizitätsversorgungsunternehmen insgesamt nur mehr 606 Millionen Euro.

Der vorläufige Investitionstiefpunkt der öffentlichen Elektrizitätsversorger Österreichs ist im Jahr 2002 mit Investitionen von 525 Millionen Euro erkennbar. Dies entspricht einer Verringerung von 13,3% gegenüber dem Vorjahr.

Wenn man sich nun den Investitionsrückgang der Elektrizitätsversorgungsunternehmen in Österreich von 1998 bis 2002 ansieht, so stellt man fest, dass die Gesamtinvestitionen um 45,6 % zurückgegangen sind.

Dieser Rückgang betrifft den Verbundkonzern mit rund -67,7 % (von 269 Millionen Euro auf 87 Millionen Euro) und die Landesgesellschaften mit -39,3 % (von 582 Millionen Euro auf 353 Millionen Euro). Lediglich die Landeshauptstädte erhöhten ihre Investitionen innerhalb dieses Zeitraums von 62 Millionen Euro auf 85 Millionen Euro. Das ist eine Erhöhung um 37 %.

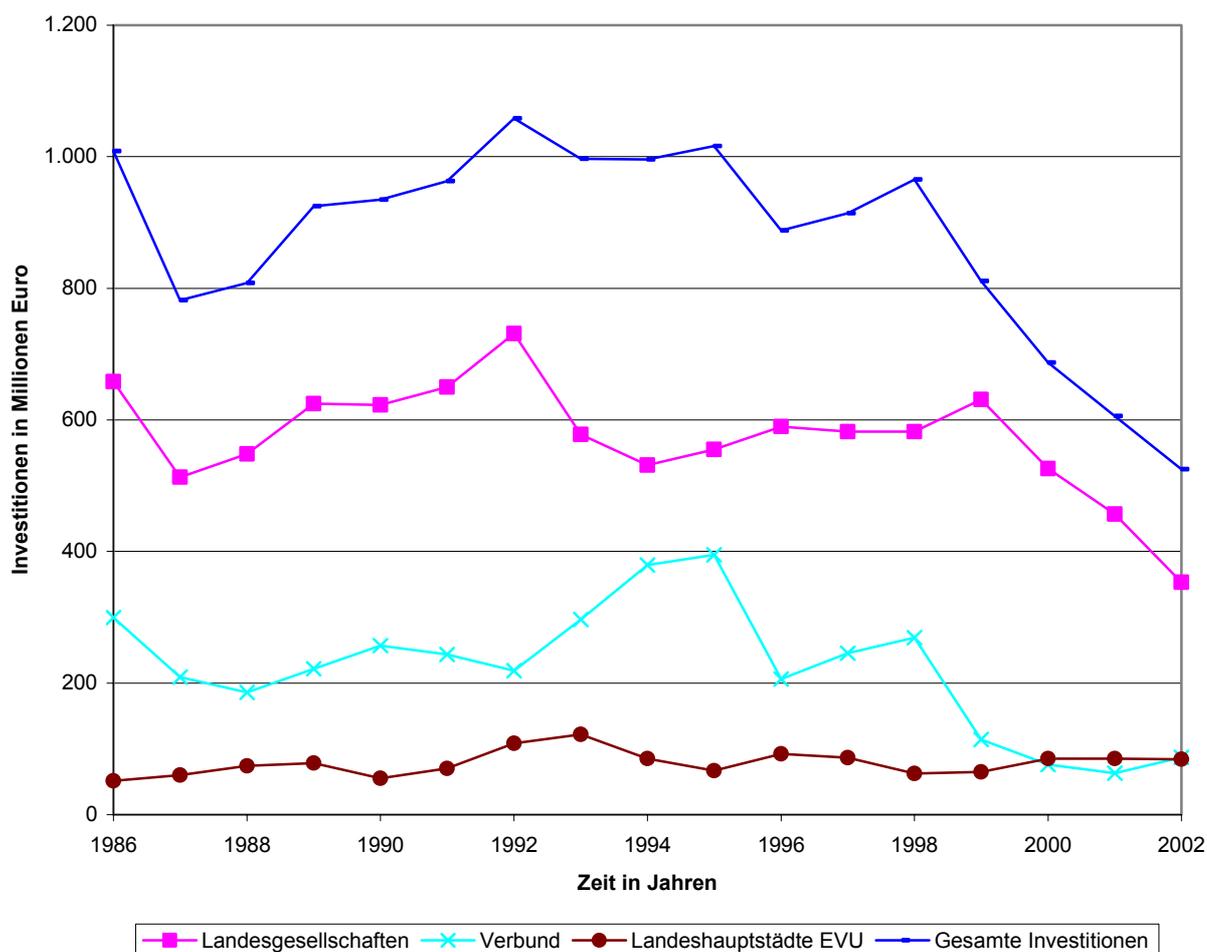


Abbildung 3.11: Getätigte nominelle Investitionen der öffentlichen Unternehmen in Österreich im Zeitraum von 1986 bis 2002. Die Landesgesellschaften, der Verbund und die landeshauptstädtischen EVU's sind getrennt voneinander dargestellt. Quelle: VEÖ und WIFO.

In Abbildung 3.12 sind die Investitionen der Elektrizitätswirtschaft von Österreich, getrennt in Kraftwerke, Netze und sonstige Ausgaben, von 1970 bis 2002 abgebildet. Die Werte für die Stromerzeugungsanlagen, die Übertragungs-³⁴ und Verteilanlagen sowie der sonstigen Ausgaben im Zeitraum von 1989 bis 2002 sind nicht zugänglich, daher wurden diese mit Hilfe eines mathematischen Modells berechnet³⁵.

³⁴ Die Investitionen in Übertragungsanlagen sind für die Jahre 1976 bis 2000 bekannt.

³⁵ Die Gesamtinvestitionen für die Jahre 1970 bis 2000 sind historische Werte der Elektrizitätsversorgungsunternehmen.

Modellbeschreibung zur Berechnung der Werte

Leitungskosten:

Im ersten Schritt wurden die Gesamt- und Leitungskosten für die Jahre 1970 - 1988 normiert. Daraus ist ersichtlich, dass wenn die Gesamtinvestitionen steigen, auch die Leitungsinvestitionen steigen und umgekehrt. Dies wird auch durch die Berechnung der Korrelation zwischen den normierten Gesamtinvestitionen und Leitungskosteninvestitionen ($Korr_{Ges.Inv+Leit.Inv} = 0,901$) bestätigt. Anschließend wurde berechnet in welchem Verhältnis die Leitungsinvestitionen zunehmen, wenn die Gesamtinvestitionen steigen. Daraus können die Änderungen der Leitungskosten zum jeweiligen Vorjahr ermittelt werden. Man kann nun die Netzkosten ab dem Jahr 1989 berechnen.

Sonstige Ausgaben:

Zur Berechnung der sonstigen Ausgaben ab dem Jahr 1989 wurde der durchschnittliche prozentuelle Wert der sonstigen Ausgaben (im Verhältnis zu den Gesamtinvestitionen) für die Jahre von 1978 bis 1988 errechnet und mit den jährlichen Gesamtinvestitionen (ab dem Jahr 1989) multipliziert.

Kraftwerksinvestitionen:

Die Kraftwerksinvestitionen ab dem Jahr 1989, ergeben sich somit aus den Gesamtinvestitionen, minus Netzinvestitionen, minus sonstigen Ausgaben.

Somit werden auch die in dem Kapitel 3.3 „Der Österreichische Kraftwerkspark“ und dem Kapitel 3.4 „Netze in Österreich“ gezeigten Tendenzen mathematisch bestätigt.

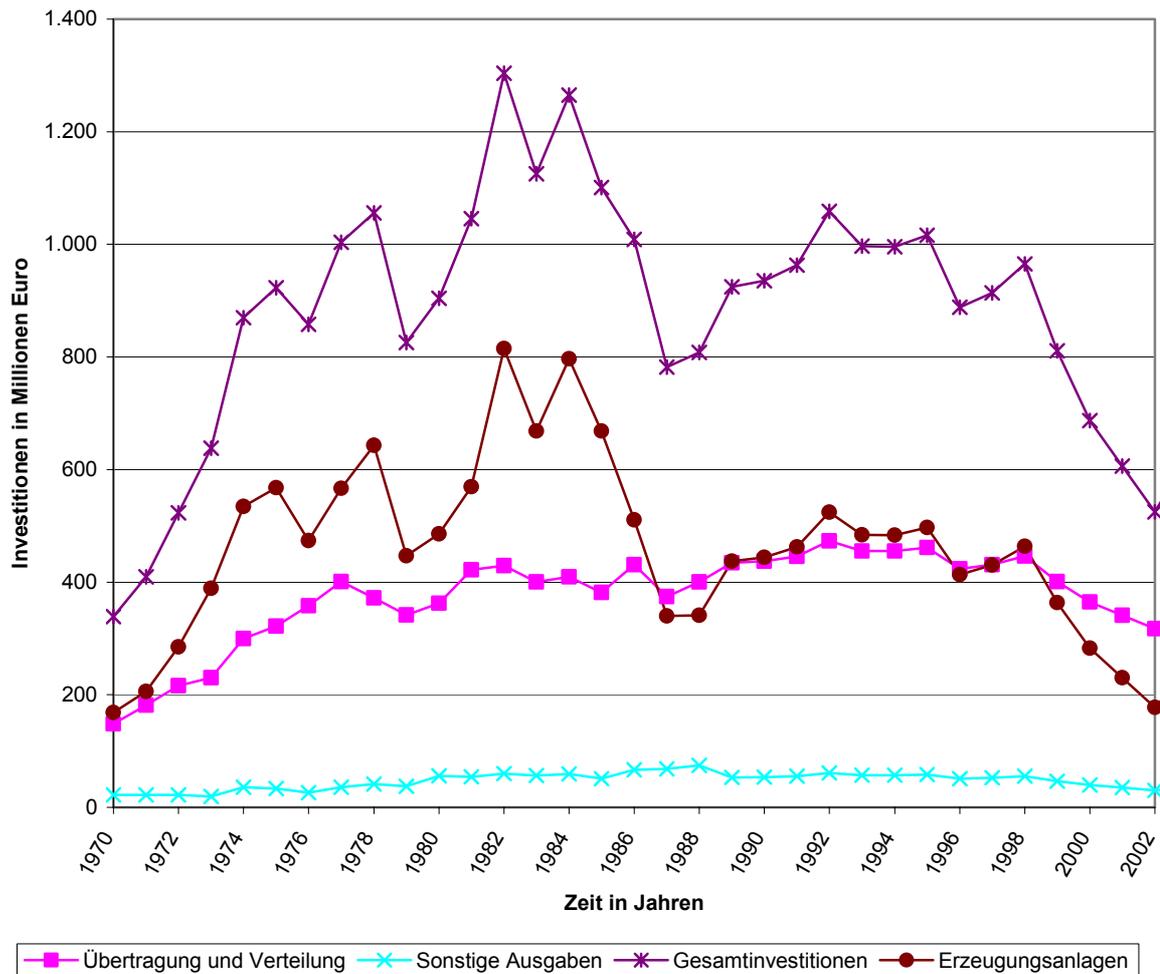


Abbildung 3.12: Getätigte nominelle Investitionen der Elektrizitätswirtschaft von Österreich in Millionen Euro in den Jahren von 1970 bis 2002. Es sind die Stromerzeugungsanlagen, die Übertragungs- und Verteilanlagen sowie die sonstigen Ausgaben getrennt voneinander dargestellt. Quelle: Energieberichte 1986/90, VEÖ, WIFO und eigene Berechnungen.

Die Abbildung 3.13 zeigt prozentuell die getätigten und geplanten nominellen Investitionsanteile der Kraftwerke, Übertragungs- und Verteilanlagen, sowie der sonstigen Ausgaben von Österreich. Der betrachtete Zeithorizont liegt im Bereich von 1970 bis 2007.

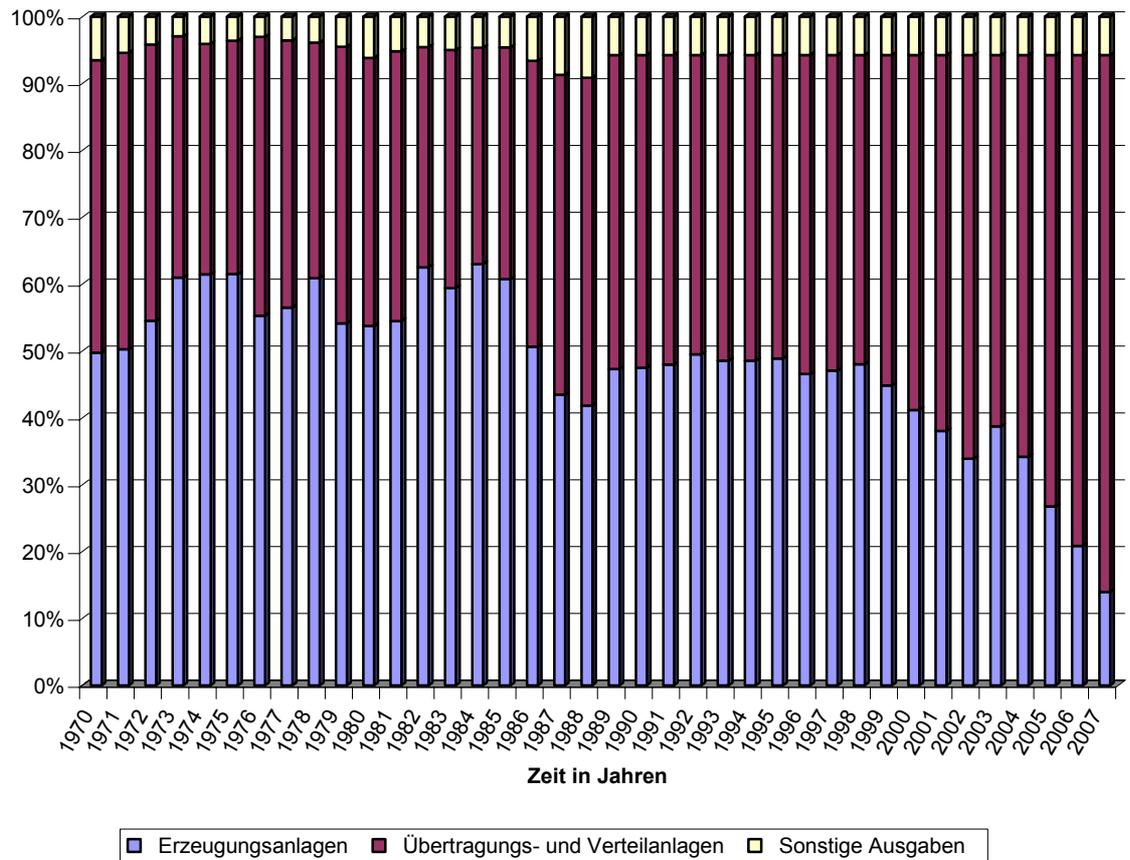


Abbildung 3.13: Getätigte und geplante nominelle Investitionen der Elektrizitätswirtschaft von Österreich in Prozent im Zeitraum von 1970 bis 2007. Die Investitionen in Stromerzeugungsanlagen, in Übertragungs- und Verteilanlagen, sowie in sonstigen Ausgaben sind jeweils in einem Balken dargestellt.

3.5.5 Gründe für zukünftige Investitionsplanungsentscheidungen in Österreich

Stromverbrauch

Wesentliche Faktoren, die die Stromnachfrage in Österreich beeinflussen, sind die Konjunkturlage und die Witterungsverhältnisse. Da die Witterungsverhältnisse nicht beeinflussbar sind, können diese - wenn überhaupt - nur kurzfristige Nachfrageimpulse auslösen. Daher ist der ausschlaggebende Faktor die Konjunkturlage des Landes.

Konnte im zehnjährigen Mittel im Zeitraum von 1982 bis 1991 noch ein Stromverbrauchswachstum von 3,3 % beobachtet werden, so verringerte sich das durchschnittliche Wachstum in den letzten zehn Jahren (1991 bis 2001) auf 1,8 % (WIFO, 2003). Das österreichische Institut für Wirtschaftsforschung (WIFO) rechnet mit einem zukünftigen jährlichen Verbrauchswachstum von 1,6 % bis zum Jahr 2020, wobei von einer kontinuierlichen Erholung der Wirtschaftslage ausgegangen wird.

Da diese Konjunkturerholung³⁶ bis dato noch nicht eingetreten ist, kann man davon ausgehen, dass der Stromverbrauchszuwachs für österreichische Elektrizitätsunternehmen kurzfristig nur einen geringen Anreiz für Neuinvestitionen in Kraftwerke und Netze geben wird. Es ist aber zu berücksichtigen, dass es sich hierbei um ein relatives Stromverbrauchswachstum handelt. Absolut³⁷ betrachtet, ist der Faktor Stromzuwachs für langfristige Investitionsentscheidungen ein entscheidender Faktor.

³⁶ Laut WIFO - Monatsbericht 5/2003 stagniert die österreichische Wirtschaft seit Mitte des vergangenen Jahres. Auch die aktuellen Konjunkturumfragen für das I. und II. Quartal 2003 deuten nicht auf eine Verbesserung hin. Die Nachfrage und Produktion entwickelt sich somit ähnlich wie in der Euro-Zone, wo ebenfalls Konjunkturimpulse fehlen. Diese Konjunkturschwäche beeinträchtigt die Lage auf den Arbeitsmärkten, begünstigt allerdings die Leistungsbilanz und die Preisentwicklung.

³⁷ Im Zeitraum von 1999-2001 betrug die durchschnittliche Stromzuwachsrate in Österreich 3 %/Jahr (Haas, 2003).

Kraftwerke

Wie in Kapitel 3.3 erläutert wurde, besteht der österreichische Kraftwerkspark vorwiegend aus Wasserkraftwerken.

Nahezu 50% des österreichischen Kraftwerksparks sind über 30 Jahre alt und haben somit bereits ihre durchschnittliche Lebensdauer³⁸ erreicht, bzw. erreichen diese in Kürze.

Somit fallen für diese Kraftwerke auch Revisionszahlungen an, die aber in Summe beträchtlich niedriger sind, als der Neubau von Kraftwerken mit gleichen Leistungen.

Weiters haben solche Kraftwerke die Eigenschaft, dass nach dem Zeitpunkt ihrer Abschreibdauer³⁹ keine variablen Kosten (wie z.B. Brennstoffkosten) anfallen. Dadurch sind sie in der Lage sehr günstigen Strom zu produzieren. Im Extremfall könnte man kurzfristig den Strompreis am Spotmarkt mit Null Euro anbieten, da die durchgehende Stromproduktion von Laufkraftwerken keine zusätzlichen⁴⁰ Kosten verursacht.

Dies ist also ein weiterer Grund zur Annahme, dass aus wirtschaftlichen Gründen keine Wasserkraftwerke geschlossen werden.

Da Österreich noch ein Nettostromexporteur ist, stehen auch hier der Abbau von teuren Reservekapazitäten sowie der Modernisierungsbedarf von Kraftwerken im Vordergrund.

³⁸ Die Lebensdauer von Wasserkraftwerken kann zwischen 30 und 50 Jahren angesetzt werden.

³⁹ Die Abschreibdauer solcher Anlagen liegt bei 20 - 30 Jahren.

⁴⁰ Personalkosten usw. müssen ohnehin bezahlt werden.

Netze

Aus den Ausführungen von Kapitel 3.4 „Netze in Österreich“ ergibt sich die Schlussfolgerung, dass die Übertragungsnetze in Zukunft an Bedeutung gewinnen werden. Dies wird auch durch das mathematische Modell aus Abbildung 3.12 bestätigt.

Aus Abbildung 3.14 ist ersichtlich, dass die nominellen Gesamtinvestitionsausgaben der Elektrizitätswirtschaft in den Jahren 1998 bis 2000 stärker zurückgegangen sind als die nominellen Investitionen in Übertragungsnetze.

Dies verifiziert die Hypothese, dass in Österreich die Höhe der Gesamtinvestitionen in der kurz- und mittelfristigen Zukunft⁴¹ vorrangig durch den Netzausbau beeinflusst werden.

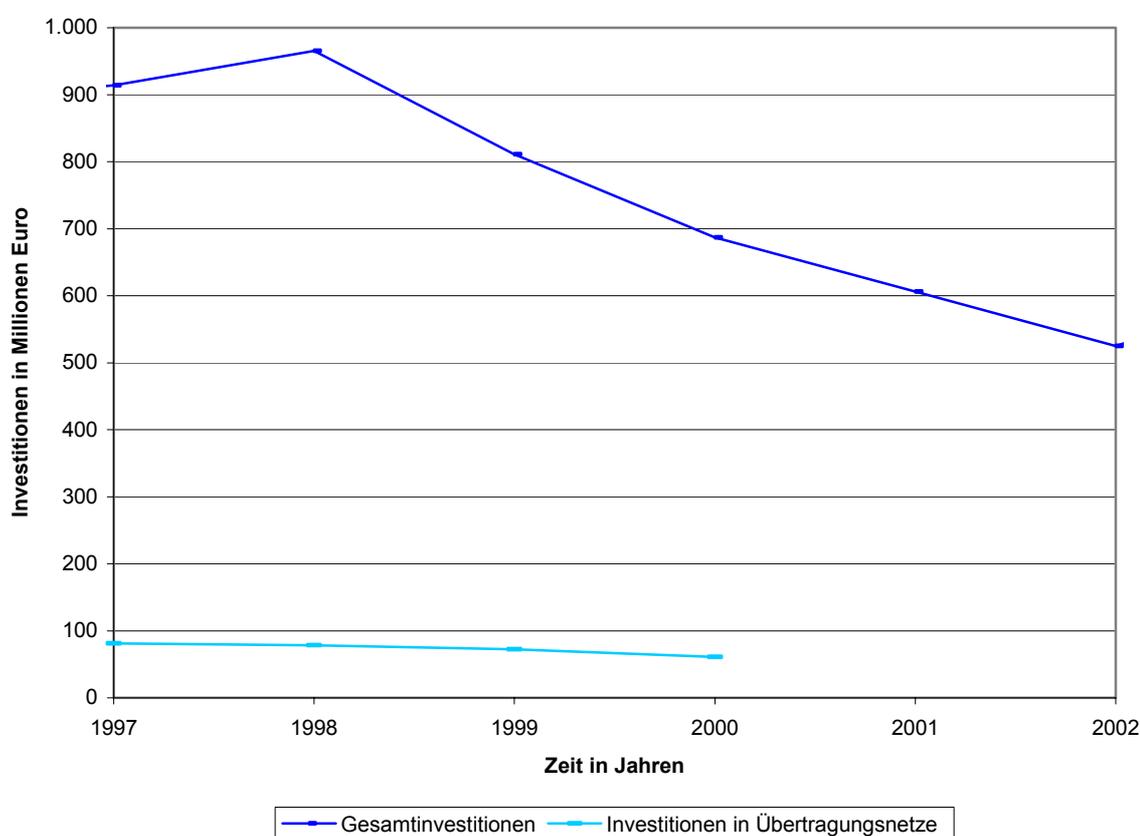


Abbildung 3.14: Nominelle Gesamtinvestitionen und nominelle Investitionen in Übertragungsnetze der öffentlichen Elektrizitätswirtschaft in Österreich in den Jahren von 1997 bis 2002.

Quelle: WIFO, E-Control.

⁴¹ Im Zeitraum von 1970 bis 1986 war der Verlauf an Gesamtinvestitionen vorwiegend durch den Kraftwerksbau bestimmt.

Strompreise

In Abbildung 3.15 sind die realen und nominalen Industriestrompreise für Österreich im Zeitraum von 1970 bis 2003 dargestellt. Diese Werte beinhalten die Energie- und Netzpreise, wobei keine Steuern und Abgaben berücksichtigt wurden.

Man kann erkennen, dass der Strompreis kurz vor dem Beginn der Liberalisierung stark gefallen ist. Der Grund für die schnell sinkenden Strompreise war, dass die einzelnen Unternehmen ihren Kundenstock halten bzw. gegenüber den anderen Mitbewerbern ausbauen wollten.

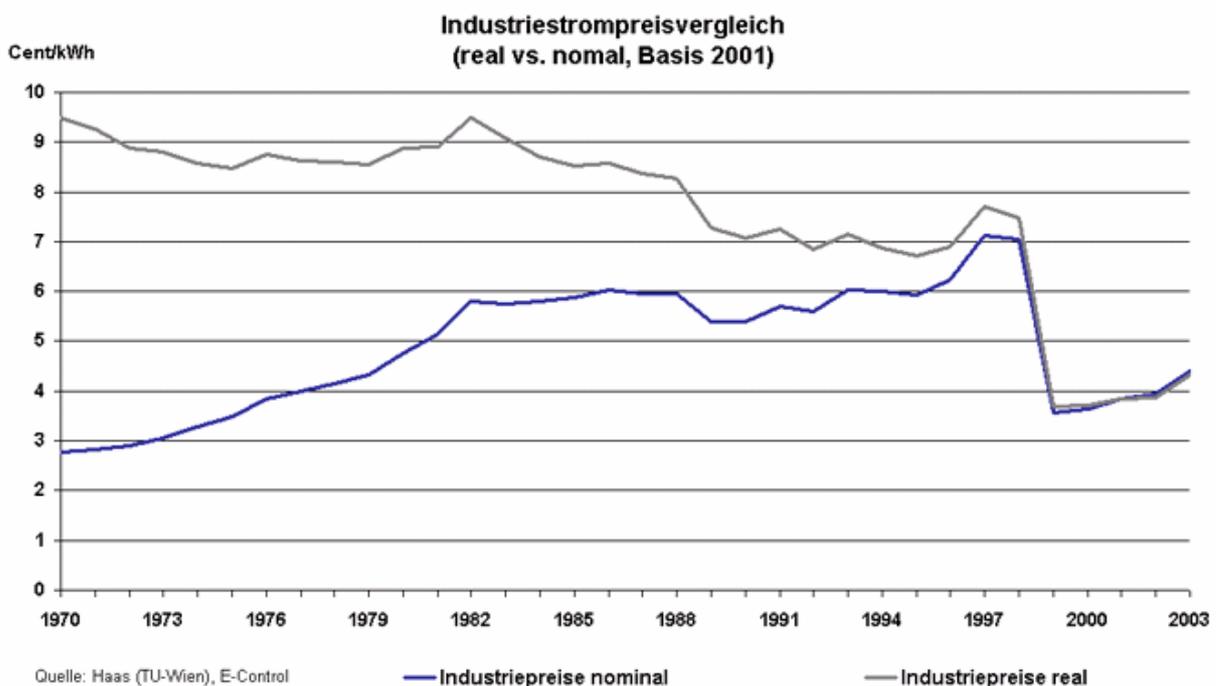


Abbildung 3.15: Die realen⁴² und nominalen Industriestrompreise⁴³ in Österreich im Zeitraum von 1970 bis 2003 (Netz und Energie ohne Steuern und Abgaben, Preisbasis 1990).

Quelle: E-Control, in Abstimmung mit Datenbank EEG.

⁴² Reale Preise beinhalten die Inflation.

⁴³ Seit der ersten Phase der Liberalisierung gibt es kein konsistentes Zahlenmaterial, daher basiert die Zeitreihe auf Vorarbeiten des Institutes für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft der TU Wien und Annahmen der E-Control.

Wenn man nun die Gesamtinvestitionen der öffentlichen Elektrizitätswirtschaft in Österreich (Abbildung 3.12) mit den nominalen Industriestrompreisen (Abbildung 3.15) vergleicht, so ist erkennbar, dass die Investitionen tendenziell nur dann gestiegen sind, wenn der Industrierstrompreis angehoben wurde.

Diese Tendenz wurde in der Restrukturierungsphase (1998-1999) erhöht, da die Strompreise sehr stark gefallen sind und somit auch die Investitionen überdurchschnittlich zurückgingen.

Daher wurde auch in Österreich der Investitionsanreiz aufgrund des geringen Strompreises (Haushalts- und Industriepreise) verringert.

3.5.6 Voraussichtliche zukünftige Investitionen in Österreich

Die vorläufigen Zahlen für das Jahr 2003 deuten auf ein voraussichtliches Ende der zuletzt massiven Anpassung in der Elektrizitätswirtschaft hin. Die Vorbereitungen auf die Liberalisierung des Strommarktes hatten in den letzten Jahren einen Abbau von Überkapazitäten zur Folge (sowohl im Personal als auch im Investitionsbereich), um die vorhandene Infrastruktur möglichst profitabel zu nutzen und den Gewinn der einzelnen Unternehmen zu maximieren.

Wenn es nach den Plänen der Elektrizitätsversorgungsunternehmen geht sollen die Investitionen im Jahr 2003 - erstmals seit dem Jahr 1997 - wieder gesteigert werden, und zwar auf 623 Millionen Euro.

Im Jahr 2003 rechnet der Verbundkonzern mit einer Steigerung von 4,9 %. Die landeshauptstädtischen EVU's werden voraussichtlich eine Investitionserhöhung von 19,4 % durchführen und die Landesgesellschaften gehen von einer Erhöhung von 21,9 % aus (WIFO-Investitionsbericht, 2003).

Die Abbildung 3.16 zeigt die getätigten und geplanten nominellen Investitionen der öffentlichen Unternehmen in Österreich im Zeitraum von 1999 bis 2003.

Es ist zu beachten, dass zukünftig geplante Investitionen selten im vollen Umfang getätigt werden, da die gemeldeten kurzfristigen Planzahlen der Unternehmen meistens zu optimistisch eingeschätzt werden.

So wurden im WIFO Investitionsbericht von 8/2002 die vorläufigen Investitionen der Elektrizitätsversorger für das Jahr 2002 noch mit 611 Millionen Euro angegeben. Man ging also schon von einer Investitionssteigerung von 0,8% aus.

Im darauf folgenden WIFO Investitionsbericht von 2/2003 wurden diese Angaben wieder revidiert, da es zu keiner Steigerung, sondern zu einem weiteren Rückgang um 13,4 % (525 Millionen Euro) im Vergleich zum Vorjahr gekommen war.

Der Wert für das Jahr 2003 ist eine vorläufige Schätzung der voraussichtlichen Investitionen der Elektrizitätsversorgungsunternehmen von Österreich. Somit unterliegt dieser Wert einer gewissen Schwankungsbreite. Die tatsächlichen Investitionen für das Jahr 2003 sind frühestens Ende dieses Jahres bzw. Anfang 2004 erfassbar.

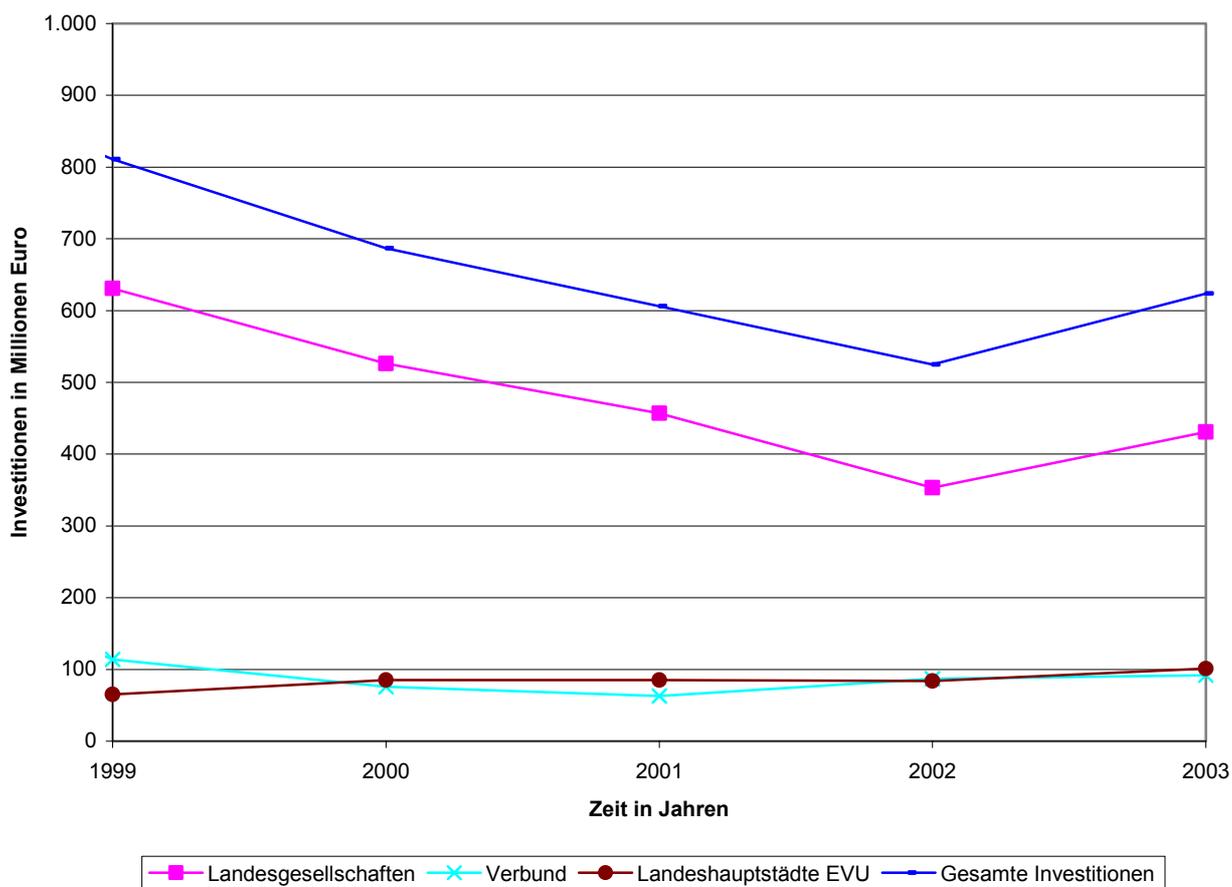


Abbildung 3.16: Getätigten und geplante⁴⁴ nominelle Investitionen der öffentlichen Unternehmen in Österreich im Zeitraum von 1999 bis 2003. Es sind die Investitionen der Landesgesellschaften, der Verbund und der landeshauptstädtischen EVU's getrennt voneinander dargestellt.

Quelle: WIFO, 8/2002, S.503 und WIFO, 2/2003, S.125.

⁴⁴ Der Wert für das Jahr 2003 ist eine vorläufige Schätzung der jeweiligen Unternehmen.

Modell einer Prognose für Investitionen in Österreich

Eine Prognose der nominellen Investitionen der Elektrizitätsversorgungsunternehmen bis zum Jahr 2007 ist in Abbildung 3.17 dargestellt. Die Summe der Investitionen in Erzeugungsanlagen, Übertragungs- und Verteilanlagen und sonstigen Ausgaben bilden die Gesamtinvestitionen. Zur Berechnung des Szenarios diente das Modell aus Kapitel 3.5.4. Die Gesamtinvestitionen wurden auf die angekündigten Gesamtinvestitionen der allgemeinen deutschen Elektrizitätsversorgungsunternehmen aus dem Kapitel 2.5.6 abgestimmt⁴⁵. Aber auch die Fakten der Kapitel 3.3 und dem Kapitel 3.4 wurden berücksichtigt.

Die Ermöglichung einer Anlehnung der österreichischen an die deutschen Gesamtinvestitionen wird dadurch begründet, da die deutschen Netzbetreiber als einer der Gewinner der Strommarktliberalisierung in diversen Berichten angeführt werden.

Man kann also davon ausgehen, dass die zukünftigen Investitionen der österreichischen Netzbetreiber im Verhältnis nicht höher sind als die zukünftigen Investitionen der deutschen Netzbetreiber. Der Grund dafür ist die in Österreich tätige Regulierungsbehörde (E-Control), welche die Netztarife festlegt. In Deutschland hingegen wird auf das Selbstregulierungsprinzip gesetzt (vgl. Kapitel 2.1 und Kapitel 3.1).

Außerdem hat die Regulierungsbehörde in Österreich für die Zukunft ein weiteres Sinken der Netztarife⁴⁶ bei Haushaltspreisen ankündigt (Boltz, 2002).

Eine solche Verminderung der Netztarife würde für die österreichischen Netzbetreiber bedeuten, dass sie zukünftig mit weniger Umsatz rechnen können und dies gibt weniger Anreiz für Neuinvestitionen.

Wenn man nun alle diese Argumente berücksichtigt, kann man bei dieser Investitionsvorhersage für Österreich von einer durchaus „optimistischen“ Prognose sprechen.

Weiters sollte man berücksichtigen, dass es speziell im Interesse der Netzbetreiber liegt, möglichst optimistische Investitionsvorhersagen, d.h. kostenintensivere Prognosen anzukündigen. Denn nur durch optimistische Investitionsprognosen können die Netzbetreiber einen höheren Netztarif am Strompreis gegenüber dem Regulator rechtfertigen.

⁴⁵ Die Daten im Zeitraum von 2004 bis 2007 beruhen also nicht auf Firmenangaben.

⁴⁶ Die Netztarife machen einen erheblichen Anteil des Gesamtstrompreises für Haushaltskunden aus.

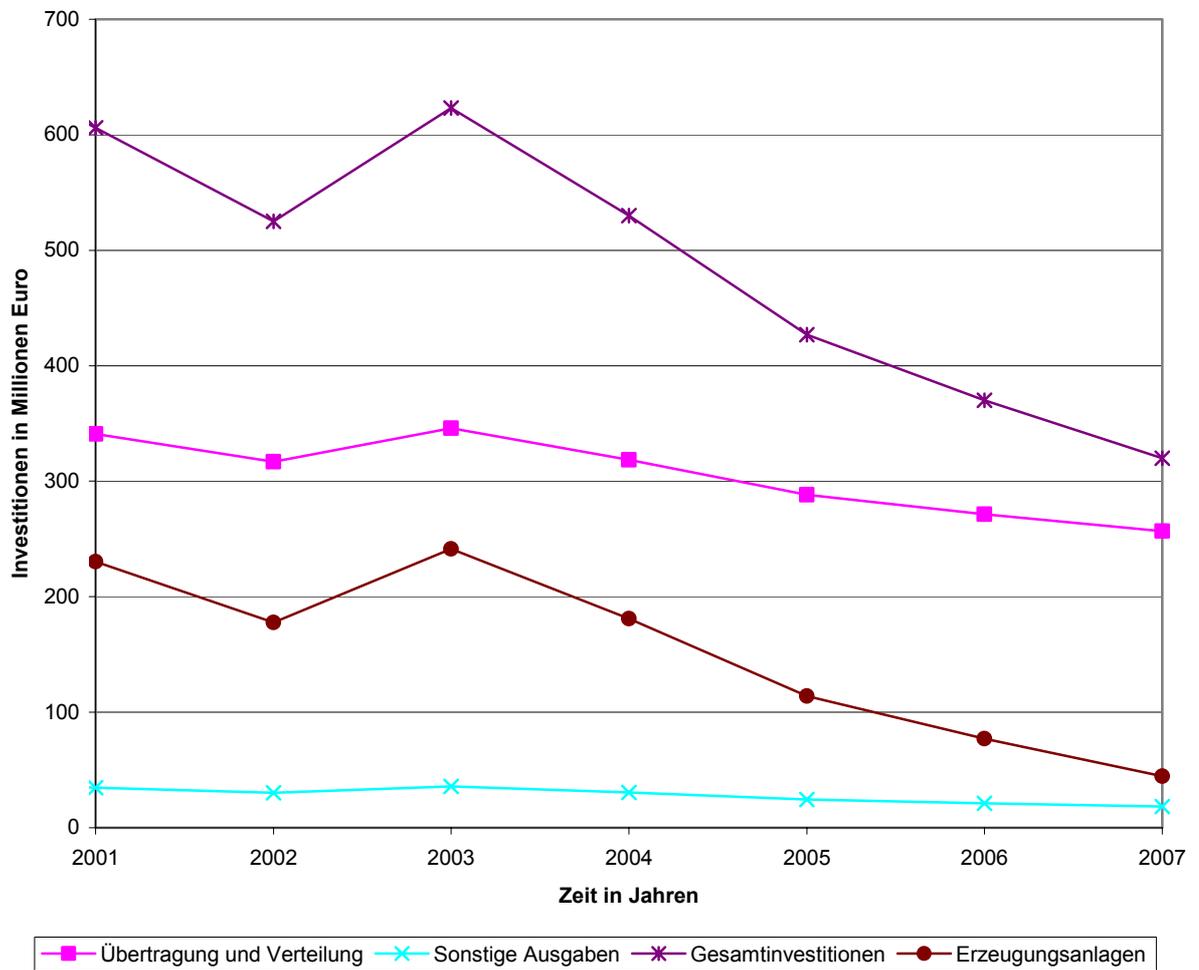


Abbildung 3.17: Prognose der nominellen Investitionen der österreichischen Elektrizitätswirtschaft bis zum Jahr 2007. Die Summe der Investitionen in Erzeugungsanlagen, Übertragungs- und Verteilanlagen und sonstige Ausgaben bilden die Gesamtinvestitionen.

Quelle: WIFO und eigene Berechnungen⁴⁷.

⁴⁷ Die Daten im Zeitraum von 2004 bis 2007 beruhen also nicht auf Firmenangaben (vgl. Kapitel 3.5.6).

3.5.7 Reale Investitionen von Österreich

In Abbildung 3.18 sind die realen Investitionen der österreichischen Elektrizitätswirtschaft im Zeitraum von 1970 bis 2007 dargestellt (Preise 2000). Die Gesamtinvestitionen bestehen aus der Summe der Investitionen in Kraftwerke, Netze und sonstigen Ausgaben. Die Grundlage zur Berechnung der realen Werte liefern die nominellen Investitionen aus Abbildung 3.12 und Abbildung 3.17.

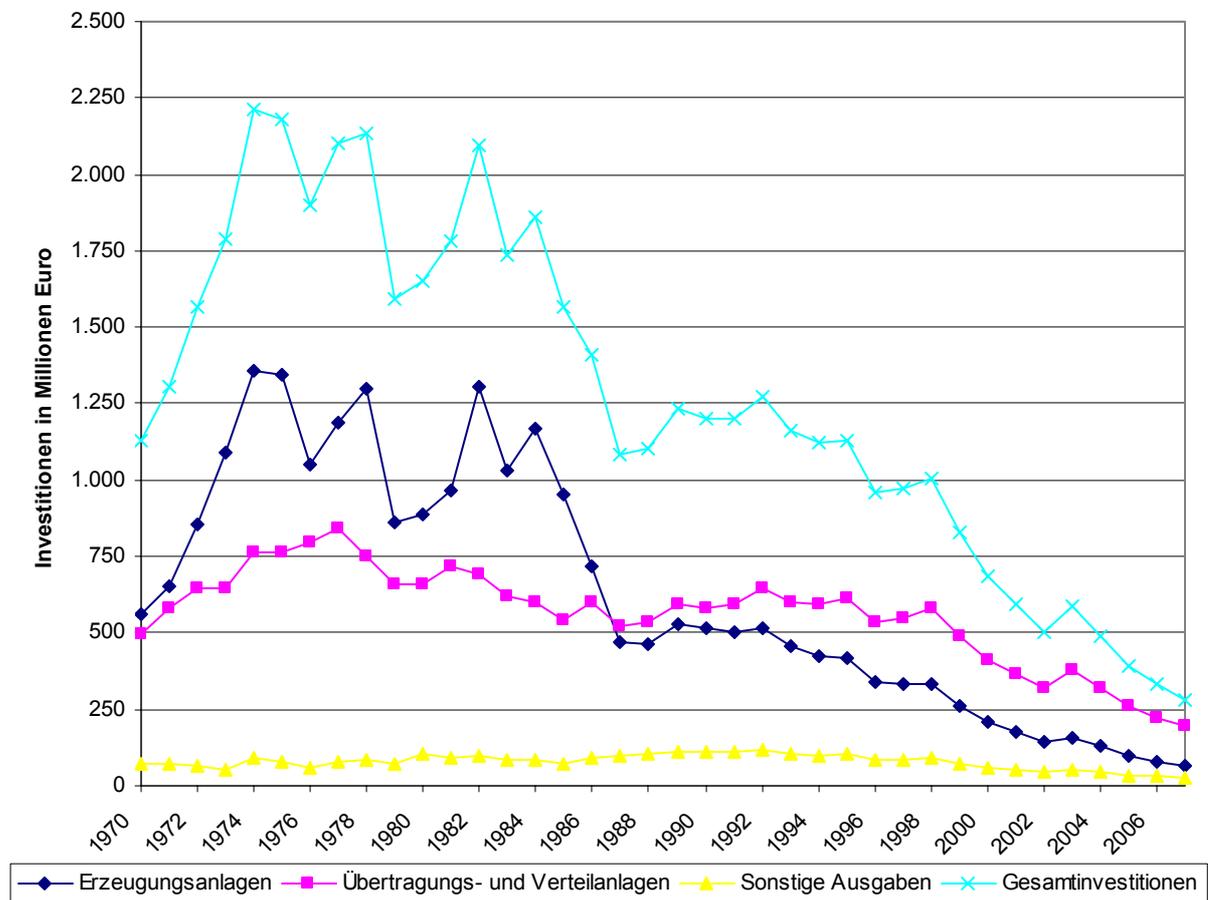


Abbildung 3.18: Reale Investitionen der österreichischen Elektrizitätswirtschaft in den Jahren von 1970 bis 2007 (Preise 2000). Quelle: Energieberichte 1986/90, E-Control, VEÖ, WIFO und eigene Berechnungen.

4 Analyse von Norwegen

4.1 Liberalisierung in Norwegen

Norwegen liberalisierte seinen Strommarkt bereits im Jahr 1991 und ist somit eines der Pionierländer in der Strommarktliberalisierung (Grasto, 2002).

Die Liberalisierung beruhte auf der Gründung eines Pools an dem sich alle Erzeuger beteiligen mussten.

Im Zuge der Liberalisierung kam die „Norwegian Water Resources and Energy Directorate (NVE)“ als Regulator für die Übertragungsnetze zum Einsatz. Seitdem wird die NVE von der „Norwegian Competition Authority“ überwacht.

Die Deregulierung wurde mit der Einführung der Strombörse Nord Pool ASA, im Jahr 1996 weiter intensiviert. Mittlerweile sind die Länder Norwegen, Schweden, Finnland und Dänemark an dieser Börse beteiligt.

Anzumerken ist, dass in Norwegen nicht privatisiert wurde (Haas, 2000). Somit blieb die Situation in Bezug auf die Anzahl der Unternehmen und der Marktstruktur seit 1970 nahezu unverändert.

Im Jänner 2001 einigten sich der deutsche E.ON Konzern, die dänische Statkraft und die Elsam darauf, Kapazitäten auf Hochspannungsleitungen freizugeben, die das skandinavische Netz mit dem deutschen Netz verbinden. Außerdem einigte man sich auf das Skaggerrak Kabel, das die einzige Verbindung zwischen Dänemark und Norwegen darstellt.

4.2 Anbieter am norwegischen Strommarkt

In Norwegen sind für die Erzeugung, Verteilung und Übertragung sowie den Handel von Strom rund 340 Elektrizitätsversorgungsunternehmen tätig. Davon betreiben über 200 Unternehmen Stromnetze. Die Abbildung 4.1 zeigt die Aktivitäten der verschiedenen EVU's. In Abbildung 4.2 sind die Besitzverhältnisse in der Stromerzeugung und die Rechtsform der Netzbetreiber von Norwegen dargestellt.

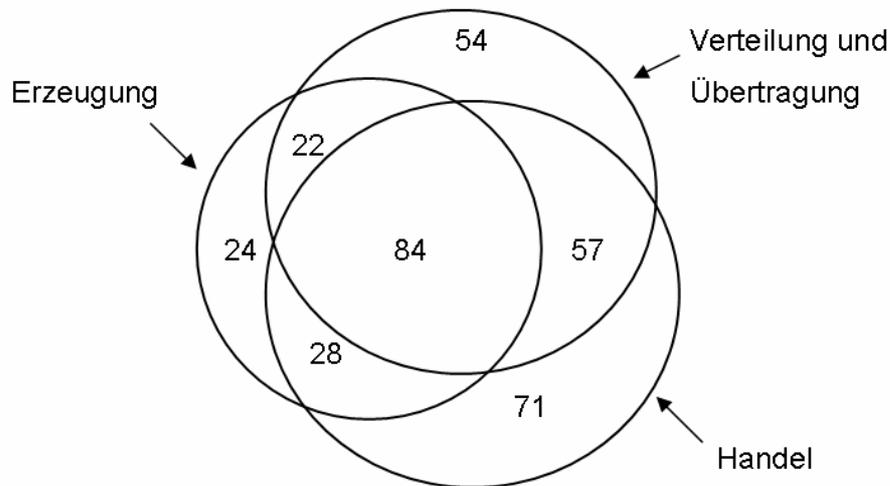


Abbildung 4.1: Aktivitäten der 340 norwegischen EVU's.

Quelle: Royal Ministry of Petroleum and Energy (2000) und Plaut (Schweiz) Consulting AG, 2002.

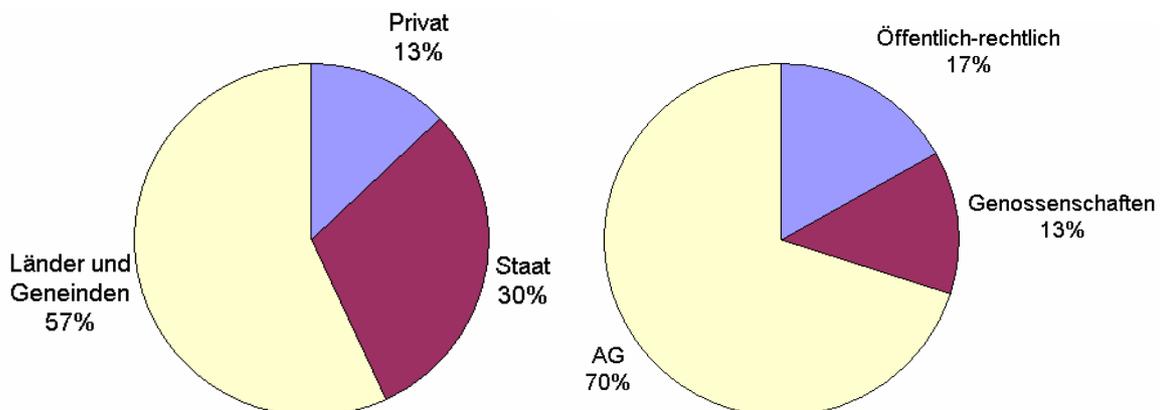


Abbildung 4.2: Besitzverhältnisse in der Stromerzeugung und Rechtsform der Netzbetreiber.

Quelle: Royal Ministry of Petroleum and Energy (2000) und Plaut (Schweiz) Consulting AG, 2002.

4.3 Der norwegische Kraftwerkspark

4.3.1 Bruttostromerzeugung nach Kraftwerken

Die Stromerzeugung in Norwegen besteht zu fast 100 % aus Wasserkraft. Die installierte Kraftwerksleistung beträgt 27,5 GW, wobei insgesamt ca. 1.100 installierte Wasserkraftwerke dafür benötigt werden (Wild, 2002). Im Jahr 2001 wurde in Norwegen rund 140.000 GWh Energie produziert. In Abbildung 4.2 sind die Produktion, der Konsum und der Nettoexportüberschuss in GWh im Zeitraum von 1970 bis 2001 dargestellt.

Die Stromproduktion als auch der -konsum haben seit Anfang der 70er Jahre relativ gleichmäßig zugenommen. Eine Zunahme der Nachfrage aufgrund der Strommarktöffnung lässt sich nicht feststellen.

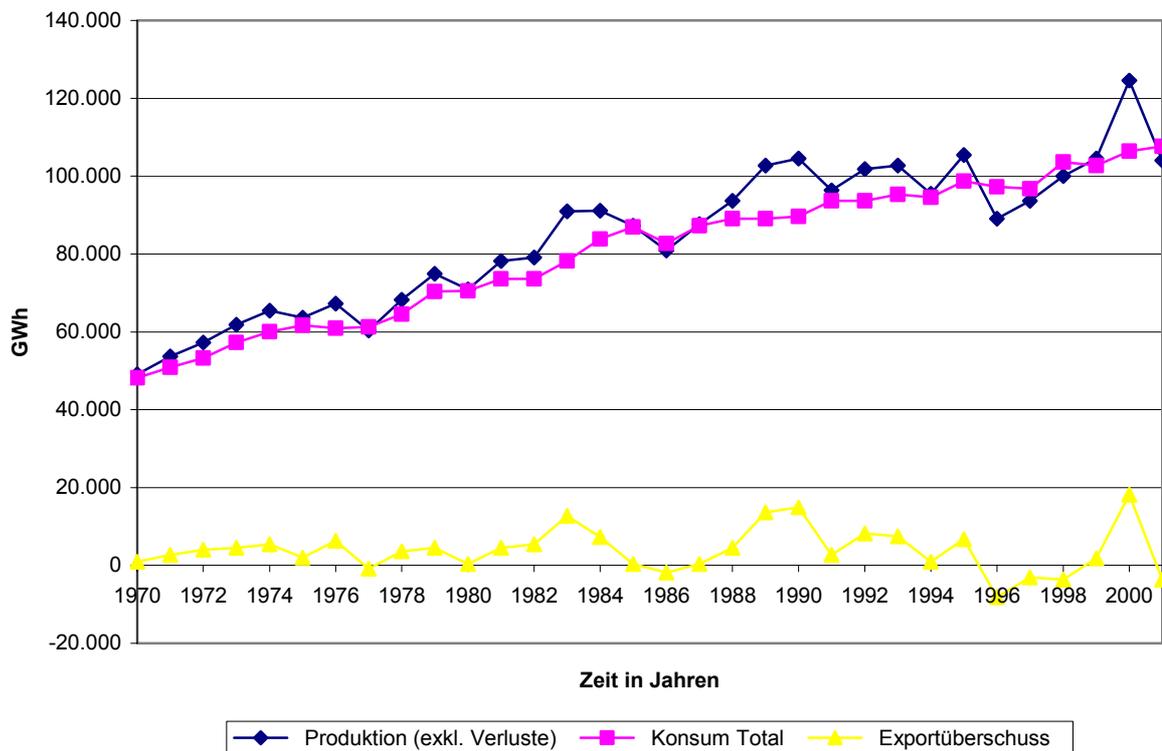


Abbildung 4.3: Produktion, Konsum und Nettoexportüberschuss in GWh von Norwegen im Zeitraum von 1970 bis 2001. Quelle: Statistics Norway, 2002.

4.3.2 Altersstruktur des norwegischen Kraftwerksparks

In Abbildung 4.4 ist die Stromproduktion in TWh der Wasserkraftwerke von Norwegen in Abhängigkeit zu deren Alter dargestellt. Es ist ersichtlich, dass ein wesentlicher Teil des Stromes von Wasserkraftwerken, die eine höhere Leistung als 100 MW besitzen, produziert wird. Der Großteil der heutigen Wasserkraftwerke in Norwegen wurde im Zeitraum von 1950 bis 1990 erbaut. Kraftwerke mit einer Leistung kleiner 1 MW werden in dieser Abbildung nicht berücksichtigt.

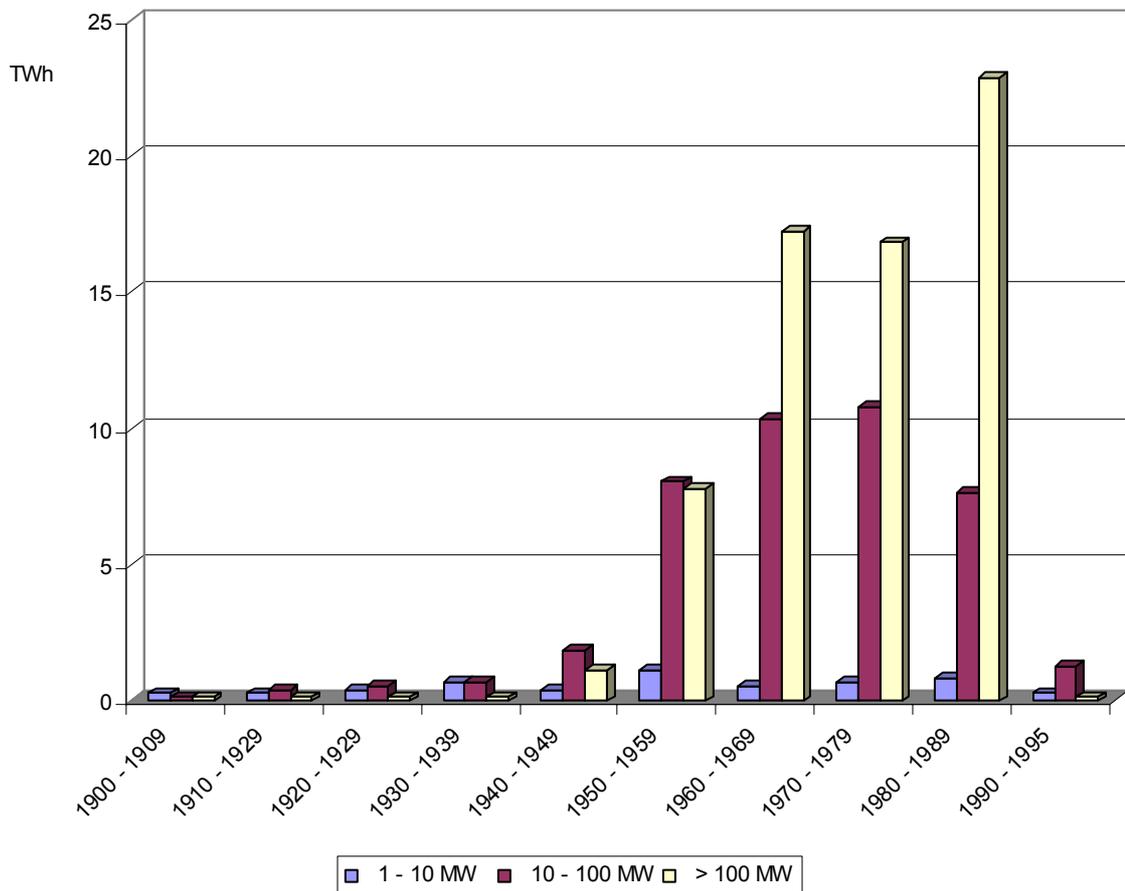


Abbildung 4.4: Stromproduktion in TWh der Wasserkraftwerke von Norwegen in Abhängigkeit zu deren Alter. Quelle: IEA, 1997.

4.4 Netze in Norwegen

4.4.1 Das norwegische Übertragungsnetz

Die Abbildung 4.5 zeigt das nordische Verbundnetz (Stand 2002). Die Netzverbindungen von Norwegen zu den Nachbarländern sind gut ersichtlich.

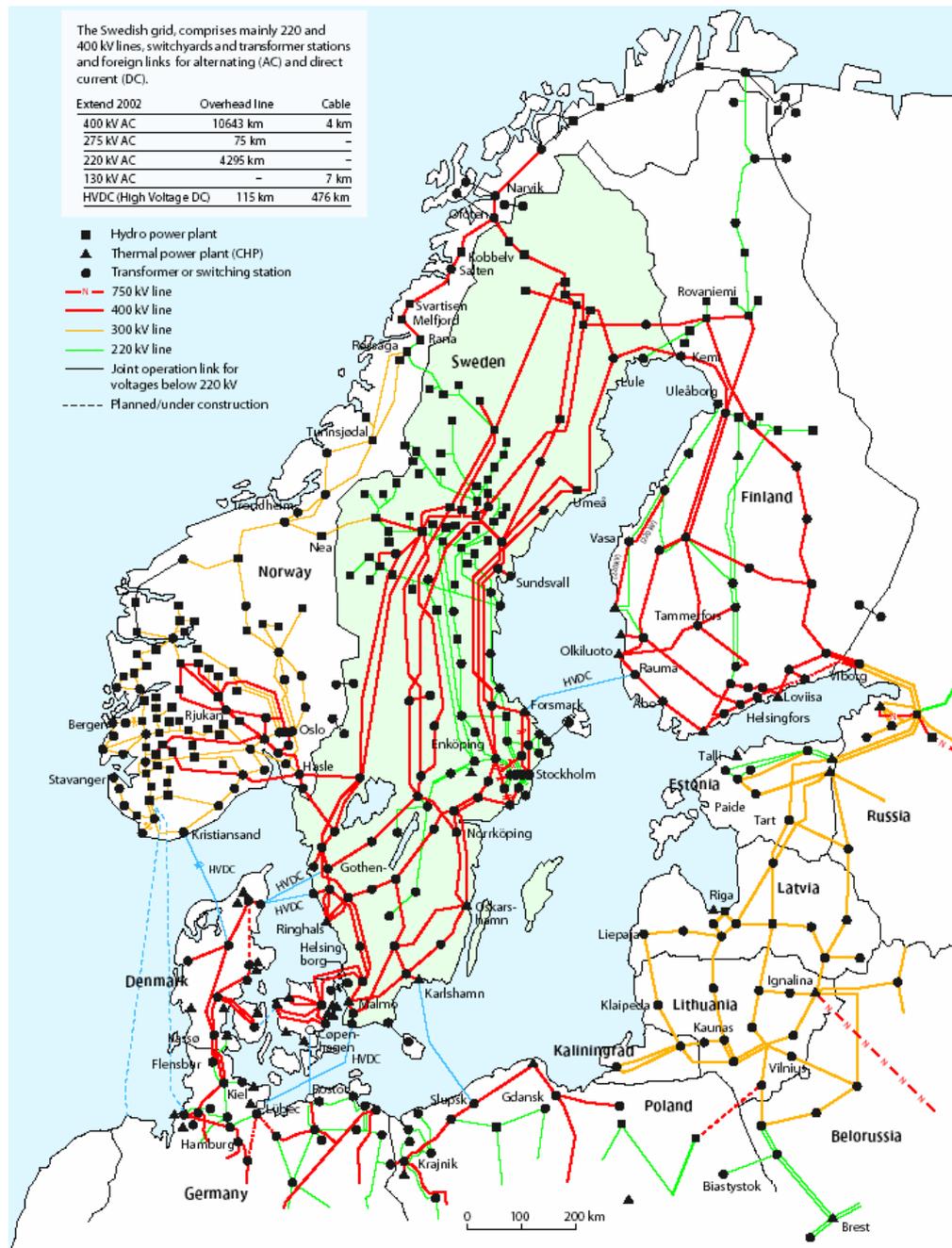


Abbildung 4.5: Das nordische Übertragungsnetz (Stand 2002).

Quelle: Nordel, 2002.

Die Tabelle 4.1 zeigt die Länge der norwegischen Übertragungsleitungen in Abhängigkeit der Jahre. Es ist ersichtlich, dass der Ausbau der Erdkabel in den letzten zehn Jahren stark forciert wurde.

Tabelle 4.1: Länge der Übertragungsleitungen in km von Norwegen. Quelle: Statistics Norway, 2003.

	1990	1995	1996	1997	1998	1999	2000
Übertragungsleitungen	214.458	214.312	216.849	212.305	214.467	213.706	209.890
Erdkabel	82.172	96.271	99.648	101.846	103.782	106.808	108.952
Erdkabel im Meer	2.347	2.461	2.457	2.506	2.081	2.060	2.188
Summe	298.977	313.044	318.954	316.657	320.330	322.574	321.030

In Tabelle 4.2 sind die Importe und Exporte von Norwegen zu seinen Nachbarländern in GWh für die Jahre 1999 und 2001 dargestellt. Norwegen galt in den letzten Jahren als Nettostromexporteur. Nur in den Jahren 1996, 1997, 1998 und 2001 hat Norwegen mehr Strom importiert als exportiert.

Aufgrund des hohen Anteiles an Wasserkraftwerken sind die Witterungsverhältnisse (Niederschlag) für die Stromproduktion in Norwegen von großer Bedeutung. So wurden z.B. im Jahr 1999 aufgrund des hohen Niederschlages in Summe 1.183 GWh exportiert. 2001 mussten 3.592 GWh importiert werden.

Tabelle 4.2: Importe und Exporte von Norwegen zu seinen Nachbarländern in GWh im Jahr 1999 und 2001.

Quelle: Nordel, 2002.

Zielland	Jahr 1999	Jahr 1999	Jahr 2001	Jahr 2001
	Importe GWh	Exporte GWh	Importe GWh	Exporte GWh
Dänemark	622	2759	2787	1942
Finnland	104	107	232	33
Schweden	5929	5904	7527	5186
Russland	232	0	207	0
Summe	6887	8770	10753	7161

4.5 Investitionen am norwegischen Strommarkt

4.5.1 Investitionen in Norwegen

Die nominellen Gesamtinvestitionen der Elektrizitätswirtschaft von Norwegen beliefen sich im Jahr 2000 auf 3.842 Millionen norwegische Kronen. Das sind um -17 % weniger als im Jahr 1999. Dies ist auch im historischen Vergleich ein sehr geringer Wert.

Die Abbildung 4.6 zeigt die nominellen Gesamtinvestitionen der Elektrizitätswirtschaft von Norwegen in Abhängigkeit der Zeit.

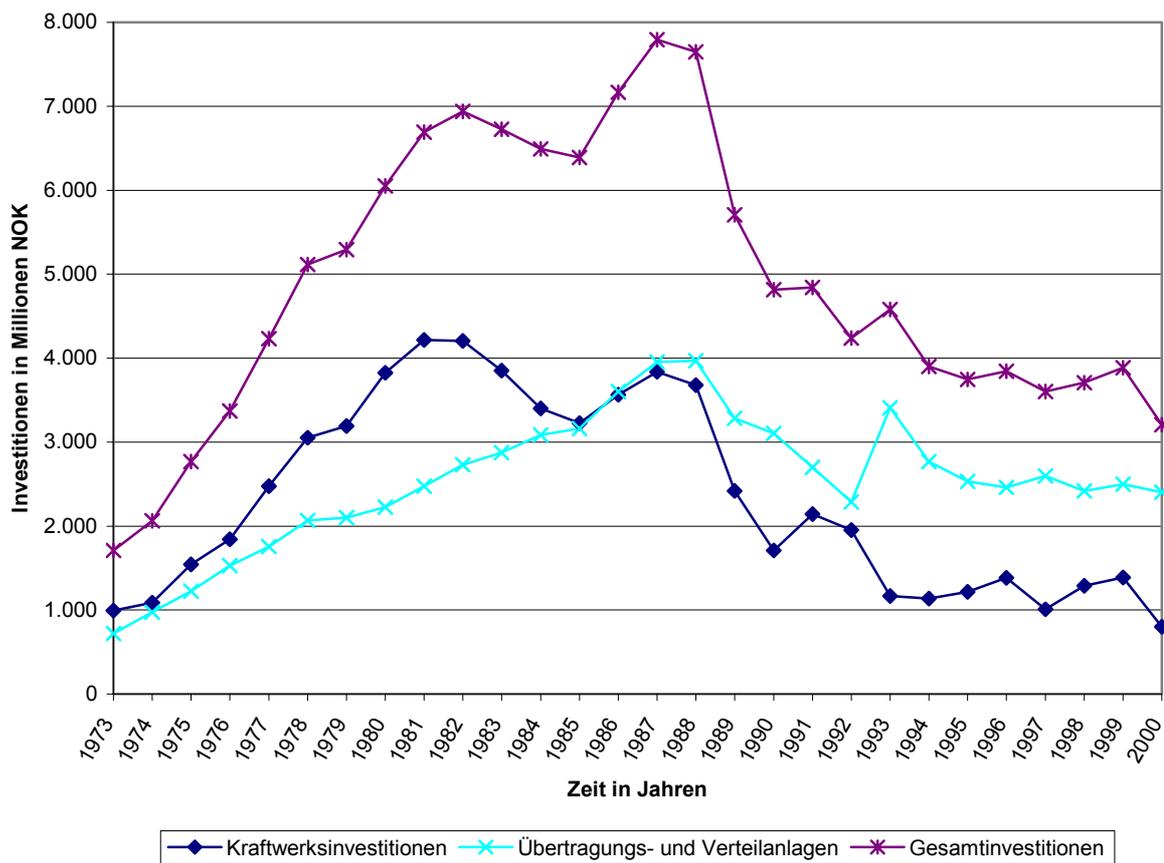


Abbildung 4.6: Nominelle Gesamtinvestitionen der Elektrizitätswirtschaft von Norwegen im Zeitraum von 1973 bis 2000. Die Gesamtinvestitionen bestehen aus den Erzeugungs- und Netzinvestitionen.

Quelle: Statistics Norway, 2002.

Die Abbildung 4.7 zeigt die realen Investitionen in Kraftwerke und Netze der Elektrizitätswirtschaft von Norwegen (Preise 2000). Die Netzinvestitionen setzen sich aus den Investitionen in Übertragungs- und Verteilanlagen zusammen. Die Gesamtinvestitionen bestehen aus der Summe der Investitionen in Erzeugungsanlagen und Netze.

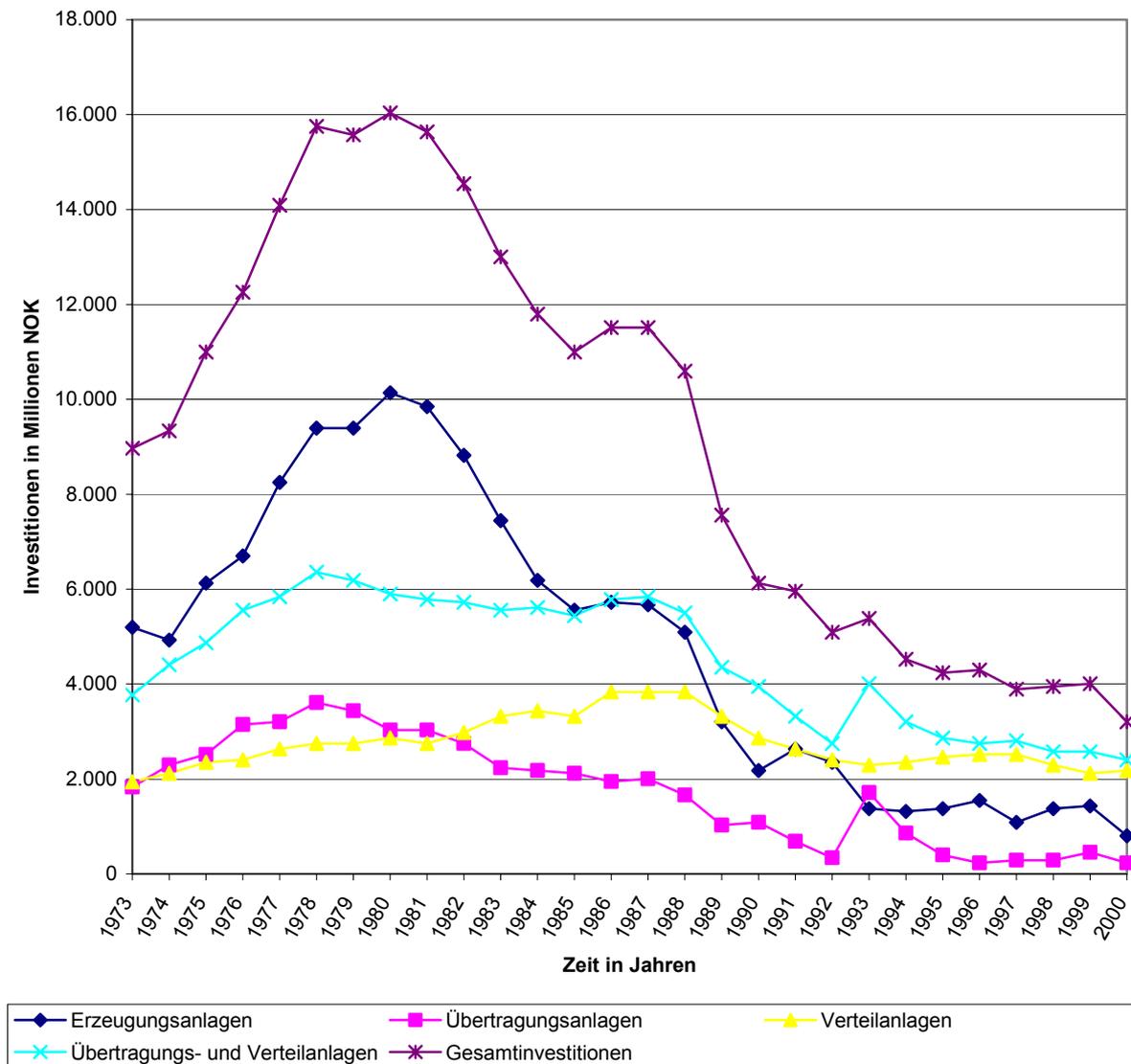


Abbildung 4.7: Reale Investitionen der Elektrizitätswirtschaft von Norwegen (Preise 2000).

Quelle: Statistics Norway, 2002.

In Tabelle 4.3 sind die Veränderungen der nominellen Investitionen in Kraftwerke und Netze in Norwegen gegenüber dem Vorjahr in Prozent [%] dargestellt.

Tabelle 4.3: Veränderungen der nominellen Investitionen in Norwegen gegenüber dem Vorjahr in Prozent [%].

Zeit in Jahren	Erzeugungsanlagen	Übertragungs- und Verteilanlagen	Gesamtinvestitionen
1974	10	35	21
1975	42	26	34
1976	20	25	22
1977	34	15	26
1978	23	18	21
1979	5	2	3
1980	20	6	14
1981	10	11	11
1982	0	10	4
1983	-8	5	-3
1984	-12	7	-3
1985	-5	2	-2
1986	10	14	12
1987	8	10	9
1988	-4	0	-2
1989	-34	-17	-25
1990	-29	-5	-16
1991	25	-13	1
1992	-9	-15	-12
1993	-40	49	8
1994	-3	-19	-15
1995	7	-8	-4
1996	14	-3	3
1997	-27	6	-6
1998	28	-7	3
1999	8	3	5
2000	-42	-4	-17

In Abbildung 4.8 sind die nominellen Investitionen in Kraftwerke und Netze (Übertragungs- und Verteilanlagen) in Prozent abgebildet. Die 100 % repräsentieren die Gesamtinvestitionen in Kraftwerke und Netze für das jeweilige Jahr.

Bis 1985 floss der Großteil der Gesamtinvestitionen der Elektrizitätswirtschaft in Kraftwerke. Seit der Liberalisierung ist eine deutliche Erhöhung der Investitionen in den Netzausbau erkennbar.

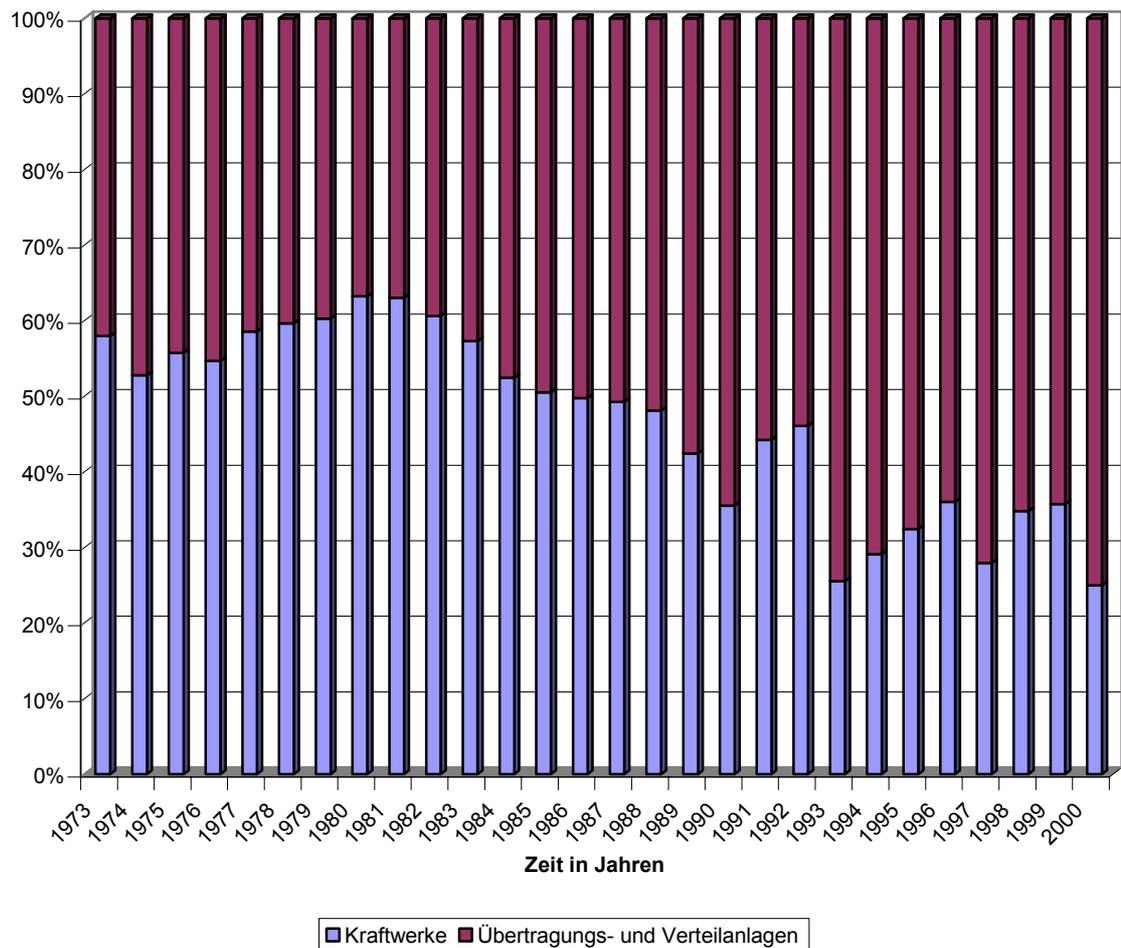


Abbildung 4.8: Getätigte nominelle Investitionen der Elektrizitätswirtschaft von Norwegen in Prozent [%] im Zeitraum von 1973 bis 2000. Es ist der prozentuelle Anteil der Investitionen in Kraftwerke und Netze jeweils in einem Balken dargestellt.

4.5.2 Investitionen in Kraftwerke

Aus Abbildung 4.6 ist ersichtlich, dass die nominellen Kraftwerksinvestitionen seit dem Beginn der Liberalisierung stark rücklaufend sind. Im Jahr 2000 gab es einen historischen Tiefststand. So wurden nur noch 801,8 Millionen norwegische Kronen investiert, das sind um 42 % weniger als im Jahr 1999.

Dieser stetige Rückgang kann mit dem Abbau von „nicht wirtschaftlichen“ Überkapazitäten erklärt werden.

4.5.3 Investitionen in Netze

Die nominellen Gesamtnetzinvestitionen der Elektrizitätswirtschaft von Norwegen im Zeitraum von 1973 bis 2000 sind in Abbildung 4.9 dargestellt. Die Gesamtnetzinvestitionen bestehen aus Übertragungs⁴⁸- und Verteilanlagen. Zu den Verteilanlagen zählen hier die Anlagen vom Regional- und Verteilnetz.

Die norwegischen Elektrizitätsunternehmen investieren in Verteilanlagen seit der Liberalisierung nominell nahezu gleich viel wie zu Beginn der Liberalisierung. Die Investitionen in Übertragungsanlagen sind aber bedeutend geringer als vor der Liberalisierung (siehe Abbildung 4.10). So wurden 1987 noch 1.356 Millionen norwegische Kronen, im Jahr 2000 nur noch 229 Millionen norwegische Kronen investiert.

⁴⁸ Mit den Übertragungsanlagen sind die Übertragungsleitungen gemeint.

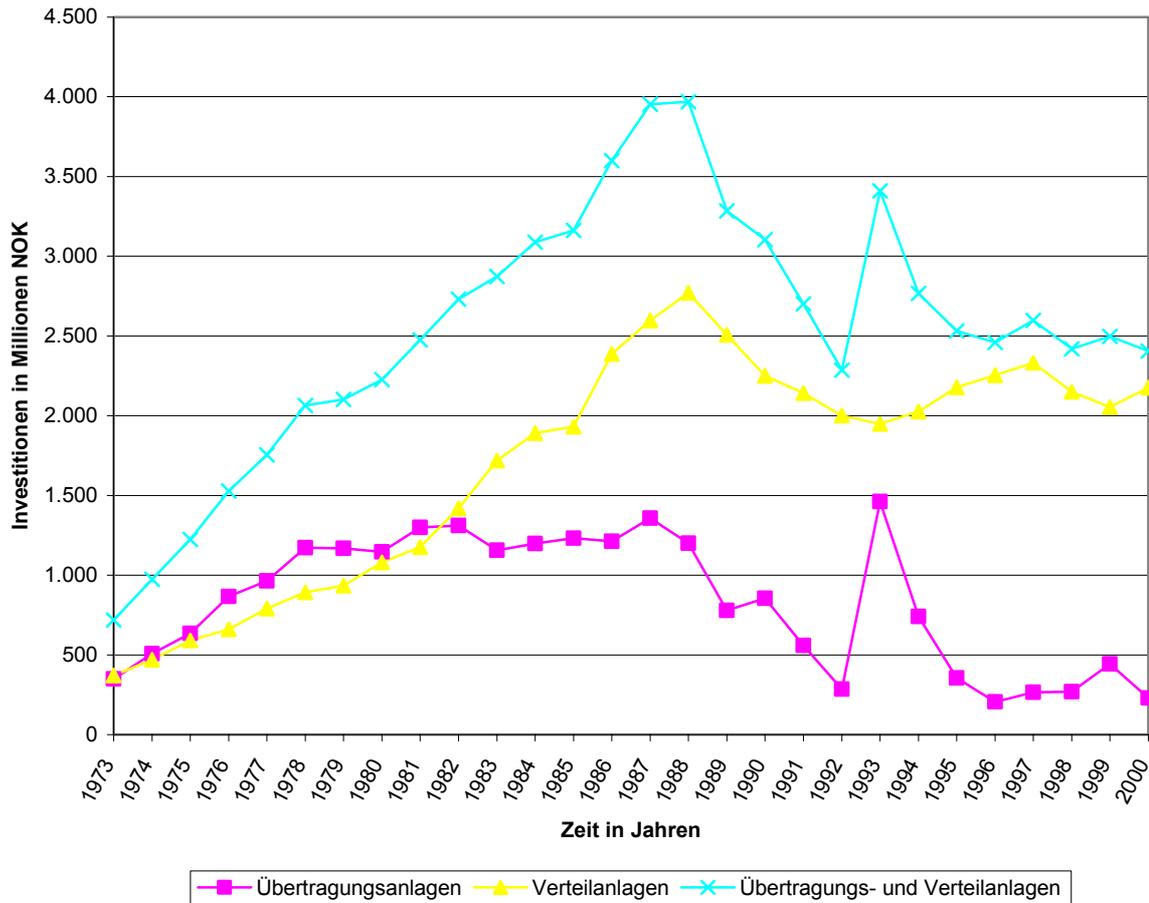


Abbildung 4.9: Nominelle Netzinvestitionen der Elektrizitätswirtschaft von Norwegen in Abhängigkeit der Zeit. Die Netzinvestitionen bestehen aus den Investitionen in Übertragungs- und Verteilanlagen.

Quelle: Statistics Norway, 2002.

Die nominellen Netzinvestitionen der Elektrizitätswirtschaft von Norwegen seit dem Beginn der Liberalisierung sind in Abbildung 4.10 abgebildet.

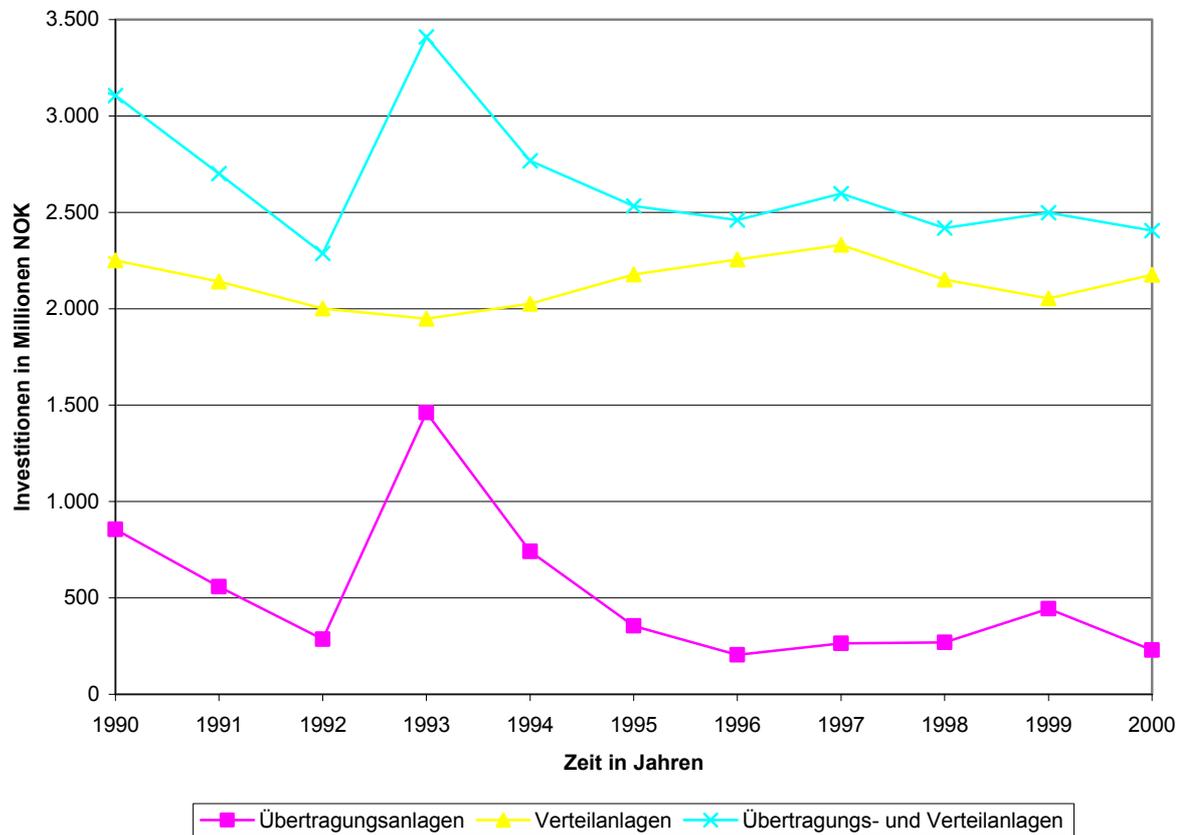


Abbildung 4.10: Die norwegischen nominellen Netzinvestitionen im Zeitraum von 1990 bis 2000.

Die Gesamtinvestitionen der Netze bestehen aus den Übertragungs- und Verteilanlagen.

Quelle: Statistics Norway, 2002.

4.5.4 Gründe für zukünftige Investitionsentscheidungen in Norwegen

Stromverbrauch

Lag in Norwegen der durchschnittliche relative Stromverbrauchszuwachs im Jahr 1995 bis 2000 noch bei 1,2 %, so rechnen die Autoren der Primes-Vorhersage-2003 zukünftig mit einer durchschnittlichen Stromzuwachsrate von 1 % pro Jahr im Zeitraum von 2000 bis 2010 und im Zeithorizont von 2010 bis 2020 mit einer Zunahme von 1,2 % per annum.

Anschließend soll bis 2030 die Stromzuwachsrate wieder durchschnittlich auf 1 % pro Jahr fallen (Primes, 2003).

Da es in Norwegen nahezu keine Überkapazitäten mehr gibt, spielt der Faktor Stromzuwachs für zukünftige Investitionsentscheidungen in Norwegen eine wesentliche Rolle.

Kraftwerke

Wie im Kapitel 4.3 beschrieben besteht der norwegische Kraftwerkspark nahezu 100 % aus Wasserkraftwerken. Diese Kraftwerke erleiden keine wesentliche Abnutzung (wie z.B. durch Brennstoffe) und haben daher eine hohe Lebensdauer⁴⁹.

Für die norwegischen Kraftwerke fallen aber in den nächsten Jahren (bedingt durch deren Alter, vgl. dazu Kapitel 4.3.2) vorwiegend Revisionszahlungen an. Solche Revisionszahlungen zur Instandhaltung von Wasserkraftwerken sind bedeutend geringer als der Neubau von Kraftwerken der gleichen Leistung.

⁴⁹ Die Lebensdauer von Wasserkraftwerken kann zwischen 30 und 50 Jahren angesetzt werden.

Netze

Wie schon vorher erwähnt, investieren die norwegischen Elektrizitätsunternehmen weniger in die Netze als vor der Liberalisierung. Es stellt sich die Frage, ob die rückläufigen Investitionen die Versorgungsqualität in Norwegen negativ beeinflusst haben. Zur Beurteilung der Qualität, wird in Norwegen eine Zeitdauer von mehr als 3 Minuten, in denen kein Strom geliefert wird, herangezogen (non-delivered energy).

Wie aus Abbildung 4.11 ersichtlich, hat der Anteil an nicht gelieferter Energie bezogen auf die gelieferte Gesamtenergie, in Norwegen seit 1995 kontinuierlich abgenommen. Betrug diese im Jahr 1995 noch 0,04 %, so sank es im Jahr 2000 bis auf rund 0,025 % ab. Das zeigt, dass die nicht gelieferte Elektrizität sehr klein ist, oder anders ausgedrückt, dass die Versorgungsqualität in Norwegen als sehr gut bezeichnet werden kann. Weiters veranschaulicht die rückläufige Entwicklung, dass die Marktöffnung in Norwegen zu keiner Verschlechterung der Versorgungsqualität geführt hat (Wild, 2002).

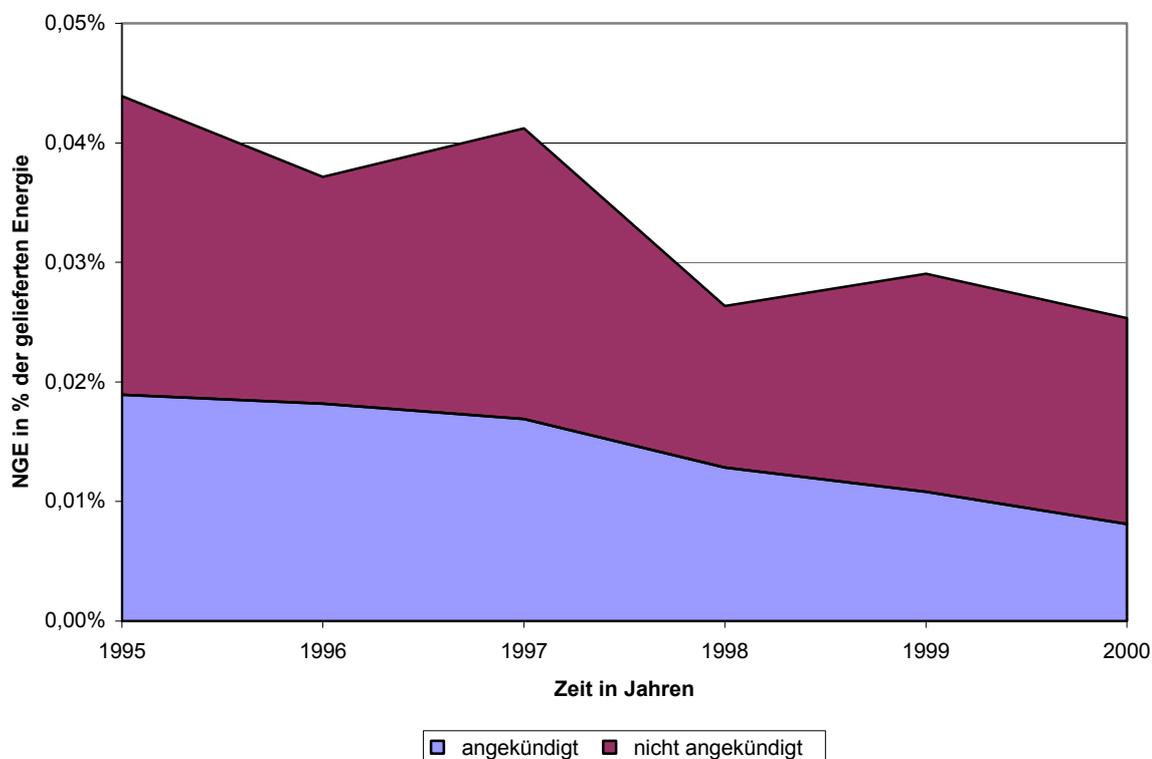


Abbildung 4.11: Nicht gelieferte Energie infolge von Stromunterbrechungen.

Quelle: NVE, 2002.

Strompreis

In der Abbildung 4.12 ist der Spotmarktpreis und der Haushaltsstrompreis (exkl. Netzkosten und Vertriebskosten) für Norwegen (ohne Steuern) dargestellt. Die Stromverknappung im Jahr 1996 (vgl. dazu auch Abbildung 4.3) hatte einen starken Anstieg der Spotpreise an der Strombörse Nord Pool zur Folge.

Mit der Zunahme der Stromproduktion im Jahr 1997 reduzierte sich der Spotmarktpreis wieder auf das Preisniveau vor der Verknappung.

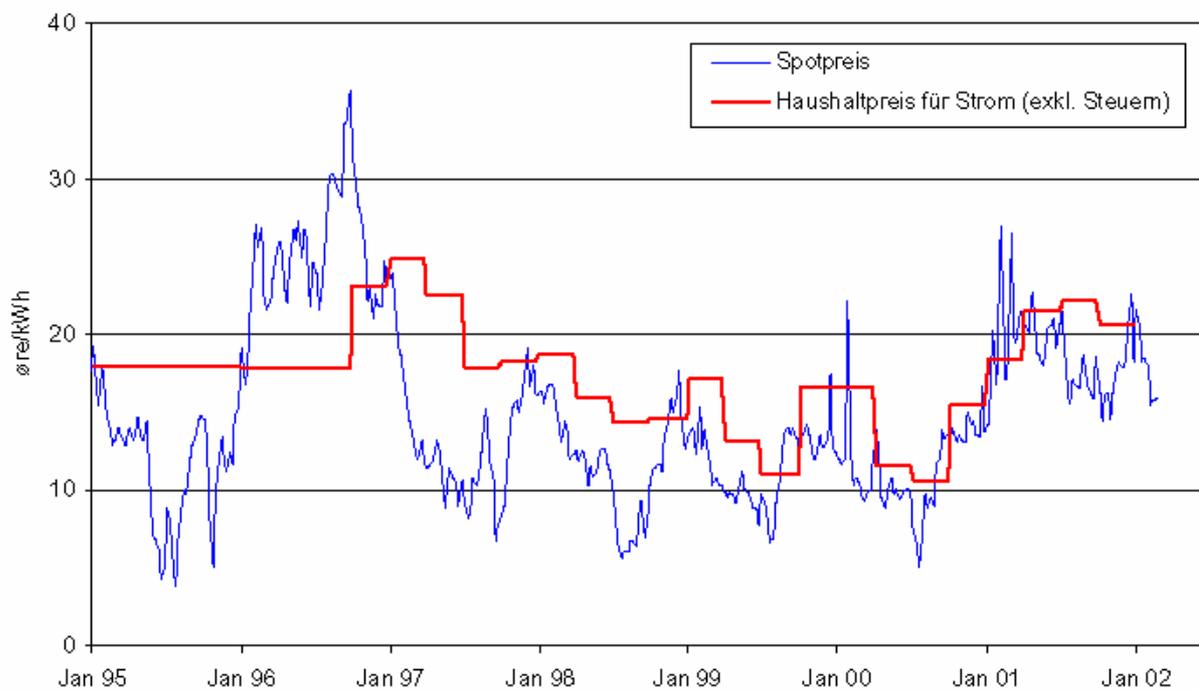


Abbildung 4.12: Poolpreis und Haushaltsstrompreis (exkl. Netzkosten und Vertriebskosten) von Norwegen.

Quelle: Statistics Norway; Jonassen (1998); Berechnungen von Plaut (Schweiz) Consulting AG.

Wie aus Abbildung 4.12 ersichtlich, folgen die Haushaltspreise mit einer leichten Verzögerung den Veränderungen des Spotpreises. Dauerte die Preisanpassung im Jahr 1996 noch über ein halbes Jahr, so folgen die Haushaltspreise der Entwicklung des Spotpreises inzwischen mit nur einigen Wochen Verzögerung (Vaterlaus, 2002).

In Abbildung 4.13 ist die Zusammensetzung des nominellen Strompreises für Haushalte sowie der Spotmarktpreis von Norwegen dargestellt. Der Gesamthaushaltsstrompreis (ohne Steuern und Abgaben) besteht aus den Energiekosten, den Netzkosten (Übertragung und Verteilung) und den Vertriebskosten.

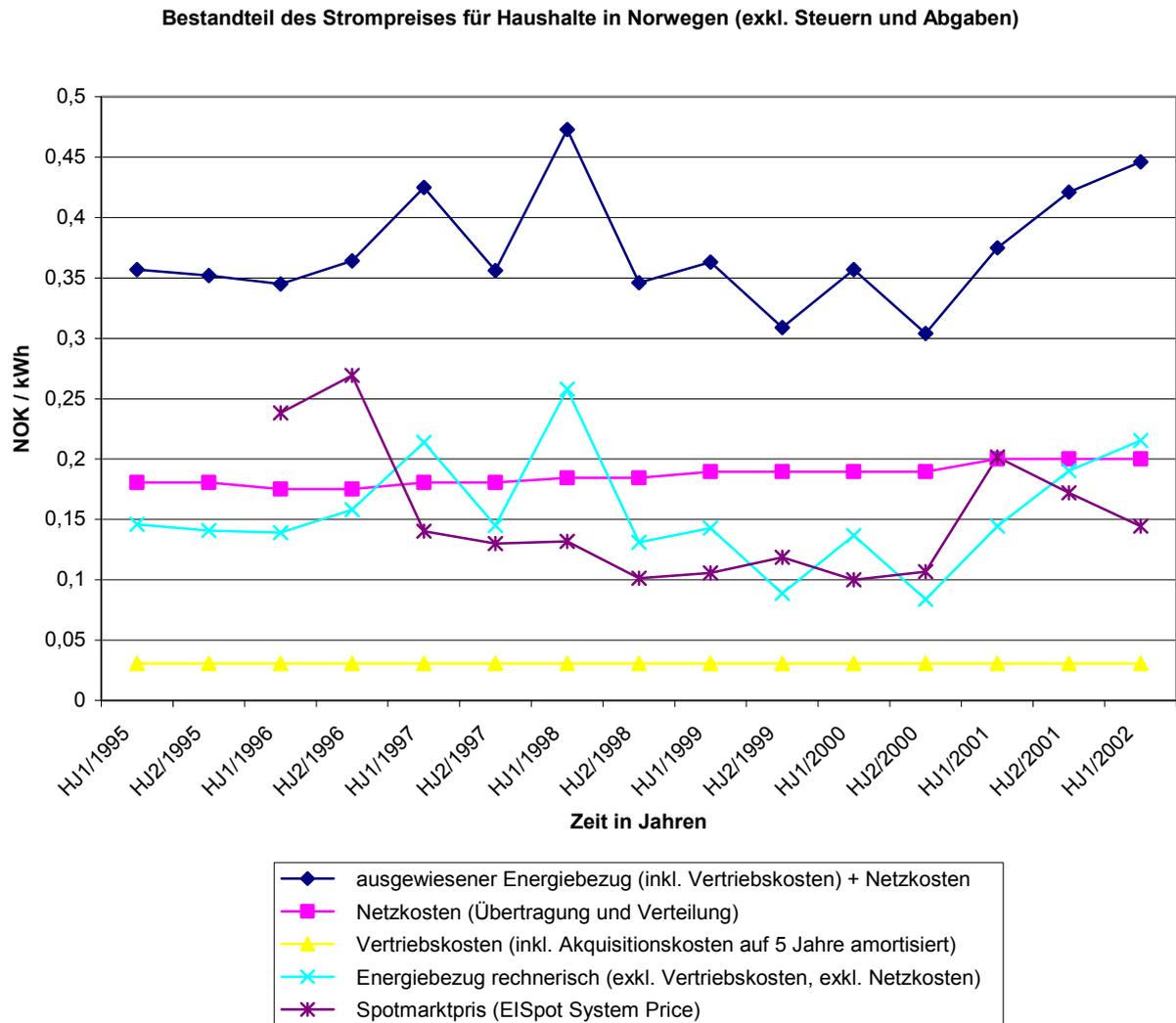


Abbildung 4.13: Zusammensetzung des Strompreises für Haushalte sowie der Spotmarktpreis von Norwegen.

Quelle: Haas, Auer, 2002.

5 Analyse von Großbritannien

5.1 Liberalisierung in Großbritannien

In Großbritannien (England and Wales) wird der erste Schritt zur Liberalisierung 1989 mit der Verabschiedung des Electricity Act eingeleitet. Der zentrale Elektrizitätserzeuger und -übertrager CEGB (Central Electricity Generating Board) wurde in die Übertragungsgesellschaft National Grid Company (NGC) und in drei Erzeugungsgesellschaften aufgespaltet. Diese sind National Power, PowerGen und Nuclear Electric (spätere British Energy und British Nuclear Fuels). Gemeinsam mit den zwölf regionalen Verteilgesellschaften (Regional Electricity Companies - RECs) werden in weiterer Folge alle Unternehmen privatisiert (Riechmann, 1999).

Der Übertragungsbereich gilt durch den Verkauf der NGC als besitzmäßig entflochten. Bei den RECs wird nur eine Aufspaltung der Unternehmensbereiche Übertragung und Vertrieb in Teilgesellschaften mit unterschiedlichen Standorten angeordnet.

Als wesentliches Element des Wettbewerbs im Erzeugungsbereich gilt der von der zentralen NGC betriebene Power Pool (Pool für den Großhandel), dem sich alle größeren Erzeuger anschließen mussten, um dort ihre Geschäfte abzuwickeln.

Die teilweise Liberalisierung des Strommarktes, die anfänglich nur für Großverbraucher über 10 MW gültig war, wurde dann im Jahr 1994 auf 100 kW ausgeweitet. Die 100%ige Marktöffnung erfolgte im Jahr 1999.

Im März 2001 wird die Preisfindung des Pools, nach wiederholten Fällen des „Gaming“⁵⁰ modifiziert. Ab diesem Zeitpunkt wird der Pool durch die New Electricity Trading Arrangements (NETA) ersetzt, welcher nach dem Vorbild von Warenterminmärkten handelt. Die Preisaufsicht der marktbeherrschenden Vertriebsunternehmen (zur Zeit die RECs in den jeweiligen Gebieten) obliegt dem unabhängigen Regulator.

⁵⁰ Mit „Gaming“ sind hier strategische Preisangebote gemeint.

5.2 Anbieter am britischen Strommarkt

In der Abbildung 5.1 sind die Anbieter des britischen Strommarktes sowie, deren Lieferbeziehungen für Energie dargestellt.

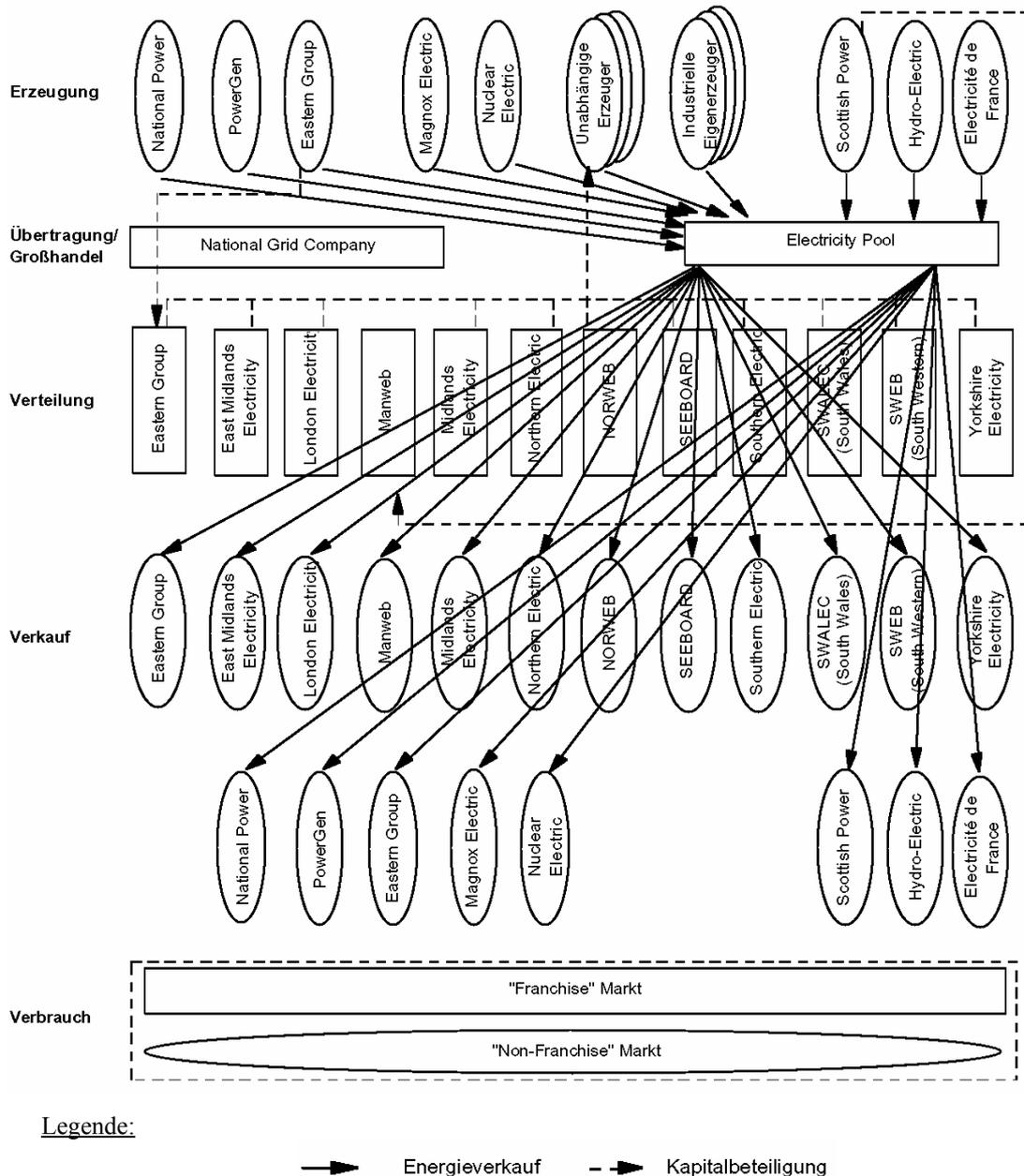


Abbildung 5.1: Lieferbeziehungen für Energie am britischen Strommarkt.

Quelle: Riechmann, 2000.

5.3 Der britische Kraftwerkspark

5.3.1 Bruttostromerzeugung nach Kraftwerken

In der Tabelle 5.1 ist die installierte Kraftwerksleistung in GW, in Tabelle 5.2 die installierte Kraftwerksleistung in Prozent in Abhängigkeit der Jahre, von Großbritannien dargestellt. 1999/2000 bestand der Großteil der Stromerzeugung aus Kohlekraftwerken (38 %), gefolgt von GuD Anlagen mit einem Anteil von 30 %. 16 % wurden von Kernkraftwerken abgedeckt.

Tabelle 5.1: Installierte Kraftwerksleistung in Großbritannien in GW. Quelle: Ofgem, 2003.

	1995/96	1996/97	1997/98	1998/99	1999/2000
Gas und Dampfkraftwerke	11,8	13,3	15,6	17,3	19,5
Kohlekraftwerke	27,4	27,1	26,4	26,2	24,5
Kernkraftwerke	10,5	10,5	10,6	10,6	10,5
Öl- und Gaskraftwerke	0,6	0,6	0,5	0,6	0,6
Ölkraftwerke	3,6	3,4	2,7	2,7	2,7
Importe	3,9	3,6	3,6	3,6	3,6
Sonstiges	2,5	2,5	2,9	2,9	3,1
Ges. Kraftwerksleistung	60,3	61	62,3	63,9	64,5

Tabelle 5.2: Installierte Kraftwerksleistung in Großbritannien in Prozent [%].

	1995/96	1996/97	1997/98	1998/99	1999/2000
Gas und Dampfkraftwerke	20	22	25	27	30
Kohlekraftwerke	45	44	42	41	38
Kernkraftwerke	17	17	17	16	16
Öl- und Gaskraftwerke	1	1	1	1	1
Ölkraftwerke	7	6	4	4	4
Importe	6	6	6	6	6
Sonstiges	4	4	5	5	5
Ges. Kraftwerksleistung	100	100	100	100	100

Die Abbildung 5.2 zeigt die verwendeten Rohstoffe in Tonnen für die Elektrizitätsversorgung in Großbritannien. Es ist ersichtlich, dass seit dem Beginn der Liberalisierung der Rohstoff Gas an Bedeutung gewonnen hat. Der Einsatz von Kohle als Brennstoff verringerte sich in den letzten neun Jahren deutlich.

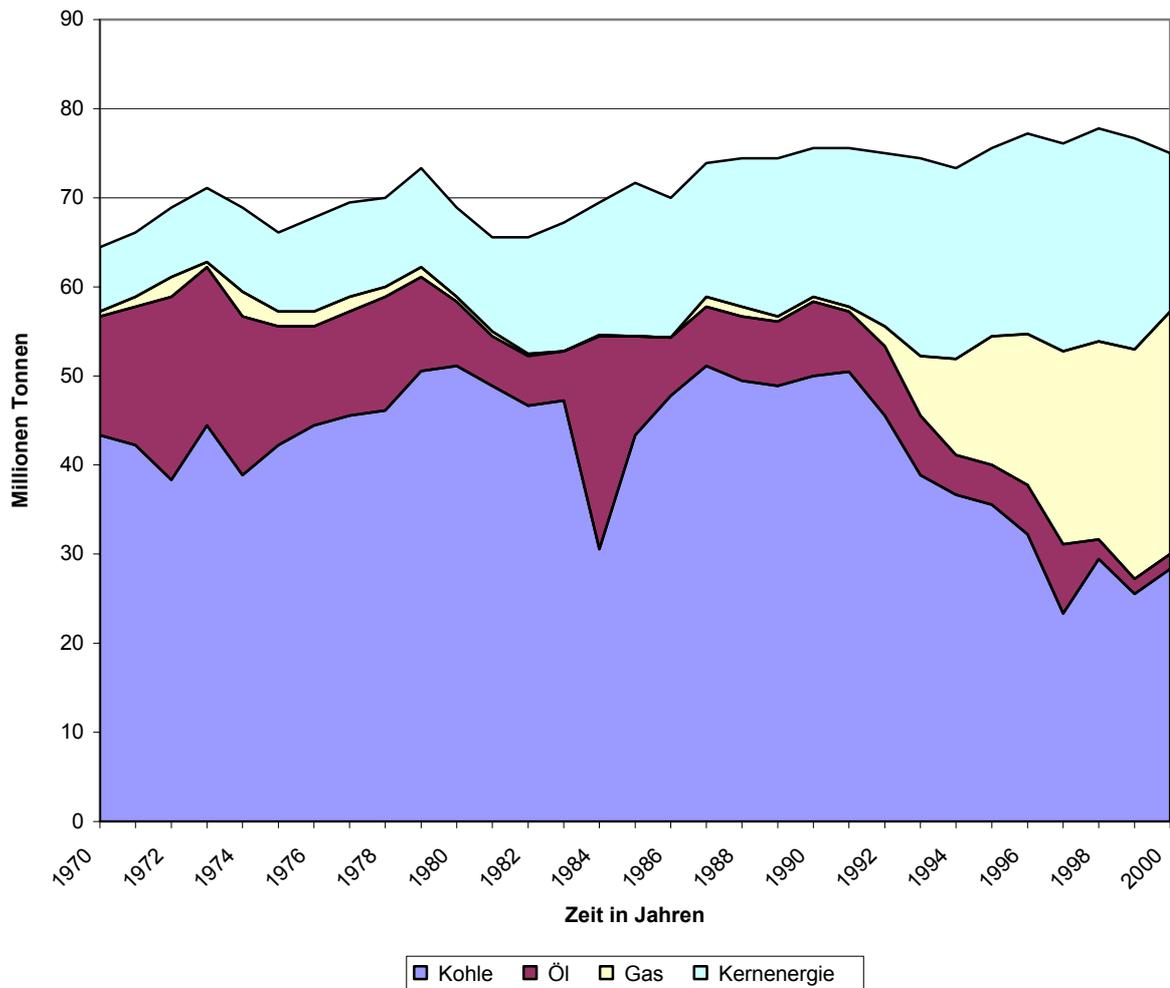


Abbildung 5.2: Verwendete Brennstoffanteile⁵¹ für die Elektrizitätserzeugung in Großbritannien in Zeitraum von 1970 bis 2000. Quelle: OFGEM - Performance and Innovation Unit Energy Policy Review, 2001.

⁵¹ Man beachte, dass 1970-1987 nur die größten Energieerzeugungsfirmen und in den Jahren 1987-2000 alle Energieerzeuger berücksichtigt wurden.

In Abbildung 5.3 sind die benötigten bzw. die zukünftig verwendeten Brennstoffe für die Elektrizitätserzeugung von Großbritannien im Zeitraum von 1990 bis 2020 dargestellt. Jeder Balken repräsentiert ein Jahr wobei die Höhe des Balkens die Bruttostromerzeugung in TWh darstellt. Der prognostizierte Anstieg für den Brennstoffeinsatz bezieht sich auf das Jahr 2000.

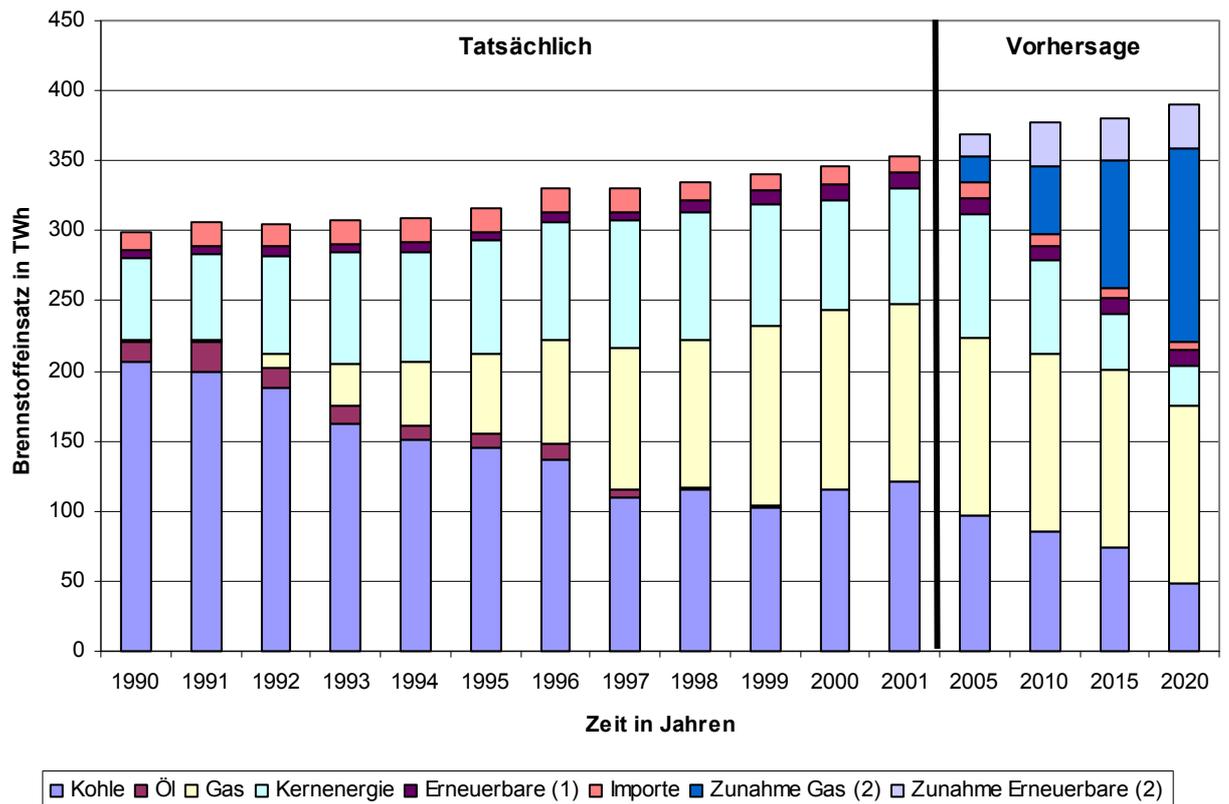


Abbildung 5.3: Elektrizitätserzeugung in Großbritannien nach Brennstoffen. (1) Beinhaltet Wasserkraft ausgenommen Pumpspeicherkraftwerke. (2) Der Anstieg ist bezogen auf das Jahr 2000.

Quelle: JESS, NGC - Seven Year Statement 2002.

5.4 Netze in Großbritannien

5.4.1 Das britische Übertragungsnetz

Die Abbildung 5.4 zeigt das englische Übertragungsnetz mit dem Ausbauplan für das Jahr 2009/10. Der Planungsstand ist vom 10. Dezember 2002.

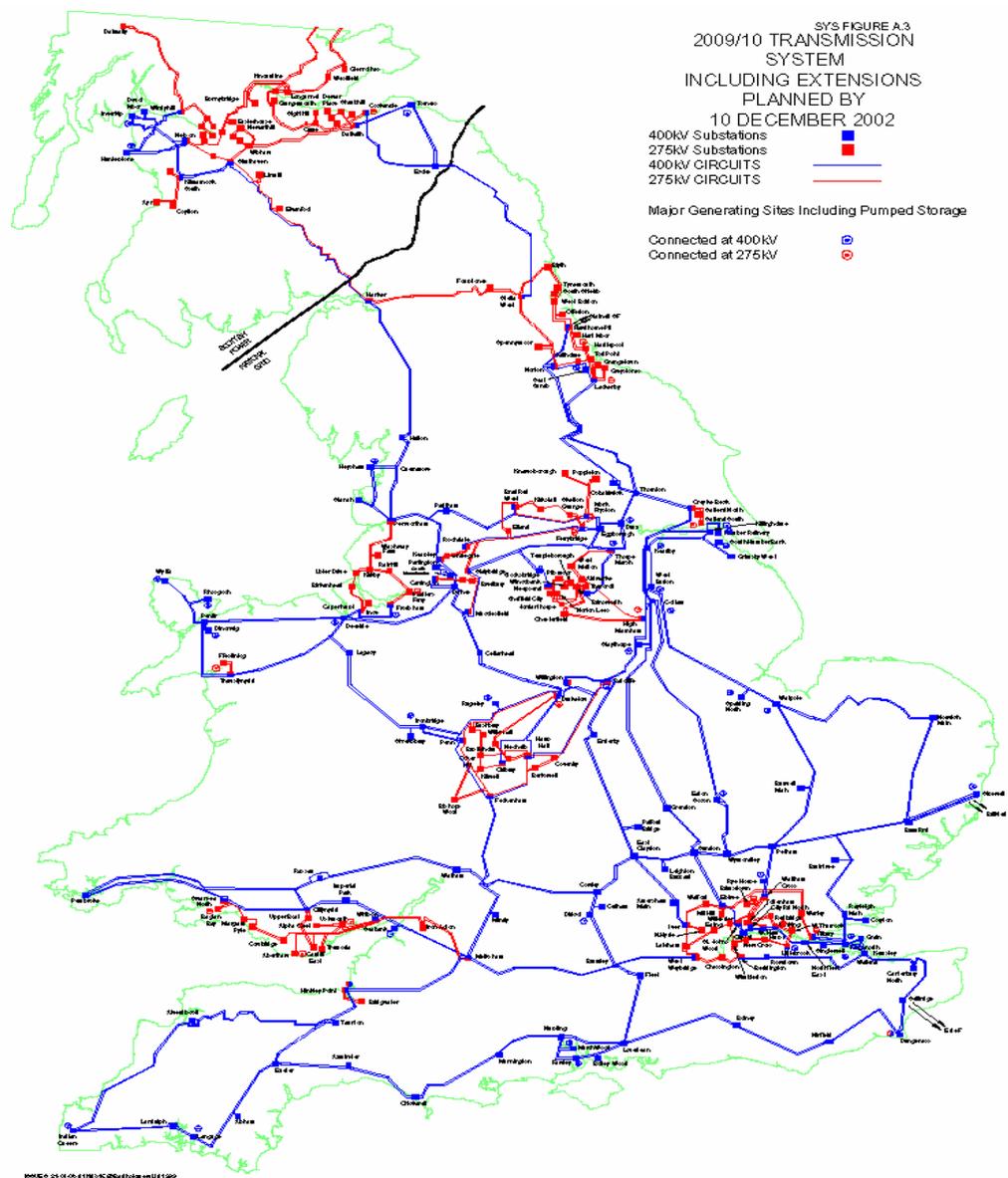


Abbildung 5.4: Übertragungsnetz von England mit dem Ausbauplan für das Jahr 2009/10 (Planungsstand 10. Dezember 2002). Quelle: NGC - Seven Year Statement 2003.

In der Tabelle 5.3 sind die Kabellängen der National Grid vom Jahr 2003 dargestellt. Die Abbildung 5.5 zeigt die Versorgungsverluste von Überspannungsleitungen bedingt durch die Stromübertragung von England und Wales in Abhängigkeit der Jahre. Ein Grund für die Verringerung der Versorgungsverluste in den letzten Jahren ist auf den Ausbau des 400 kV Netzes zurückzuführen.

Tabelle 5.4: Kabellängen in km von National Grid im Jahr 2003.

Quelle: NGC - Seven Year Statement 2003.

Kabeltyp	132 kV	275 kV	400 kV	DC-Verbindung
Überspannungsleitungen	199	3484	10223	-
Erdkabel	70	425	132	327
Ges. Leitungslänge	269	3909	10355	327

Verluste in
GWh

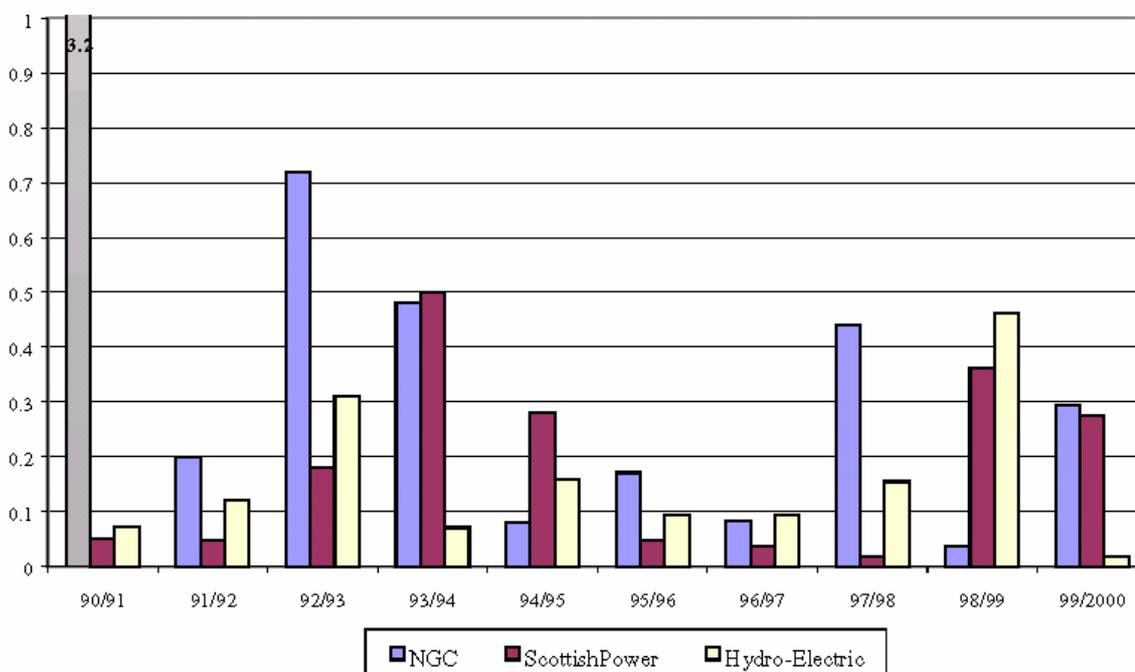


Abbildung 5.5: Versorgungsverluste (GWh) bedingt durch die Stromübertragung in England und Wales.

Quelle: OFGEM - Performance and Innovation Unit Energy Policy Review, 2001.

5.5 Investitionen am britischen Strommarkt

5.5.1 Investitionen in Großbritannien

In Abbildung 5.6 sind die Vorhersagen der realen Investitionen der Elektrizitätsversorgungsunternehmen von Großbritannien sowie der OFFER⁵² im Zeitraum von 1995/96 bis 1999/2000 dargestellt (Preise 1997/98). Es ist ersichtlich, dass die Vorhersagen der Elektrizitätsversorgungsunternehmen vom Jahr 1993 deutlich höher waren als die aktualisierten Vorhersagen vom Jahr 1998.

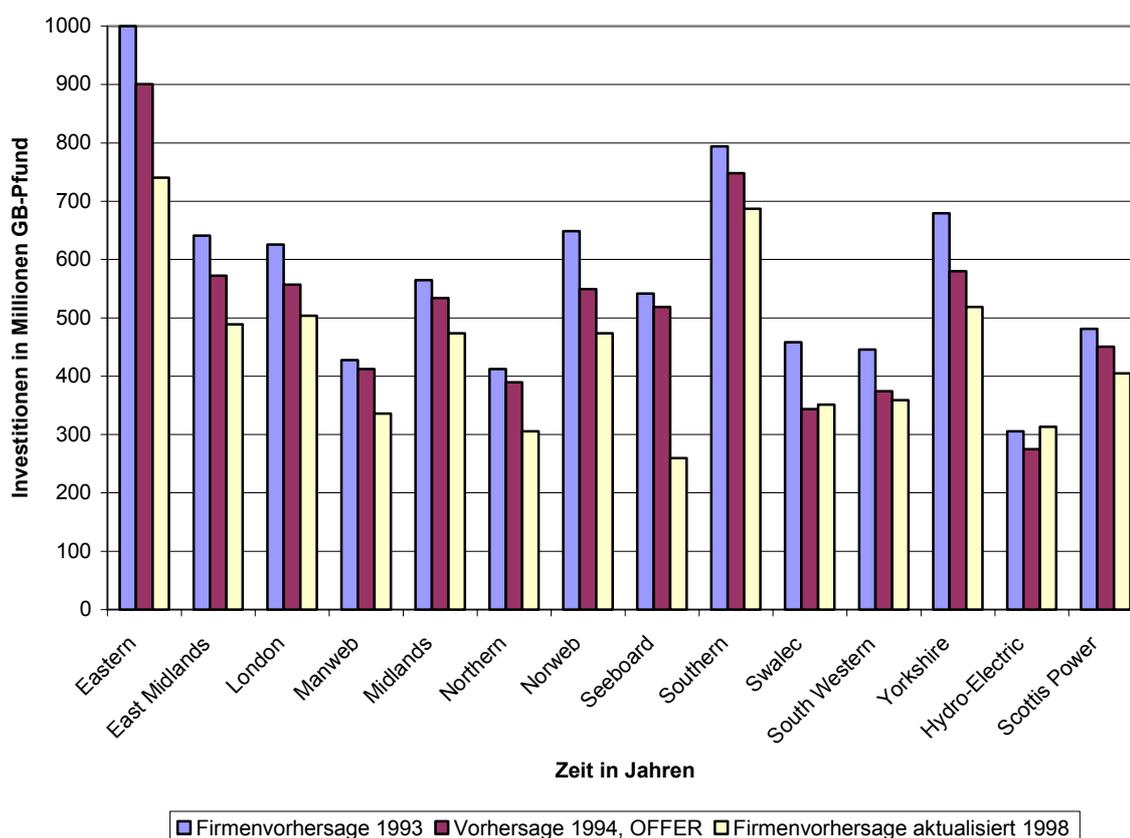


Abbildung 5.6: Vorhersagen der realen Investitionen der Elektrizitätsversorgungsunternehmen sowie der OFFER im Zeitraum von 1995/96 bis 1999/2000 (Preise 1997/98). Quelle: OFGEM, Reviews of Public Electricity Suppliers 1998 to 2000.

⁵² OFFER (Office of Electricity Regulation), heute OFGEM.

Die getätigten nominellen Investitionen in britischen Pfund der Elektrizitätswirtschaft von Großbritannien in den 90er Jahren sind in Abbildung 5.7 dargestellt. Die Investitionen beziehen sich hier auf England, Wales und Schottland. Es sind die Kraftwerke, die Netze (Übertragungs- und Verteilanlagen) sowie sonstige Ausgaben getrennt voneinander dargestellt. Die Gesamtinvestitionen bestehen aus der Summe der oben genannten Investitionen.

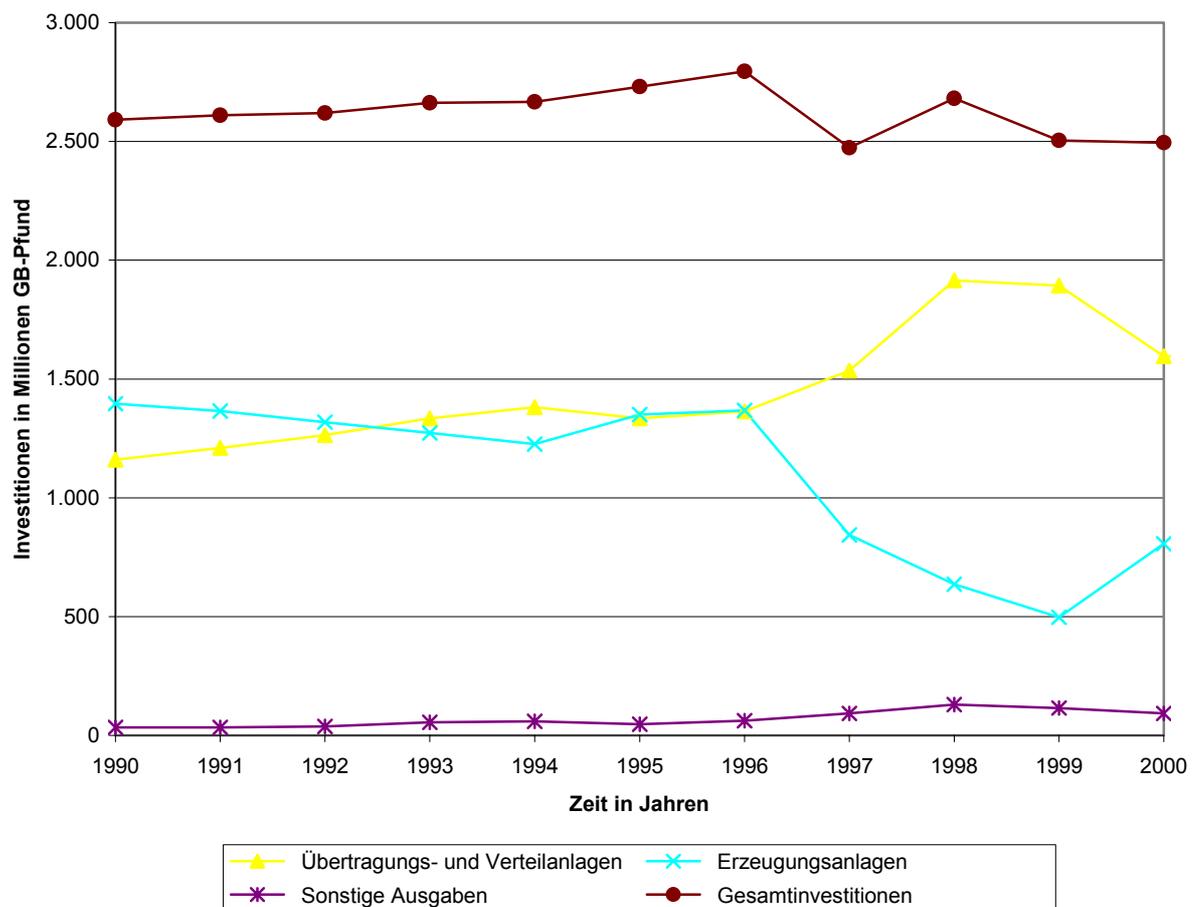


Abbildung 5.7: Nominelle Investitionen in britischen Pfund der Elektrizitätswirtschaft von Großbritannien (England, Wales und Schottland) im Zeitraum von 1990 bis 2000.

Quelle: JESS 2003, Centre for Regulated Industries 2003.

In Tabelle 5.5 sind die prozentuellen Veränderungen der nominellen Investitionen gegenüber dem Vorjahr in Großbritannien (England, Wales und Schottland) dargestellt.

Tabelle 5.5: Prozentuelle Veränderung der nominellen Investitionen in Großbritannien gegenüber dem Vorjahr.

Zeit in Jahren	Übertragungs- und Verteilanlagen	Erzeugungsanlagen	sonstige Ausgaben	Gesamtinvestitionen
1990	4	21	-45	11
1991	4	-2	0	1
1992	4	-3	9	0
1993	6	-4	48	2
1994	3	-4	7	0
1995	-3	10	-21	2
1996	2	1	33	2
1997	13	-38	50	-12
1998	25	-25	40	8
1999	-1	-22	-12	-7
2000	-16	62	-19	0

5.5.2 Investitionen in Kraftwerke

Wie man aus Abbildung 5.7 erkennen kann, sind die nominellen Kraftwerksinvestitionen seit dem Beginn der Liberalisierung in Großbritannien stark gesunken. Im Jahr 1990 wurden 1.396 Millionen britische Pfund investiert, im Jahr 1994 1.225 Millionen und 1999 nur mehr 496 Millionen. Erst im Jahr 2000 gab es eine deutliche Steigerung der Kraftwerksinvestitionen um 63 % gegenüber dem Vorjahr (1999).

Die Abbildung 5.8 und Abbildung 5.9 zeigen die realen Investitionen in Abhängigkeit der Zeit der Scottish-Hydro-Electric und der Scottish-Power (1997/98 Preise). Es sind die tatsächlichen Investitionen der Elektrizitätsversorgungsunternehmen, deren Vorhersagen (1992 und 1998), sowie die Vorhersagen der OFFER⁵³ (1993) angegeben.

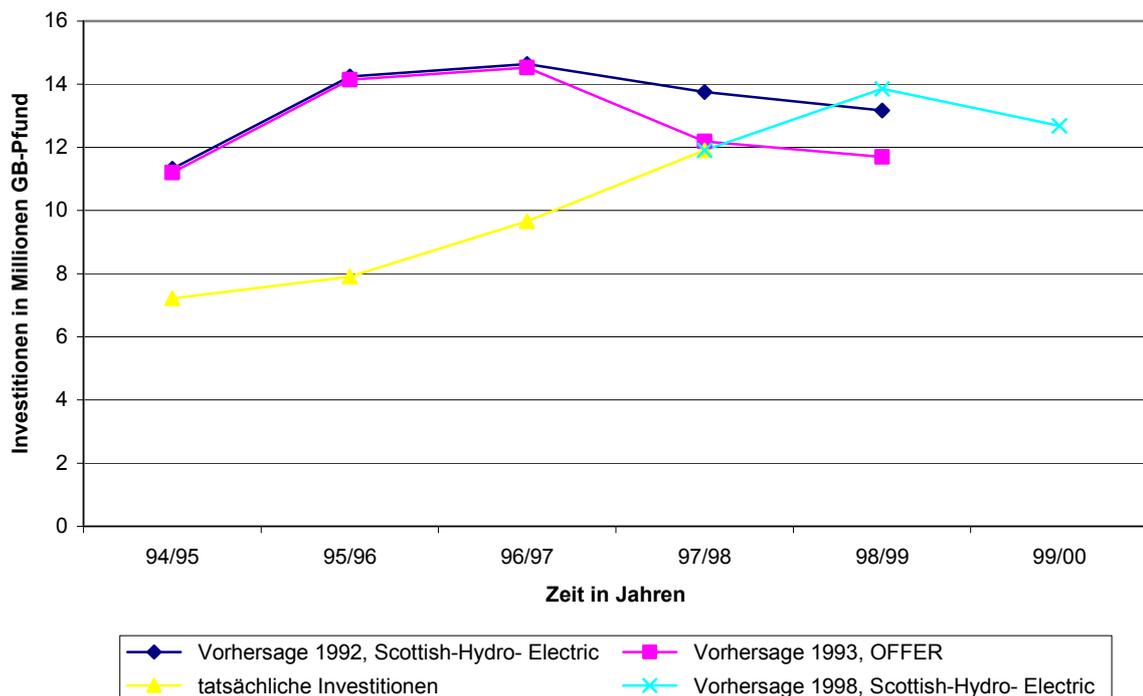


Abbildung 5.8: Reale Investitionen in Abhängigkeit der Zeit der Scottish-Hydro-Electric (1997/98 Preise).

Quelle: OFGEM, Reviews of Public Electricity Suppliers 1998 to 2000.

⁵³ Unabhängiger Regulator.

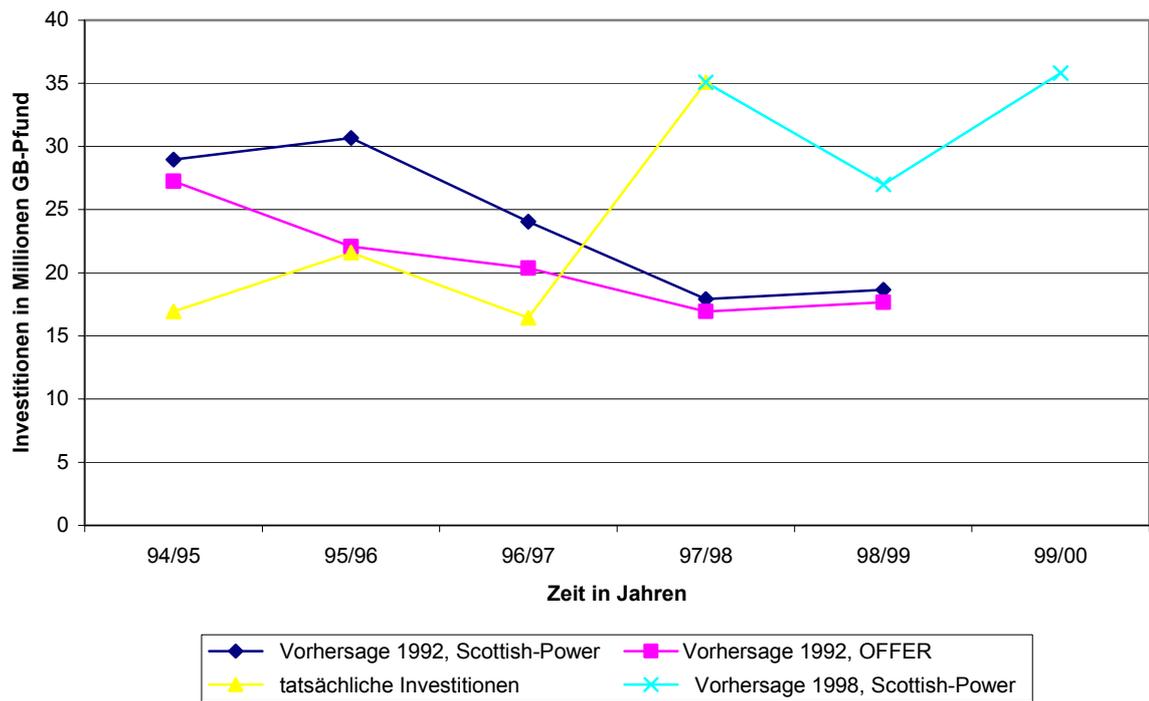


Abbildung 5.9: Reale Investitionen in Abhängigkeit der Zeit der Scottish-Power (1997/98 Preise).

Quelle: OFGEM, Reviews of Public Electricity Suppliers 1998 to 2000.

5.5.3 Investitionen in Netze

Wenn man die nominellen Gesamtnetzinvestitionen von England, Wales und Schottland bestehend aus der Summe der Übertragungs- und Verteilanlagen betrachtet (vgl. Abbildung 5.10), so erkennt man, dass die Investitionen in Netze seit der Liberalisierung angestiegen sind. Diese Gesamtnetzinvestitionen werden seitdem vorwiegend durch die Verteilanlagen bestimmt.

Die nominellen Investitionen in Übertragungsnetze sind im Zeitraum von 1990 bis 1998 nahezu konstant geblieben. In den Jahren 1999 bis 2001 gab es dann einen Anstieg der Übertragungsnetzinvestitionen. Der Höchstwert der Netzinvestitionen der letzten 10 Jahre lag im Jahr 1998 bei 1915 Millionen britischen Pfund.

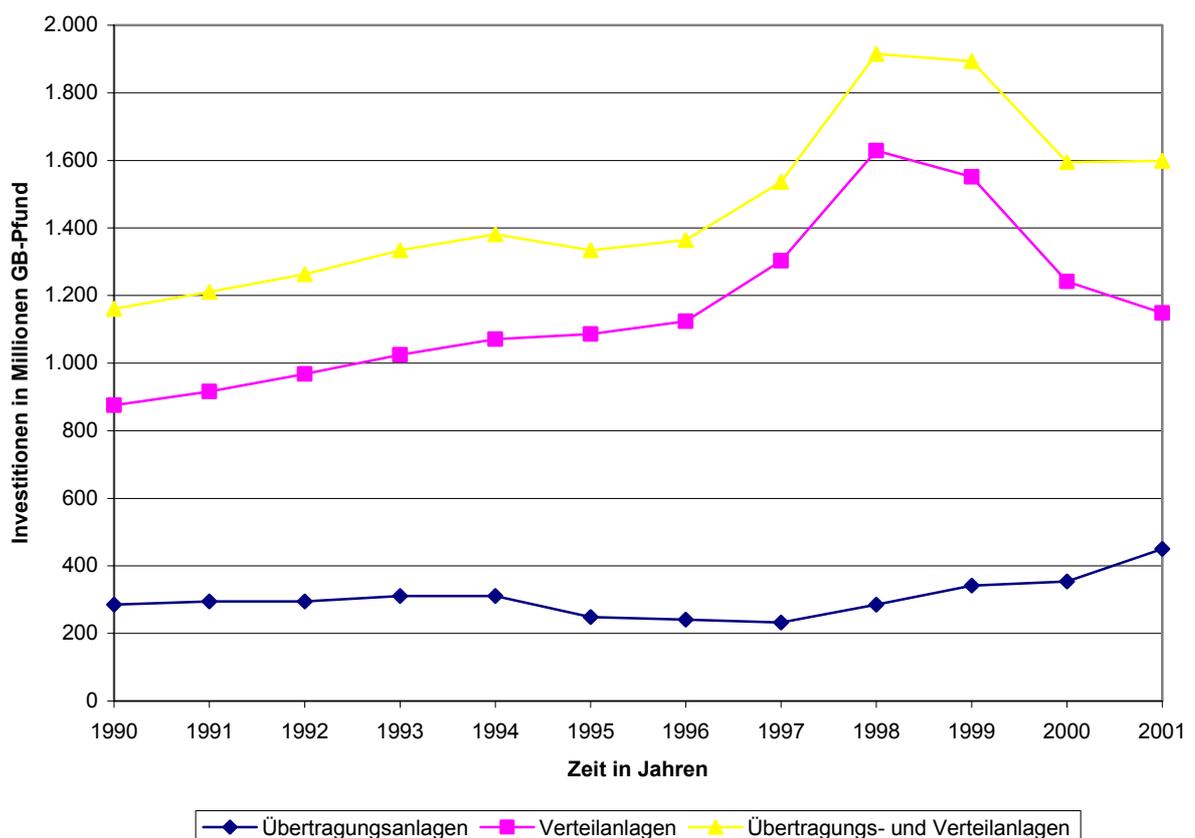


Abbildung 5.10: Nominelle Netzinvestitionen der britischen Elektrizitätsversorger in Abhängigkeit der Zeit.

Die Gesamtnetzinvestitionen bestehen aus der Summe der Übertragungs- und der Verteilanlagen.

Quelle: JESS 2003, Centre for Regulated Industries 2003.

In der Abbildung 5.11 sind die jährlichen nominellen Investitionen ins Verteilungsnetz von England, Wales und Schottland im Zeitraum von 1960 bis 2001 dargestellt.

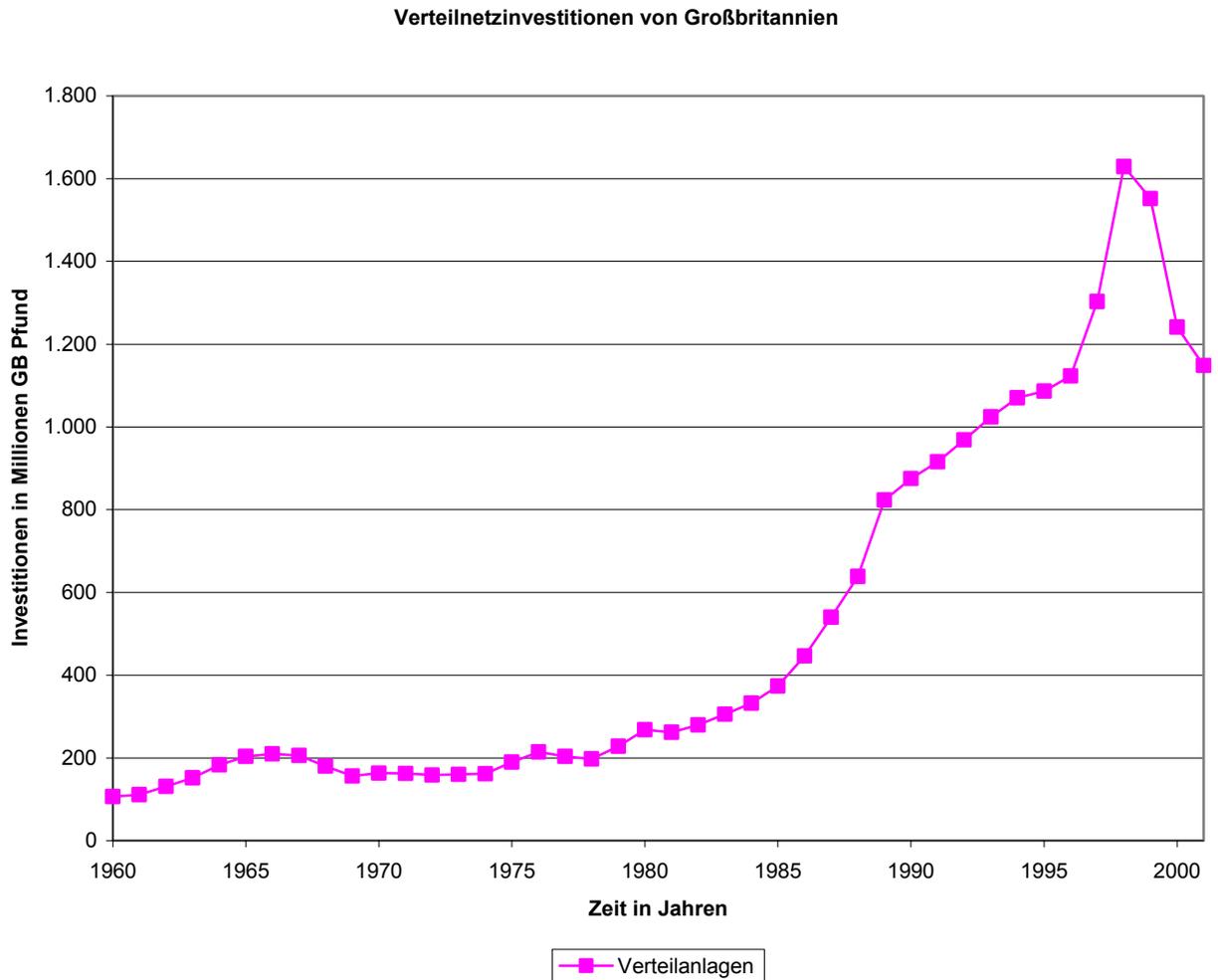


Abbildung 5.11: Jährliche nominelle Investitionen in das Verteilnetz von Großbritannien (England, Wales und Schottland) im Zeitraum von 1960 bis 2001. Quelle: BIC Enquiries, 2003.

5.5.4 Modell zur Berechnung der Investitionen von Großbritannien

In Abbildung 5.12 sind die nominellen Investitionen der britischen Elektrizitätswirtschaft im Zeitraum von 1971 bis 2000 dargestellt. Alle Investitionen beziehen sich wiederum auf England, Wales und Schottland.

Die Werte für die Kraftwerksinvestitionen, der Investitionen in Übertragungsnetze und sonstiger Ausgaben im Zeitraum von 1971 bis 1989 waren nicht zugänglich, daher werden diese mit Hilfe eines mathematischen Modells berechnet. Die Werte von 1990 bis 2000 beruhen auf Firmenangaben.

Modellbeschreibung zur Berechnung der Werte

Leitungskosten:

Im ersten Schritt wird das jährliche Wachstum der Investitionen der Verteilanlagen sowie der Übertragungsanlagen im Zeitraum von 1990 bis 2000 berechnet. Aus dem daraus resultierenden Verhältnis können nun die Investitionen in die Übertragungsnetze für den Zeitraum von 1971 bis 1989 berechnet werden. Das Verhältnis der Steigung der Verteilanlagen zu Übertragungsanlagen beträgt 1 zu 0,87.

Die Gesamtnetzinvestitionen ergeben sich nun aus den Investitionen in die Übertragungs- und Verteilanlagen.

Kraftwerksinvestitionen:

Um die Investitionen der Kraftwerke zu berechnen, wurde die positive Änderung der Brennstoffe der einzelnen Kraftwerkstypen aus der Abbildung 5.2 („Verwendete Brennstoffanteile für die Elektrizitätserzeugung in Großbritannien“) verwendet.

Von den Jahren, in denen die Investitionen bekannt sind (1990 bis 2000) wird der Mittelwert der Summe der Investitionen in Kraftwerke durch den Mittelwert der Summe der positiven Änderung der Investitionen dividiert, und der nötige Faktor (F) berechnet.

Der Korrekturfaktor (K_{orr}), der zur Berechnung der Kraftwerksinvestitionen notwendig ist, ergibt sich aus dem Minimum und dem Maximum aller positiven Steigungen der Brennstoffe der einzelnen Kraftwerkstypen pro Jahr. Dieser Korrekturfaktor (K_{orr}) wird auf eins normiert.

Nun können die Investitionen in Kraftwerke für das Zeitintervall von 1971 bis 1989 errechnet werden.

Sonstigen Ausgaben:

Zur Berechnung der sonstigen Ausgaben für die unbekannte Zeitdauer wird zuerst der prozentuelle Mittelwert der sonstigen Ausgaben, bezogen auf die Gesamtinvestitionen, im Zeitraum von 1990 bis 2000 errechnet. Mit Hilfe dieses Prozentsatzes werden nun mit den Kraftwerks- und den Netzinvestitionen die sonstigen Ausgaben für den Zeitraum von 1971 bis 1989 berechnet.

Die Gesamtinvestitionen ergeben sich nun aus den Investitionen in Kraftwerke, Netze und sonstigen Ausgaben.

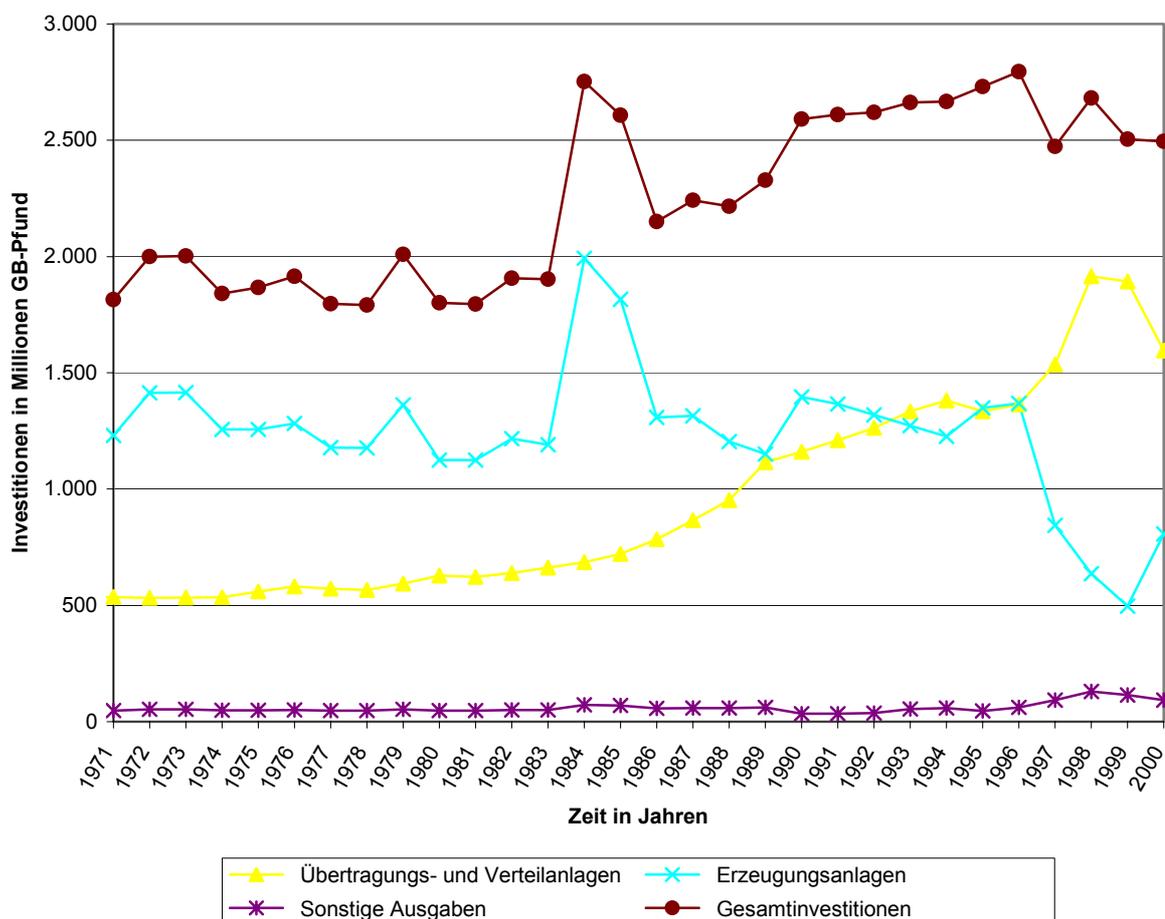


Abbildung 5.12: Getätigte nominelle Investitionen in britischen Pfund der Elektrizitätswirtschaft von Großbritannien in den Jahren von 1971 bis 2000. Quelle: JESS 2003, Centre for Regulated Industries 2003, BIC Enquiries, 2003 und eigene Berechnungen.

In Abbildung 5.13 sind die realen Investitionen der britischen Elektrizitätswirtschaft (England, Wales und Schottland) in den Jahren von 1971 bis 2000 dargestellt (Preise 2000). Die Grundlage zur Berechnung der realen Werte liefern die nominellen Investitionen aus Abbildung 5.12. Die Faktoren für die Umrechnung der nominalen in reale Werte waren nicht zugänglich. Deshalb wurde der Umrechnungsfaktor für Großbritannien aus dem Mittelwert der Faktoren von Deutschland, Österreich und Norwegen errechnet.

Die Gesamtinvestitionen ergeben sich hier aus den Investitionen in Kraftwerke, Netze (Übertragungs- und Verteilanlagen) und sonstigen Ausgaben.

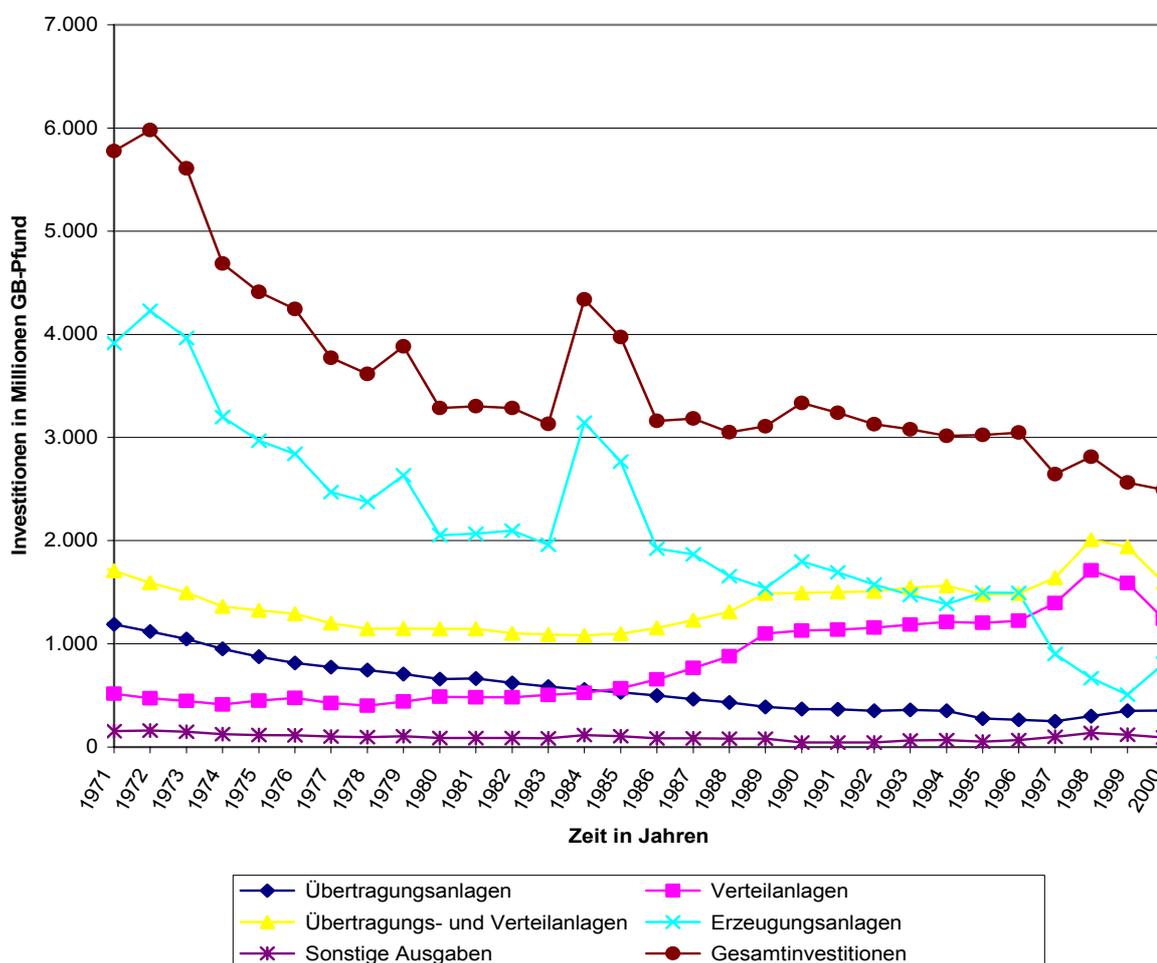


Abbildung 5.13: Reale Investitionen der britischen Elektrizitätswirtschaft (England, Wales und Schottland) in den Jahren von 1971 bis 2000 (Preise 2000). Quelle: JESS 2003, Centre for Regulated Industries 2003, BIC Enquiries, 2003 und eigene Berechnungen.

Die getätigten nominellen Gesamtinvestitionen der Elektrizitätswirtschaft von Großbritannien (England, Wales und Schottland) sind in Abbildung 5.14 in Prozent dargestellt. Die erfasste Zeitdauer erstreckt sich von 1971 bis 2000. Die Investitionen in Kraftwerke, Netze und sonstige Ausgaben repräsentieren die jährlichen Gesamtinvestitionen (100 %). Seit 1986 ist eine stetige jährliche Steigerung der Investitionen in den Netzausbau erkennbar.

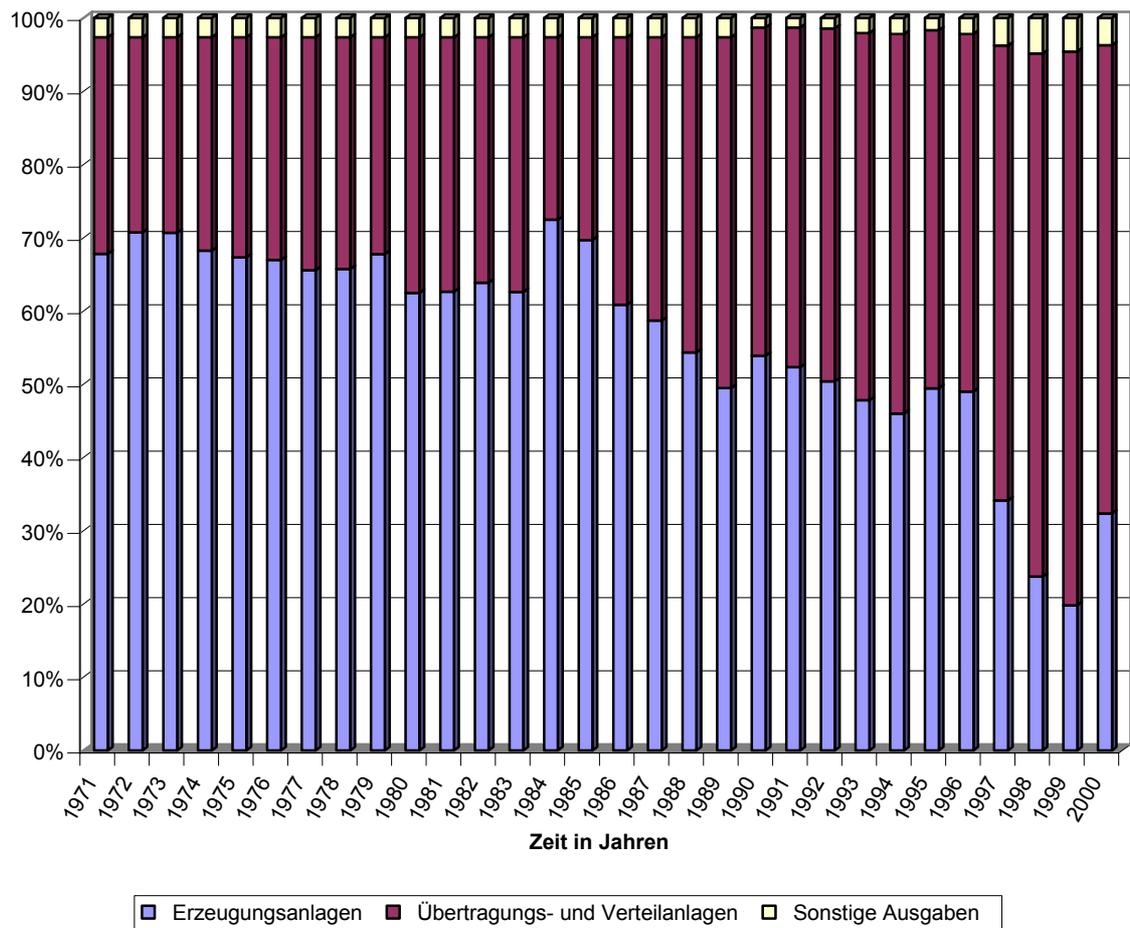


Abbildung 5.14: Prozentuell getätigte nominelle Investitionen der Elektrizitätswirtschaft von Großbritannien (England, Wales und Schottland) in Zeitraum von 1971 bis 2000. Es sind die Investitionen in Erzeugungsanlagen, Netze und sonstige Ausgaben jeweils in einem Balken dargestellt.

5.5.5 Gründe für die zukünftigen Investitionsentscheidungen in Großbritannien

Stromverbrauch

Betrug das Wachstum im Zeitraum von 1995 bis 2000 noch 2,3 % so wird es für die Jahre 2000 bis 2010 auf 1,7 % zurückgehen. Die langfristige Vorhersage geht von einer relativen Stromzuwachsrate von 1,9 % pro Jahr in den Jahren von 2010 bis 2020 und 1,7 % in den Jahren 2020 bis 2030 aus (Primes, 2003).

Man kann also mittel- und langfristig in Großbritannien mit einer sinkenden relativen Stromzuwachsrate im Vergleich zur Vergangenheit rechnen. Absoluten betrachtet können die Stromverbrauchszuwachsraten durchaus höher sein als in der Vergangenheit.

Kraftwerke

Es gab in den letzten Jahren nur wenige Bewilligungen für die Errichtung neuer Kraftwerksprojekte in Großbritannien. Ausgenommen sind die erneuerbaren Energieträger. Aus diesem Grund wurde mit dem Bau von einigen GuD-⁵⁴ und KWK⁵⁵-Anlagen noch nicht begonnen (JESS, 2003). Die Genehmigungen für Großprojekte werden von der nationalen Regierung erteilt. Daher kommt es bei diesen Projekten immer wieder zu Verzögerungen. Die geplanten Projekte für zukünftige Stromerzeugungsanlagen (größer 50 MW) in Großbritannien sind in den Tabelle 5.6, Tabelle 5.7 und Tabelle 5.8 dargestellt.

Die Errichtungsgenehmigungen von Kleinkraftwerken werden von lokaler Stelle erteilt. Aus diesem Grund werden derzeit mehr Kleinprojekte errichtet als Großprojekte. Kleinkraftwerke (unter 50 MW) werden in den folgenden drei Tabellen nicht berücksichtigt.

Station	Owner	Size	Type	Status	Under Construction
CCGTs:					
Partington, Greater Manchester	AES now TXU	380 MW	CCGT	Approved	No
Spalding, Lincolnshire	Intergen	800 MW	CCGT	Approved	Yes
Fleetwood, North West Lancashire	Fleetwood Power (GE)	1,000 MW	CCGT	Approved	No
Raventhorpe,	ABB	450 MW	CCGT	Approved	No
Isle of Grain, Thames Estuary	Enron (in administration)	1,200 MW	CCGT	Approved	No
Langage, South Devon	Wainstones (NRG)	1,010 MW	CCGT	Approved	No
Yelland, North Devon	Rolls Royce Power Ventures	450 MW	CCGT	Being processed	..
Marchwood, Hampshire	Marchwood Power (Aquila)	800 MW	CCGT	Approved	No

Tabelle 5.6: Geplante Stromerzeugungsanlagen (größer 50 MW) in Großbritannien (Stand November 2000). Quelle: JESS, 2003.

⁵⁴ Gas und Dampfkraftwerke (CCGT).

⁵⁵ Kraft – Wärme – Kopplung (CHP).

Station	Owner	Size	Type	Status	Under Construction
Other CCGT applications	Various	2,705 MW	CCGT	Applications in abeyance (Sleaford - 850 MW - now withdrawn)	..
Rhosgoch, Anglesey	Burlington Resources	560 MW	CCGT	Has energy policy clearance - however, unlikely application for development consent will be submitted.	..
Hatfield Colliery	Coalpower	430 MW	Coal integrated gas - CCGT	Being processed	..
Onllwyn, Port Talbot	Progressive Energy Ltd	480 MW	Coal integrated gas - CCGT	Just started in process	..
Total - CCGTs		10,265 MW			800 MW
CHPs:					
Immingham, Humberside	Conoco	760 MW	CCGT/CHP	Approved	Yes
St Regis Paper, South Wales	St Regis Paper	115 MW	Gas CHP	Has energy policy clearance - application for development consent awaited	..
Other CHPs	Various	440 MW	Gas CHP	Approved since November 2000	Various
Other CHP applications	Various	199 MW	Gas CHP	Being processed	..
Total CHPs		1,514 MW			760+ MW
Dual-firing:					
Indian Queens	AES		Dual oil/gas capability	Approved	No
Littlebrook	Innogy		Dual oil/gas capability	Approved	No
Renewables and energy from waste:					
Belvedere, London	Riverside Resources	70 MW	Energy from waste	Application varied: public inquiry necessary before decision taken	..
Edmonton, London	London Waste	18 MW extension	Energy from waste	Consent refused	..
Cefn Croes, West Wales	RDC	60 MW	Onshore windfarm	Approved	No
Little Cheyne Court, Walland Marsh, Kent	National Wind Power	78 MW	Onshore windfarm	Being processed	..
Scroby Sands, off East Anglia	PowerGen	76 MW	Offshore windfarm	Approved	No
North Hoyle, off North Wales	NWP Offshore (Innogy)	90 MW	Offshore windfarm	Approved	Some onshore work started
Rhyl Flats, off North Wales	Celtic Offshore Wind (First Hydro/RDC)	150 MW	Offshore windfarm	Approved	No

Tabelle 5.7: Geplante Stromerzeugungsanlagen (größer 50 MW) in Großbritannien (Stand November 2000). Quelle: JESS, 2003.

Station	Owner	Size	Type	Status	Under Construction
Barrow, off Walney Island	Warwick Energy	108 MW	Offshore windfarm	Being processed	..
Kentish Flats, off Whitstable	GREP	129 MW	Offshore windfarm	Being processed	..
Burbo Bank, off Wirral	Seascope	90 MW	Offshore windfarm	Being processed	..
Inner Dowsing, off Skegness	OWP	120 MW	Offshore windfarm	TWA Order ² being processed	..
Lynn, off Skegness	AMEC Offshore	108 MW	Offshore windfarm	TWA Order being processed	..
Cromer, off Cromer	Norfolk Offshore Wind Limited	108 MW	Offshore windfarm	TWA Order being processed	..
Gunfleet Sands, off Clacton	GE Wind Energy	108 MW	Offshore windfarm	TWA Order being processed	..
Total Renewables and energy from waste		1,313 MW			< 90 MW

Tabelle 5.8: Geplante Stromerzeugungsanlagen (größer 50 MW) in Großbritannien (Stand November 2000). Quelle: JESS, 2003.

Netze

Wie schon im Abschnitt 5.4.1 erwähnt (siehe Abbildung 5.6) gibt es in England bis zum Jahr 2009/10 ein vorläufiges Programm für den Ausbau des Übertragungsnetzes.

Sollte dieses Ausbauprogramm tatsächlich durchgeführt werden, kann in den nächsten Jahren mit einem Anstieg der Investitionen in Übertragungsnetze gerechnet werden. Kurzfristige Ausbauprojekte werden von Firmen aber meist als zu umfangreich eingeschätzt.

Strompreis

Die Abbildung 5.15 zeigt den Vergleich der Strompreise in Euro/kWh für Industrie und Haushalte von England. In den hier angegebenen Preisen werden Steuern nicht mitberücksichtigt.

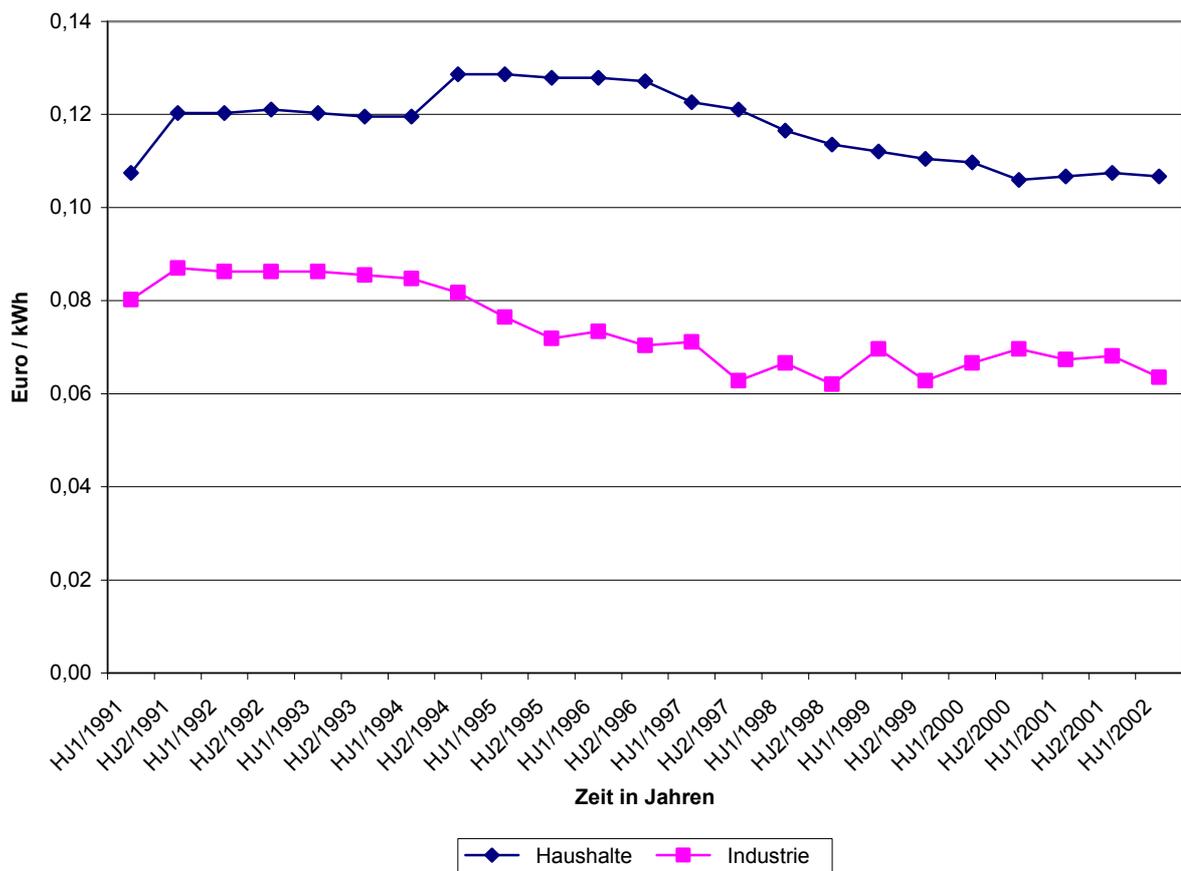


Abbildung 5.15: Nominelle Strompreise für Industrie und Haushalte von Großbritannien ohne Steuern.

Quelle: Haas, Auer, 2002.

5.5.6 Geplante zukünftige Kraftwerksbauten und -schließungen in Großbritannien

Die kumulierte Leistung von Kraftwerksneubauten und -schließungen in Großbritannien im Zeitraum von 1991/92 bis 2009/10 sind in Abbildung 5.16 dargestellt. Auffallend ist, dass seit der Liberalisierung vorwiegend GuD Kraftwerke gebaut bzw. geplant werden. Der Grund dafür ist, dass Gas und Dampfkraftwerke im Vergleich zu anderen Kraftwerkstypen ein geringeres Investitionskapital benötigen (Hillebrand, 1997).

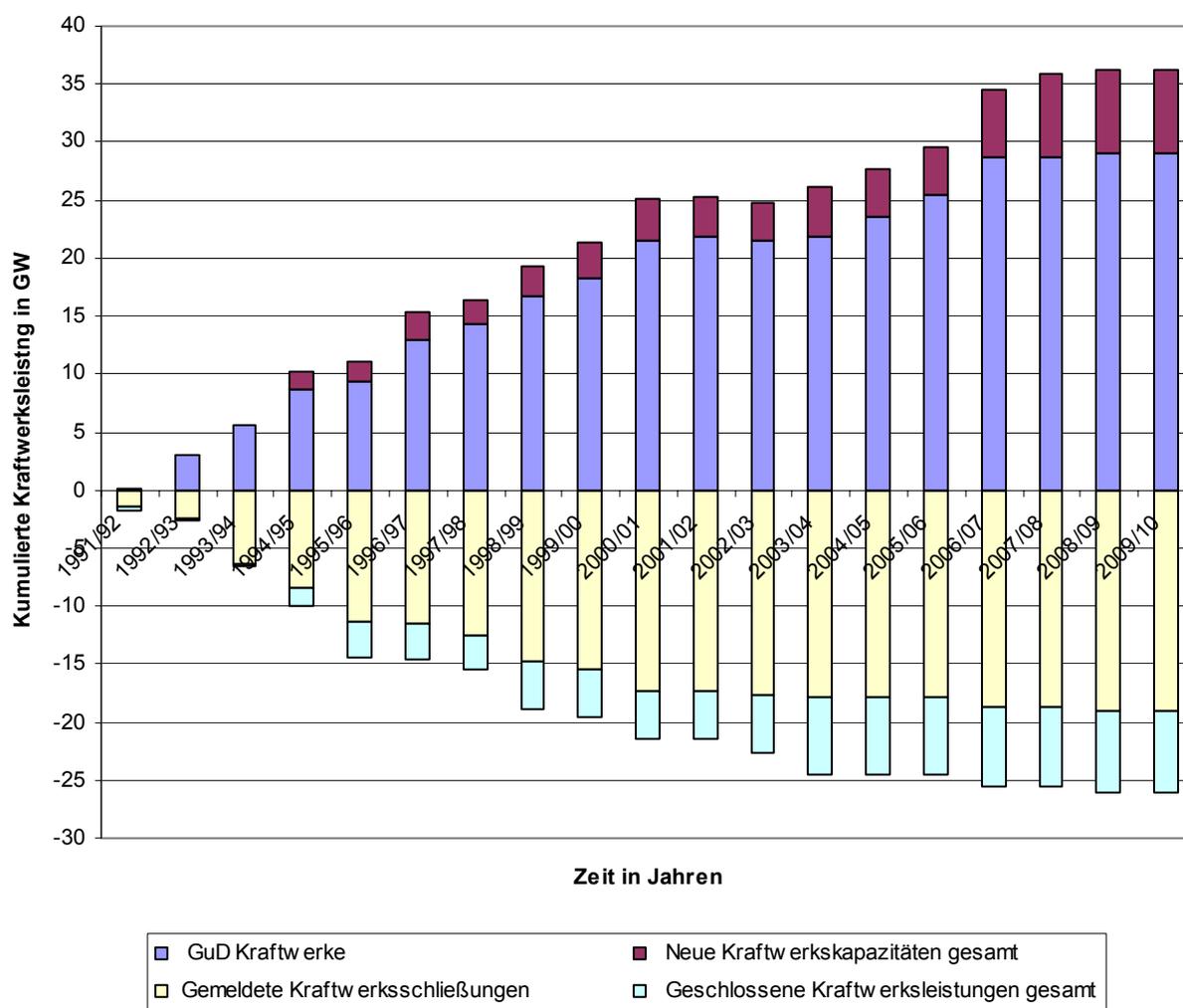


Abbildung 5.16: Kumulierte Leistung von Kraftwerksneubauten und -schließungen in Großbritannien in Abhängigkeit der Zeit. Quelle: NGC - Seven Year Statement 2003.

6 Zusammenfassung der Ergebnisse

6.1 Investitionen

In den letzten Jahren hat eine Änderung der Investitionsentscheidungen stattgefunden. In den achtziger Jahren waren diese Entscheidungen vorwiegend von der Zunahme des Stromverbrauchs abhängig, da der Anstieg des Stromverbrauches im Durchschnitt deutlich über dem Wachstum des Bruttoinlandsprodukts lag.

In den letzten zwei Jahrzehnten haben sich diese Verhältnisse geändert und man kann eine Entkopplung des Wirtschaftswachstums vom Stromverbrauchswachstum feststellen.

Durch die veränderten Marktverhältnisse seit der Liberalisierung haben sich die Investitionsentscheidungen der Elektrizitätsversorgungsunternehmen wesentlich verändert. Die Elektrizitätsversorgungsunternehmen treffen ihre Entscheidungen nun vermehrt nach betriebswirtschaftlichen Kriterien, um sich am Markt zu behaupten.

Entscheidende Faktoren für zukünftige Investitionsentscheidungen sind der

- Kraftwerksbestand,
- Netzbestand,
- Stromverbrauch und
- der Strompreis.

Wenn man sich die Kraftwerksinvestitionen in Deutschland, Österreich, Norwegen und Großbritannien (England, Wales und Schottland) ansieht, so stellt man fest, dass die Investitionen in Kraftwerke erheblich zurückgegangen sind. In Deutschland und Österreich wird voraussichtlich dieser Investitionsrückgang auch weiterhin (kurz-, und mittelfristig) zu beobachten sein (vgl. Prognose für Deutschland und Österreich).

In Abbildung 6.1 sind die normierten realen Kraftwerksinvestitionen der untersuchten Länder dargestellt. Der Wert eins repräsentiert die Kraftwerksinvestitionen der jeweiligen Länder zu Liberalisierungsbeginn (Zeitpunkt Null). Die Ausgangswerte zur Berechnung der normierten Investitionen stellen die realen Kraftwerksinvestitionen dar (Preise 2000).

Anzumerken ist, dass z.B. in Deutschland in der Zeit nach der ersten Ölkrise bis Ende der 80er Jahre und Anfang der 90er Jahre der Großteil der deutschen Kernkraftwerke erbaut worden ist. Das ist u.a. ein Grund dafür, dass es in Deutschland im Zeitraum von 1981 bis 1990 (-17 bis -8 Jahre vor dem Beginn der Liberalisierung, vgl. Abbildung 6.1), überdurchschnittlich hohe Investitionen in den Kraftwerksbau gegeben hat.

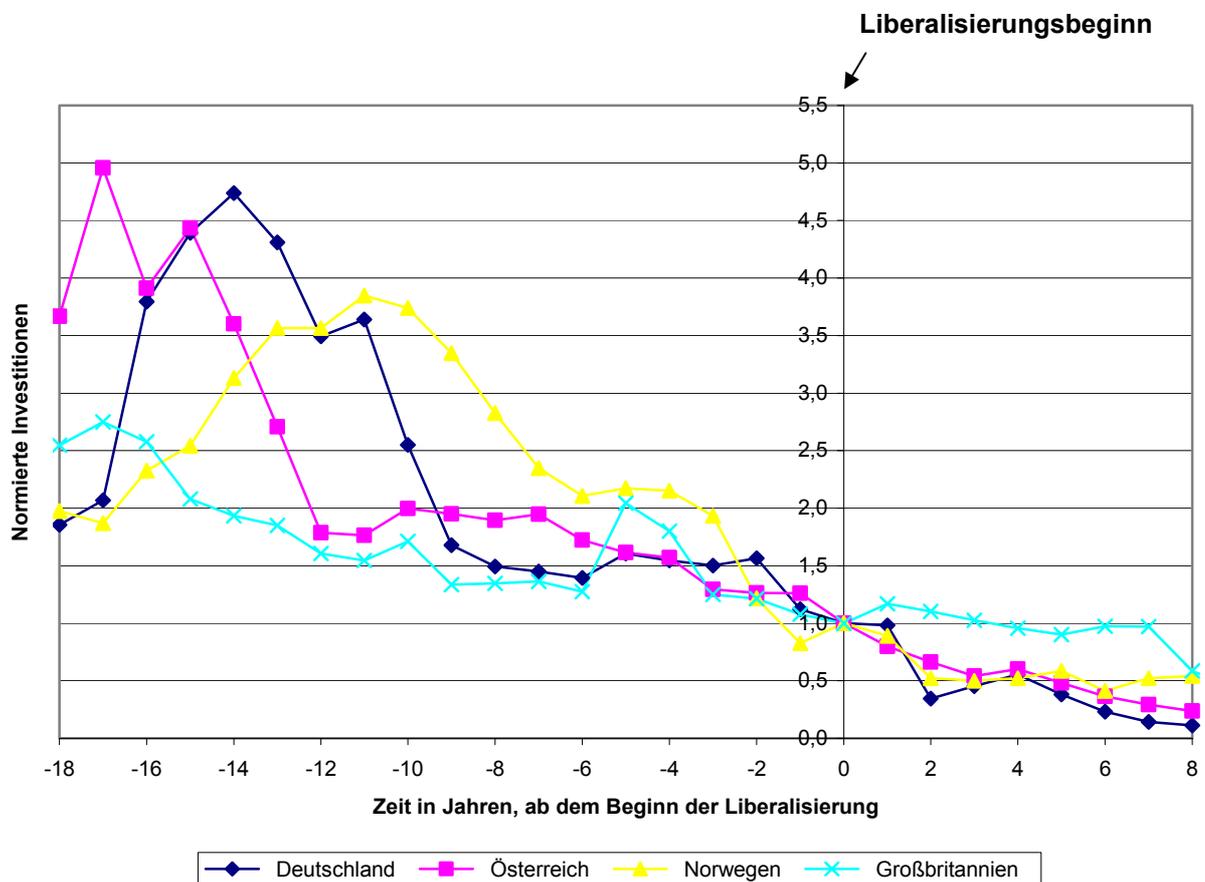


Abbildung 6.1: Normierte reale Investitionen in Kraftwerke der deutschen, österreichischen, norwegischen und britischen Elektrizitätswirtschaft (Preise 2000). Der Zeitpunkt Null (normierter Wert eins) repräsentiert den Liberalisierungsbeginn.

Die Investitionen in Netze (Übertragungs- und Verteilanlagen) sind in den Ländern Deutschland, Österreich und Norwegen - seit dem Beginn der Liberalisierung - ebenfalls tendenziell zurückgegangen. Lediglich in Großbritannien sind sie im Vergleich zu den Jahren vor der Liberalisierung gestiegen. In Deutschland und Österreich kann mittelfristig ebenfalls mit einem weiteren Rückgang der Netzinvestitionen gerechnet werden.

Die Abbildung 6.2 stellt die normierten realen Netzinvestitionen der untersuchten Länder dar. Der Wert eins repräsentiert wieder die Netzinvestitionen des jeweiligen Landes zum Zeitpunkt der Liberalisierung (Zeitpunkt Null). Die realen Netzinvestitionen (Preise 2000) stellen die Ausgangswerte zur Berechnung der normierten Netzinvestitionen dar.

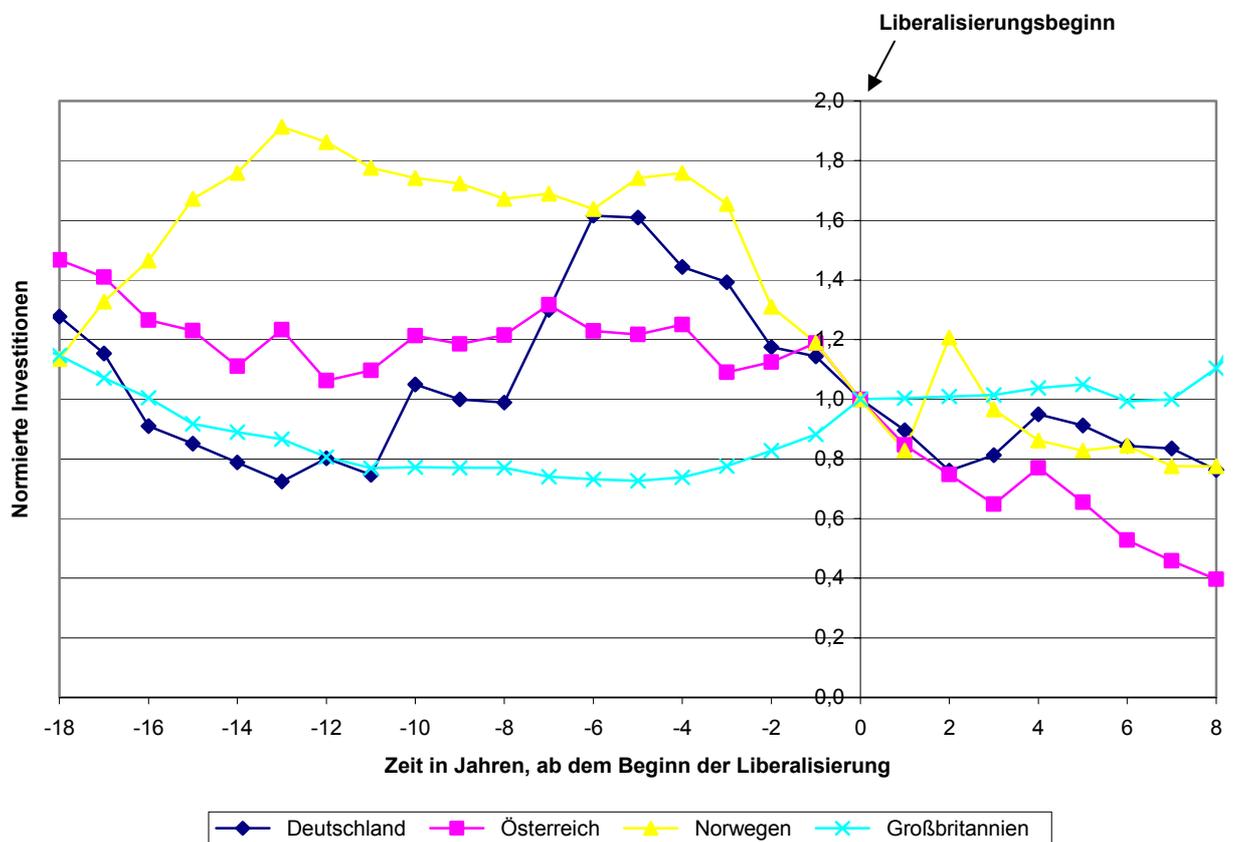


Abbildung 6.2: Normierte reale Investitionen in Netze (Übertragungs- und Verteilanlagen) der deutschen, österreichischen, norwegischen und britischen Elektrizitätswirtschaft (Preise 2000). Der Zeitpunkt Null (normierten Wert eins) repräsentiert den Liberalisierungsbeginn.

In Abbildung 6.3 sind die realen Investitionsrückgänge (in Kraftwerke und Netze) der untersuchten Länder in Prozent dargestellt (Preise, 2000). Das Jahr der Liberalisierung wird als Bezugswert (100%, d.h. 0 % Investitionsrückgang) festgelegt. Der Betrachtungszeitraum reicht bis acht Jahre nach dem Liberalisierungsbeginn.

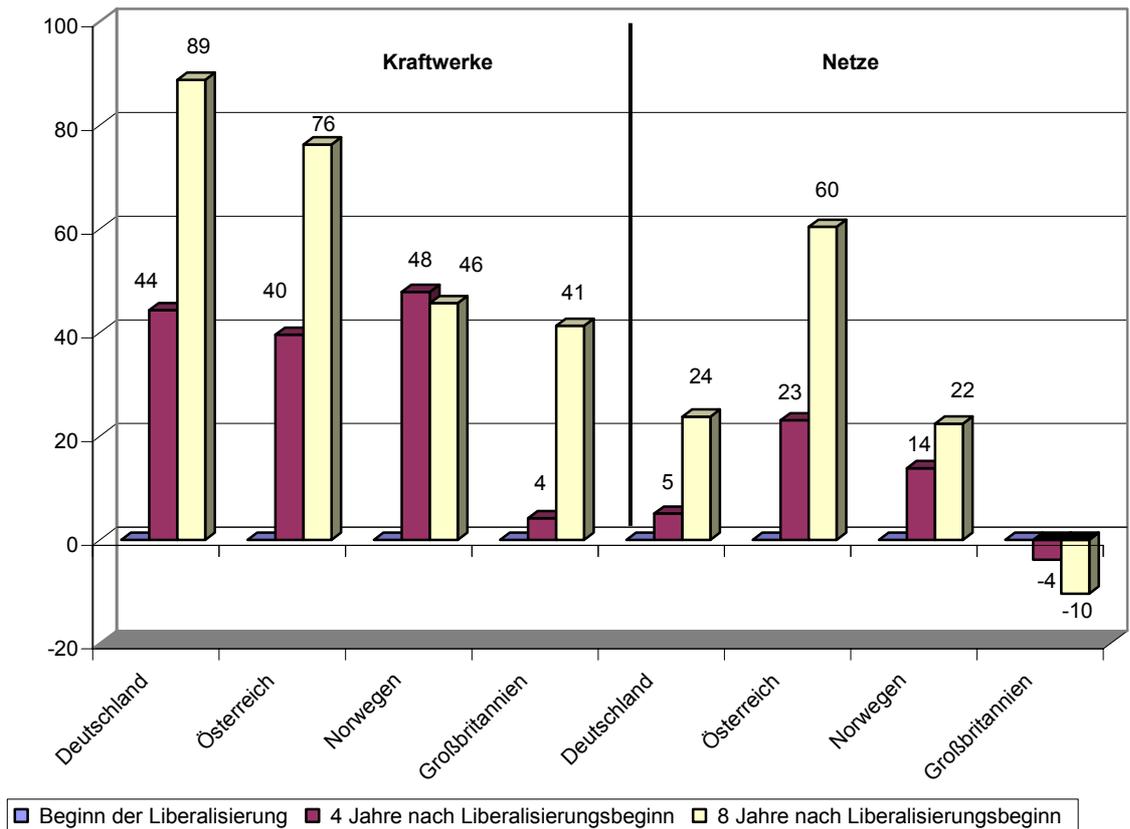


Abbildung 6.3: Rückgang der realen Investitionen in Prozent [%] der deutschen, österreichischen, norwegischen und britischen Elektrizitätswirtschaft in Abhängigkeit der Jahre (Preise, 2000). Der Betrachtungszeitraum reicht bis acht Jahre nach dem Liberalisierungsbeginn.

6.2 Kraftwerke

Einer der Gründe für den Investitionsrückgang in Kraftwerke ist die Reduktionen der kostenintensiven Reserveleistung.

Ein weiterer ausschlaggebender Punkt ist, dass der Kraftwerkspark der untersuchten Länder heute noch in einem „relativ“ guten und umfangreichen Zustand ist, obwohl in den letzten zehn Jahren nur sehr wenig Kraftwerksneubauten entstanden sind. So wurden z.B. in Deutschland⁵⁶ in den letzten zehn Jahren 10 %, in Österreich⁵⁷ gar nur 3 % der Kraftwerksleistung – bezogen auf die gesamte Kraftleistung – installiert.

Für Deutschland, Österreich und Norwegen fallen somit in den nächsten Jahren vorwiegend Revisionszahlungen an, die aber in Summe beträchtlich billiger sind als der Neubau von Kraftwerken mit gleichen Leistungen kostet.

In Großbritannien wurden seit dem Beginn der Liberalisierung aus betriebswirtschaftlichen Überlegungen fast ausschließlich GuD – Kraftwerke errichtet. Weitere GuD – Kraftwerke sind in Zukunft geplant, müssen aber noch bewilligt werden.

⁵⁶ Stand vom Jahr 2001.

⁵⁷ Stand vom Jahr 2000.

6.3 Netze

Dass eine deutliche Verschiebung des Investitionskapitals seit der Liberalisierung erfolgt ist, ist in Abbildung 6.4 ersichtlich.

Die realen Investitionen in Erzeugungsanlagen, Übertragungs- und Verteilanlagen sind in Prozent abgebildet (Preise 2000). Die 100 % (je Balken) repräsentieren also die Gesamtinvestitionen der Elektrizitätswirtschaft pro Land und Jahr, bestehend aus Kraftwerks- und Netzinvestitionen⁵⁸.

Bis zum Beginn der Liberalisierung floss der Großteil der Gesamtinvestitionen der Elektrizitätswirtschaft in Kraftwerke. Seit der Liberalisierung ist eine deutliche Erhöhung der Investitionen in den Netzausbau erkennbar.

So wurden in Norwegen acht Jahre nach der Liberalisierung (1999) 59 % der Gesamtinvestitionen in Netze und 41 % in Kraftwerke investiert. In Großbritannien gab es eine ähnliche Entwicklung. Es wurden 1997, also ebenfalls acht Jahre nach der Liberalisierung, 65 % in Netze und 35 % in Erzeugungsanlagen investiert.

In Deutschland werden die Investitionsverhältnisse im Jahr 2006 (acht Jahre nach der Liberalisierung) voraussichtlich 87 % (Netze) zu 13 % (Kraftwerke) betragen. In Österreich werden sich diese Werte voraussichtlich auf 63 % (Netze) zu 37 % (Kraftwerke) belaufen.

Ein Grund für die prozentuell höheren Netzinvestitionen ist, dass aufgrund der Liberalisierung die Netze, speziell die Übertragungsnetze, an Bedeutung gewonnen haben, da durch die Strombörsen ein globaler Stromhandel möglich geworden ist.

⁵⁸ Die sonstigen Ausgaben werden hier vernachlässigt, da sie einen geringen Prozentsatz ausmachen und im betrachteten Zeitraum nahezu konstant geblieben sind.

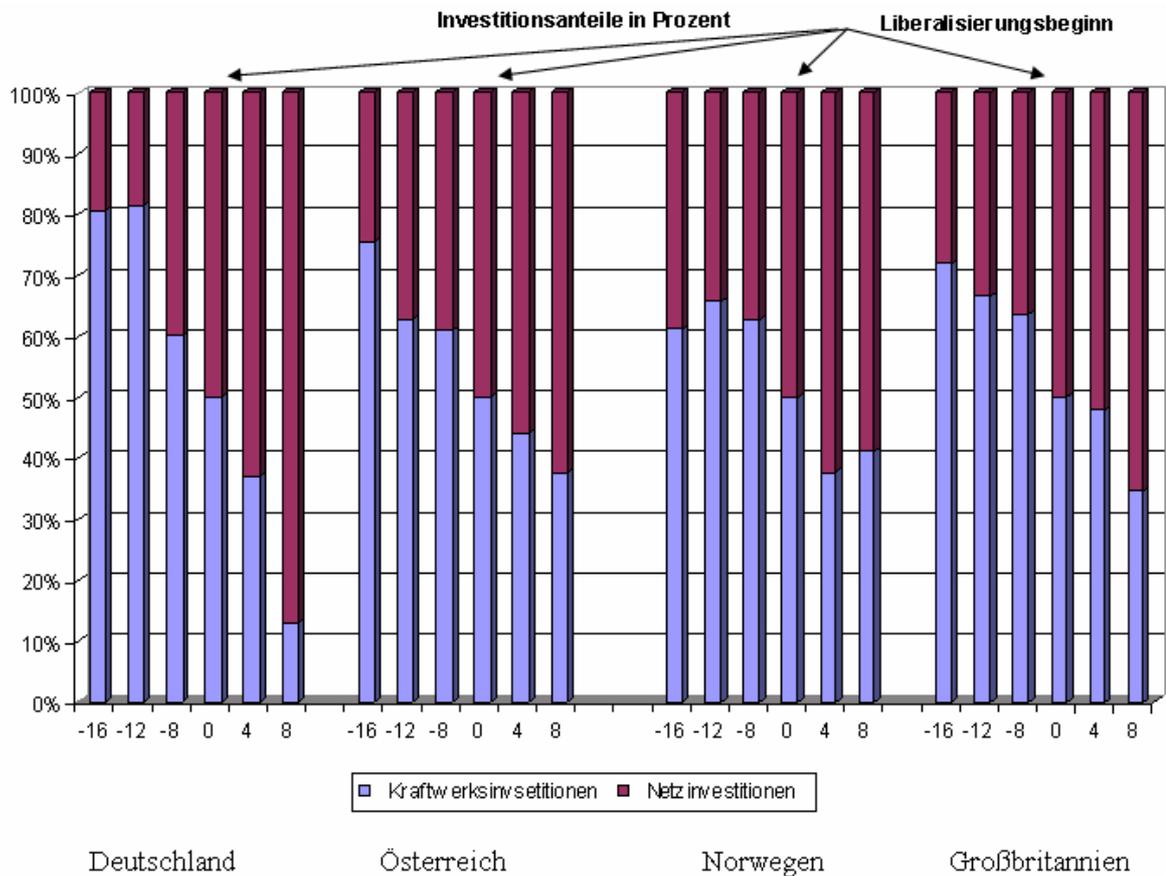


Abbildung 6.4: Getätigte und geplante Investitionen der Elektrizitätswirtschaft von Deutschland, Österreich, Norwegen und Großbritannien in Prozent. Die Investitionen in Stromerzeugungsanlagen und Netze⁵⁹ sind jeweils in einem Balken dargestellt.

Die Errichtungskosten für die Mittelspannungsebene liegen in Österreich ungefähr im Mittel der deutschen Werte. Die Anschaffungskosten für Niederspannungsleitungen sind in Österreich aber tendenziell höher als in Deutschland.

⁵⁹ Übertragungs- und Verteilanlagen.

6.4 Stromverbrauch

In Zukunft wird – mit Ausnahme von Deutschland – der relative⁶⁰ Stromverbrauchszuwachs etwas geringer ausfallen als in der Vergangenheit (Primes, 2003).

Zu beachten ist, dass die zukünftig etwas geringeren relativen Stromverbrauchszuwachsraten absolut gesehen durchaus größer sein können, als die Wachstumsraten in der Vergangenheit.

In den in dieser Arbeit untersuchten Ländern kommt dem Faktor Stromverbrauchszuwachs als Bestimmungsgröße für zukünftige Investitionsentscheidungen somit eine wesentliche Bedeutung zu. Vorausgesetzt wird, dass volkswirtschaftliche Standards wie Versorgungssicherheit bzw. Versorgungsqualität beibehalten werden.

⁶⁰ Beim relativen Stromwachstum nimmt der Stromverbrauch im betrachteten Zeitraum von Jahr zu Jahr zu. Somit ändert sich auch der jährliche Referenzwert.

6.5 Strompreis

Der wohl wichtigste Faktor (aus Sicht der Unternehmen) für kurz-, mittel- und langfristige Investitionsanreize in den untersuchten Ländern ist der Strompreis. So besteht die Tendenz, dass die nominalen Investitionen der Elektrizitätswirtschaft mit den nominalen Strompreisen korrelieren.

Diese Tendenz wird durch eine Korrelationsberechnung der Industriestrompreise mit den getätigten Investitionen in Kraftwerke und Netze bestätigt⁶¹. Die zu korrelierenden Werte beinhalten keine Steuern.

Ich möchte an dieser Stelle erwähnen, dass in Deutschland, Österreich und Großbritannien keine bzw. keine signifikanten⁶² Korrelationen zwischen Haushaltspreisen und Investitionen⁶³ bestehen.

In Deutschland hat sich das Korrelationsverhältnis zwischen Kraftwerksinvestitionen und Industriestrompreis seit Beginn der Liberalisierung auf 98 % erhöht. Die Korrelation der Netzinvestitionen mit dem Industriepreis sank aber auf 90 %.

Anzumerken ist, dass in den Jahren vor der Deregulierung des Strommarktes in Deutschland die getätigten Kraftwerksinvestitionen* den Industriestrompreisen um ein Jahr vorauseilten (vgl. Tabelle 6.1).

Korrelationsberechnungen wurden auch für die Gesamtinvestitionen durchgeführt, da vor dem Beginn der Liberalisierung die Elektrizitätsversorgungsunternehmen für die Energieerzeugung als auch die für die Energieverteilung zuständig waren.

⁶¹ Die Industrie benötigt anteilmäßig - bezogen auf den Gesamtstromverbrauch eines Landes - am meisten Strom.

⁶² Korrelationen die unter 50 % sind werden hier als nicht signifikant gewertet.

⁶³ Dies gilt für Investitionen in Kraftwerke, Netze und Gesamtinvestitionen.

Tabelle 6.1: Korrelation von Investitionen mit dem Industriestrompreis in Deutschland (exkl. Steuern). Es sind die Werte vor bzw. nach der Liberalisierung dargestellt.

Jahr	Erzeugungsanlagen	Übertragungs- und Verteilanlagen	Gesamtinvestitionen⁶⁴
vor der Liberalisierung 1992 - 1997	0,96*	0,92	0,93
kurz vor/nach der Liberalisierung 1997 - 2002	0,98	0,90	0,97

In Österreich gab es vor der Liberalisierung keinen Zusammenhang zwischen Investitionen in Erzeugungsanlagen und Industriestrompreisen (vgl. Tabelle 6.2). Die Investitionen in Übertragungs- und Verteilanlagen korrelierten aber sehr wohl mit den Industriepreisen.

Seit der Liberalisierung gibt es in Österreich einen stärkeren Zusammenhang zwischen Investitionen und Industriepreisen.

Lediglich die Werte der österreichischen Gesamtinvestitionen⁶⁵ kurz vor bzw. nach der Liberalisierung beruhen auf Unternehmensdaten. Die Korrelationswerte für die Kraftwerke und Netze ergeben sich aus einem mathematischen Modell und sind daher nur Näherungswerte (vgl. Kapitel 3.5.4).

Tabelle 6.2: Korrelation von Investitionen mit dem Industriestrompreis in Österreich (exkl. Steuern). Es sind die Werte vor bzw. nach der Liberalisierung dargestellt.

Jahr	Erzeugungsanlagen	Übertragungs- und Verteilanlagen	Gesamtinvestitionen⁶⁶
vor der Liberalisierung 1970 - 1998	0,34	0,85	0,63
vor/nach der Liberalisierung 1998 - 2003	0,71	0,71	0,71

⁶⁴ Die Gesamtinvestitionen bestehen aus den Investitionen in Kraftwerke, Netze und sonstigen Ausgaben.

⁶⁵ Der Korrelationszusammenhang ist aufgrund der geringen Anzahl an Werten mit dem Faktor 0,71 nicht aussagekräftig. Es besteht aber immerhin eine deutlich höhere Tendenz zur Korrelation als vor der Deregulierung.

⁶⁶ Die Gesamtinvestitionen bestehen aus den Investitionen in Kraftwerke, Netze und sonstigen Ausgaben.

Daten über den norwegischen Industriepreis waren nicht zugänglich. Aus diesem Grund wird für Norwegen die Korrelation des Haushaltsstrompreises mit den getätigten Kraftwerks-, Netz-, und Gesamtinvestitionen durchgeführt.

Es ist zu berücksichtigen, dass in Norwegen die Veränderung des Spotmarktpreises mit einer geringen Zeitverzögerung auf die Haushaltspreise durchschlagen (vgl. Kapitel 4.5.4).

Die getätigten Investitionen eilen den Haushaltsstrompreisen um ein Jahr voraus (Tabelle 6.3).

Tabelle 6.3: Korrelation von Investitionen mit den Haushaltsstrompreisen in Norwegen (exkl. Steuern und Abgaben). Es sind die Werte nach der Liberalisierung dargestellt.

Jahr	Erzeugungsanlagen	Übertragungs- und Verteilanlagen	Gesamtinvestitionen⁶⁷
nach der Liberalisierung 1995 – 2002	0,59	0,63	0,75

Für Großbritannien gibt es keine aussagekräftigen Korrelationen zwischen Kraftwerks- bzw. Netzinvestitionen und Industriestrompreis.

Als graphisches Beispiel der oben durchgeführten Korrelationen sind in Abbildung 6.5 die normierten Investitionen und der Industriestrompreis für Österreich, in Abhängigkeit der Zeit, dargestellt. Die Differenz des minimalen und des maximalen Wertes der jeweiligen Funktion wurde auf 1 normiert. Im folgenden Diagramm sind die Investitionen für Erzeugungsanlagen und Netze (Übertragungs- und Verteilanlagen) sowie die Gesamtinvestitionen getrennt voneinander dargestellt.

⁶⁷ Die Gesamtinvestitionen bestehen aus den Investitionen in Kraftwerke und Netze.

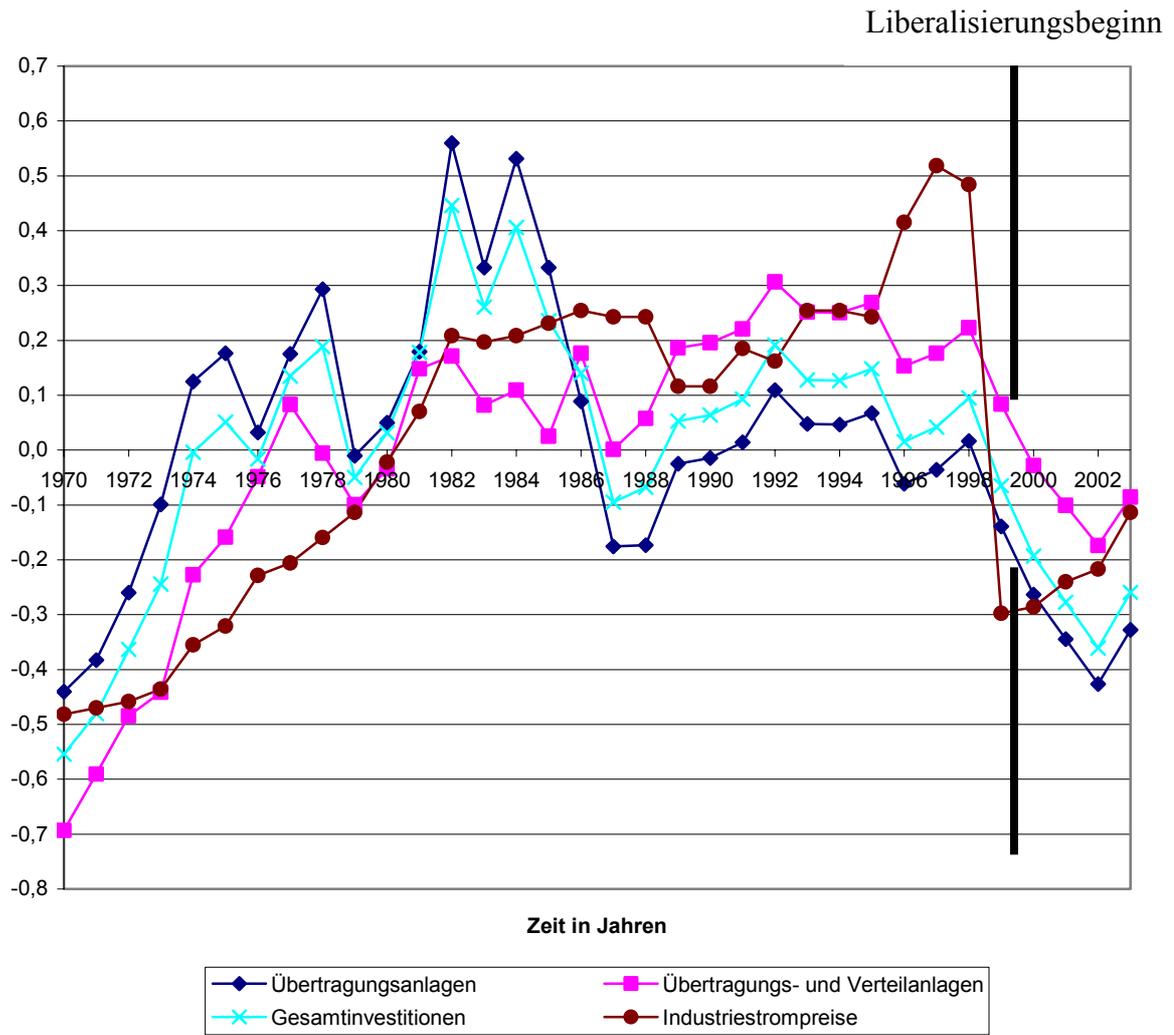


Abbildung 6.5: Normierte⁶⁸ nominelle Investitionen und Industriestrompreise für Österreich im Zeitraum von 1970 bis 2003.

⁶⁸ Die Differenz des minimalen und des maximalen Wertes der jeweiligen nominellen Funktion (Investitionen und Industriestrompreise) wurde auf 1 normiert.

7 Schlussfolgerungen und Ausblick

7.1 Schlussfolgerung

Seit dem Liberalisierungsbeginn gibt es einen Interessenskonflikt zwischen den Elektrizitätsversorgungsunternehmen und den Regulierungsinstanzen.

Die Regulierungsinstanzen verfolgen das Ziel, einen möglichst fairen bzw. günstigen Netztarif für die Endkunden zu veranschlagen.

Diese Tarife werden dem jeweiligen Netzbetreiber bezahlt, welcher im Gegensatz zu den Regulierungsinstanzen einen möglichst hohen Netztarif anstrebt, um seinen Umsatz zu steigern.

Um eine zukünftige Erhöhung der Netztarife gegenüber der Regulierungsinstanz zu rechtfertigen, legen die Netzbetreiber sehr optimistische Investitionsvorhersagen vor. Häufig mit dem Argument, dass höhere Netztarife benötigt werden, um den Umsatz zu steigern und damit Rücklagen für zukünftige Investitionen aufzubauen.

Die Regulierungsinstanzen vertreten hingegen die Meinung, dass die (aktuellen) Netztarife gerechtfertigt, bzw. in Österreich bereits zu hoch sind. So kündigt die österreichische Regulierungsbehörde ein weiteres Sinken der Netztarife⁶⁹ bei Haushaltspreisen an (Boltz, 2002).

Auch die Kraftwerksbetreiber sind an möglichst hohen Umsätzen interessiert. Es hat sich gezeigt, dass die Elektrizitätsversorgungsunternehmen kein bzw. nur ein geringes Interesse daran haben, auf die kontinuierlich steigende Stromnachfrage mit Kraftwerksbauten zu reagieren. Vielmehr ist jedes Unternehmen am persönlichen Profit interessiert und schließt - wenn nötig - unrentable Kraftwerke.

⁶⁹ Die Netztarife machen einen erheblichen Anteil des Gesamtstrompreises für Haushaltskunden aus.

Ein aus Kraftwerksbauten resultierender Stromüberschuss⁷⁰ würde den Strompreis am Spotmarkt weiter senken. Somit sind Investitionen in Kraftwerksneubauten für Elektrizitätsversorgungsunternehmen wenig reizvoll.

Stromknappheit würde stattdessen die Strompreise an Spotmärkten in die Höhe treiben und somit positiv auf die Umsätze der Unternehmen wirken.

Aus diesen Gründen ist es fraglich, ob die angekündigten zukünftigen Investitionen der Elektrizitätsversorgungsunternehmen tatsächlich erfolgen werden. Die Erfahrung hat bei solchen Untersuchungen gezeigt, dass die gemeldeten kurzfristigen⁷¹ Planzahlen der Unternehmen meistens zu hoch veranschlagt werden.

Aus Sicht der Unternehmen ist somit der wichtigste Faktor für langfristige Investitionsentscheidungen der Strompreis. Erst wenn dieser wieder auf ein entsprechendes Niveau steigt (nach der Liberalisierung sind die Strompreise gefallen) ist wieder ein betriebswirtschaftlicher Anreiz für Neuinvestitionen gegeben.

Wann es aber wieder zu einer kontinuierlichen Steigerung der Investitionen kommen wird, ist empirisch noch nicht berechenbar.

⁷⁰ Abgesehen von den notwendigen Überkapazitäten.

⁷¹ Unter kurzfristigen Zeiträumen werden hier ein bis drei Jahre verstanden.

7.2 Ausblick

Bei der Beurteilung dieser Ergebnisse muss man berücksichtigen, dass Großkraftwerke (gemeint sind Wasserkraftwerke) eine Bauzeit – von der Idee bis zur Fertigstellung – von ca. 8 bis 10 Jahren in Anspruch nehmen⁷².

Dass die Genehmigungsverfahren für den Ausbau von Übertragungsnetzen auch mehr als 17 Jahre dauern können, illustriert das Beispiel der Südburgenland-Leitung. Daraus ist ableitbar, wie wichtig eine vorausschauende Investitionsplanung ist.

Eine solche „vorbeugende“ Investitionsplanung wird aber bei den derzeitigen Marktverhältnissen nur schwer realisierbar sein, da jedes Unternehmen primär am eigenen kurzfristigen betriebswirtschaftlichen Profit interessiert ist.

Damit werden aber volkswirtschaftliche Gesichtspunkte wie Versorgungssicherheit, Versorgungsqualität und der Umweltgedanke zurückgedrängt.

Wenn nun die in dieser Arbeit erwähnten Faktoren wie

- Stilllegungsmaßnahmen von unrentablen Kraftwerken,
- Rückgang der Errichtung neuer Kraftwerksanlagen und Netzausbauten sowie ein
- steigender Stromverbrauch

zusammenfallen, so kann langfristig eine gute Versorgungssicherheit und Versorgungsqualität nur bedingt aufrechterhalten werden. Man kann also davon ausgehen, dass es zukünftig wahrscheinlich zu Engpässen in der Versorgungssicherheit kommen kann.

Eine vorausschauende Planung in der Elektrizitätsversorgung hat hingegen Großbritannien entwickelt und implementiert. Dort erstellt die National Grid Company (NGC) jedes Jahr einen aktuellen sieben Jahresplan (Seven Year Statement), in dem ein Szenario entwickelt wird, um sicher zu stellen, dass Kraftwerkskapazitäten auch in Zukunft ausreichend zur Verfügung stehen.

⁷² GuD – Kraftwerke benötigen eine Bauzeit zwischen 2 bis 5 Jahren.

Es wird also Aufgabe der Politik sein, ein langfristiges Energieprogramm zu entwickeln, welches den Elektrizitätsversorgungsunternehmen die notwendige Planungssicherheit für Neuinvestitionen gibt, um damit mögliche zukünftige Engpässe zu vermeiden.

8 Literaturverzeichnis

- [1] Auer Hans: Benchmarking und Regulierung elektrischer Netze, Internationale Erfahrungen und Anwendungen auf Österreich, Wien, 2002.
- [2] BIC Enquiries, Electricity Association - Policy Research Library:
<http://www.electricity.org.uk>.
Email von Steve Johnson, enquiries@electricity.org.uk, (15-07-03)
Investitionen in Verteilnetze von Großbritannien, 2003.
- [3] Boltz Walter: E-Control Pressegespräch; Die vollständige Liberalisierung der Energiemärkte in Österreich, 30. September 2002.
E-Control Pressegespräch; „Stromverordnung der österreichischen Haushalte“, Die Ergebnisse dieser Studie, 3. Juni 2002.
- [4] Brauner Günther: Engpassmanagement im Übertragungsnetz, etz Elektrotechnik + Automation, Heft 16/2002.
<http://www.vde.com/file/30554.anhang1>, (03-05-18).
- [5] Bundesministerium für Handel, Gewerbe und Industrie Sektion V (Energie) Wien: Energiebericht der Österreichischen Bundesregierung, Gesamtherstellung: Styria, Graz, 1986.
- [6] Bundesministerium für wirtschaftliche Angelegenheiten: Energieberichte der Österreichischen Bundesregierung, 1990.
- [7] CRI – Center for Regulated Industrie: <http://www.bath.ac.uk/cri/>.

- [8] CONSENTEC Consulting und Haubrich Hans Jürgen: Studie im Auftrag des Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit (BMWA), Preise und Bedingungen der Nutzung von Stromnetzen in ausgewählten europäischen Ländern, Schlussbericht Aachen, Dezember 2002.
- [9] Department of Trade and Industry: <http://www.dti.gov.uk>.
- [10] Deutsches Bundeskartellamt Bonn: <http://www.bundeskartellamt.de>.
- [11] Dietmar Ufer: Bericht zu aktuellen energiewirtschaftlichen Entwicklung in Deutschland, Vortrag beim 12. Zittauer Seminar zur energiewirtschaftlichen Situation in den Ländern Mittel- und Osteuropas vom 9.-11. Dezember 2002.
- [12] DVG, Deutsche Verbundgesellschaft: Div. Berichte, <http://www.vdn-berlin.de/uebertragungsnetz.asp>.
- [13] DVG, Deutsche Verbundgesellschaft Jahresbericht 2000, www.dvg-heidelberg.de.
- [14] E-Control GmbH: Div. Statistiken, <http://www.e-control.at>.
- [15] E-Control GmbH: Jahresberichte von 2001 und 2002, <http://www.e-control.at>.
- [16] EnergieAllianz Austria, Zahlen und Fakten: www.energieallianz.at.
- [17] Energie-Fakten: <http://www.energie-fakten.de>.
Email von Dr. Ufer Dietmar, Ufer-L@t-online.de, (2003-03-03).
- [18] Erdmann Georg: Energieökonomik. Theorie und Anwendungen, 2. Auflage - Stuttgart: Hochschulverlag AG an der ETH Zürich, 1995.
- [19] Grasto Ketil, Norwegian Water Resources and Energy Administration: Incentive-based regulation of electricity monopolies in Norway - background, principles and directives, implementation and control system, 2002.

- [20] Haas Reinhard und Auer Hans, Stadler Michael: Entwicklung der Marktpreise für Strom in ausgewählten europäischen Ländern, 2003. Arbeitsgruppe Energiewirtschaft, TU Wien, 31. Oktober 2002.
- [21] Haas Reinhard: Regulierung und Liberalisierung der Elektrizitätswirtschaft in Österreich: eine kritische Analyse. Zeitschrift für Energiewirtschaft 2/2002.
- [22] Haas Reinhard: Vorlesungsskriptum Energiewirtschaft an der TU-Wien, 2000.
- [23] Haberfellner Maria: E-Control Working Paper, Liberalisierung und Regulierung des österreichischen Strommarktes, 2002.
- [24] Hillebrand Bernhard: Stromerzeugungskosten neu zu errichtender konventioneller Kraftwerke, RWI-Papiere, Nr.47, Rheinisch-Westfälisches Institut für Wirtschaftsforschung, Essen 1997.
- [25] Hörschemeyer Franz Gerd: Bericht II / 2002 Industriegruppe Elektrizitätswirtschaft Hannover, 2002. http://www.igbce.de/Upload/ig_ew_2_2002_8308.pdf, (03-04-02).
- [26] JESS - Joint Energy Security of Supply of Supply Working group: Second JESS report, 2003. http://www.dti.gov.uk/energy/domestic_markets/security_of_supply/jessreport2.pdf, (03-08-01).
- [27] IEA Hydro - The IEA Hydropower Agreement: <http://www.ieahydro.org>. Norway, <http://www.ieahydro.org/Hy-Genl/Hy-Norway.pdf>, (2003-08-08).
- [28] Integrationsbüro EDA/EVD, ch-Stiftung für Eidgenössische Zusammenarbeit: Euro-Report 1999. Bulletin des Informationsbeauftragten der Kantone in Brüssel, <http://www.europa.admin.ch/cant/d/euro199.htm>, (03-04-10).

- [29] Koch Peter, Hujber Andra's, Haberfellner Maria: E-Control Working Paper, Liberalisierung und Strompreisentwicklung, Österreich und Deutschland im Vergleich, 2002.
- [30] Lechner Herbert, Energieverwertungsagentur – E.V.A.: Der liberalisierte europäische Energiemarkt, Stand in den EU-Ländern, anlässlich der 2. IIR-Konferenz für die Schweizer Energiewirtschaft Zürich, 1999.
<http://www.eva.wsr.ac.at/publ/pdf/liberalisierung.pdf>, (03-02-20).
- [31] LOY's ENERGIE DIGEST: <http://www.loy-energie.de>.
Vereinbarung zwischen der Bundesregierung und den Energieversorgungsunternehmen vom 14. Juni 2000.
<http://www.loy-energie.de/download/Vereinbarung.pdf>, (03-06-12).
- [32] Memo Bericht UCTE 2001:
http://www.ucte.org/pdf/Publications/2001/Memo_2001.pdf, (03-05-04).
- [33] National Grid Company – NGC: <http://www.nationalgrid.com/uk/>.
Diverse Statistiken und Berichte darunter
NGC - Seven Year Statement 2002.
http://www.nationalgrid.com/uk/library/documents/sys_02/, (03-07-20).
NGC - Seven Year Statement 2003.
http://www.nationalgrid.com/uk/library/documents/sys_03/, (03-07-21).
- [34] Nickel Michael: Ergebnisse der Investitionserhebung in Deutschland von VDEW und ifo-Institut – München. Allgemeine Elektrizitätswirtschaft, Stabilisierung der Investitionen, 2001.
E-Mail von Michael Nickel, michael_nickel@vdew.net, (03-03-07).
- [35] NORDEL: Div. Statistiken. www.nordel.org.
- [36] Norwegian Water Resources and Energy Directorate (NVE): <http://www.nve.no>.
- [37] OFGEM: Div. Berichte und Statistiken: <http://www.ofgem.gov.uk>.

- [38] OFGEM: Performance and Innovation Unit Energy Policy Review. A submission by the Office of Gas and Electricity Markets Volume II, October 2001.
- [39] OFGEM: Reviews of Public Electricity Suppliers 1998 to 2000. Scottish Transmission Price Control Review Consultation Paper, 1999.
- [40] Österreichisches Institut für Wirtschaftsforschung – WIFO: www.wifo.at. Monatsbericht – Investitionsbericht, Ausgabe 2/2003.
- [41] Österreichisches Institut für Wirtschaftsforschung – WIFO: Monatsbericht – Investitionsbericht , Ausgabe 8/2002.
- [42] Österreichisches Institut für Wirtschaftsforschung – WIFO: Monatsbericht – Ausgabe 5/2003.
- [43] Peroutka Stephan: <http://www.e-control.at>.
EVU - Historische Investitionen und Erträge.
Email von Stephan Peroutka, stephan.peroutka@e-control.at, (03-03-10).
- [44] Riechman Christoph: Wettbewerb im Endverbrauchermarkt für Strom, Oldenbourg, 1999.
- [45] Riechmann Christoph: Erfahrungen mit der Liberalisierung des Strommarktes in England und Wales. Zürich, 2000.
- [46] Presseinformation zur 6. Handelsblatt-Jahrestagung: „Energiewirtschaft Österreich 2002“. Ein Jahr Stromliberalisierung in Österreich, 2002.
<http://www.euroforum.at/DATA/presse/251.pdf>, (03-04-15).
- [47] Primes-Summary Results: National Technical University of Athens, 2003.
- [48] Statistics Norway - SSB: <http://www.ssb.no>.
Div. Statistiken, 2003.

- [49] Statistics Norway – SSB: <http://www.ssb.no>.
Low investment in power industrie.
http://www.ssb.no/english/subjects/10/08/10/elektrisitetaar_en/main.html,
(03-07-12).
- [50] Swedish Energy Agency: www.stem.se.
The Electricity Market 2002.
Email von Ulf Arvidsson, ulf.arvidsson@elforsk.se, (03-04-14).
- [51] Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity - UCTE:
Div. online Informationen und Statistiken, <http://www.ucte.org>.
- [52] Urbantschitsch Wolfgang: Einführung in das Elektrizitätsrecht, Vorlesung an der
Wirtschaftsuniversität Wien, Sommersemester 2002.
<http://fgr.wu-wien.ac.at/INSTITUT/OR/holoubek/webneu/folss02/E1.pdf>, (03-05-18).
- [53] Varian Hal R.: Grundzüge der Mikroökonomik, 5. Auflage. – R. Oldenbourg Verlag
München Wien, 2001.
- [54] Verband der Elektrizitätsunternehmen Österreichs: <http://www.veoe.at/>.
- [55] Verbund AG: <http://www.verbund.at>.
Verbund & EnergieAllianz: Marktöffnung, <http://www.unserstrom.at>, (2003-01-28).
Austrian Power Grid, Netzausbau: <http://www.verbund.at/at/apg/netzausbau/>,
(03-05-22).
- [56] VDWE - Verband der Elektrizitätswirtschaft Deutschland: <http://www.strom.de>,
Div. Statistiken, (03-05-10).
- [57] VDWE - Verband der Elektrizitätswirtschaft Deutschland: Zeitschrift „Die
Elektrizitätswirtschaft in der Bundesrepublik Deutschland“ (Bericht 49), 1997.
- [58] VÖE Statistik:
VÖE: VÖE Journal 9/98, Daten zur Elektrizitätswirtschaft 1997 und 1998.

- [59] Wild Jörg und Vaterlaus Stephan - Plaut (Schweiz) Consulting AG: Schlussbericht- Bundesamt für Energie (BFE); Norwegische Elektrizitätsmarktöffnung, Kostenrechnungs- und Preisbildungsfragen der Netzgesellschaften, Bern, 29.04.2002.
http://www.ewg-bfe.ch/Publik02/Schlussb_%20Norw_29042002.pdf, (03-08-10).
- [60] Wirtschaftskammern Österreichs, Recht: www.wko.at.
Die EIWOG - Novelle im Überblick.
http://www.wkstmk.at/archiv/archiv_mut/mut_31-00/service.pdf, (03-06-17).

Internetseiten:

- [61] BAULINKS.de-Service Bau(herrn)-News und Infos: Gaspreise in Deutschland:
<http://www.baulinks.de/webplugin/1frame.htm?http%3A//www.baulinks.de/webplugin/n482.php4>, (26-05-20).
- [62] Bundesministerium für Finanzen: www.bundesfinanzministerium.de, (03-06-16).
- [63] Bundesministeriums für Wirtschaft und Arbeit: <http://www.bmwi.de>.
Energieindikatoren für Deutschland, Stand April 2003:
<http://www.bmwi.de/Homepage/download/energie/Energieindikatoren1.pdf>,
(03-06-05).
- [64] GOETHE INSTITUT INTER NATIONES, <http://www.goethe.de>.
Bodenschätze Kohle, <http://www.goethe.de/in/d/frames/schulen/lkpc/Kohle.htm>,
(11-06-03).
- [65] Niedersächsische Energie-Agentur: <http://www.nds-energie-agentur.de>.
Die Ökologische Steuerreform, Erneuerbare Energien:
<http://www.nds-energie-agentur.de/main/fprog/forder8.htm>, (03-06-16).

- [66] OLW-Energie, Energieportal für Ostwestfalen-Lippe:
<http://www.ostwestfalen-energie.de/>.
<http://www.ostwestfalen-energie.de/energiemarktow1.html#Seitenanfang>, (03-09-10).
- [67] Statistik Berlin: <http://www.statistik-berlin.de>.
Berliner Bruttoinlandsprodukt im Jahr 2002 weiter im Minus.
<http://www.statistik-berlin.de/pms2000/sg21/2003/03-02-06.html>, (03-05-08).
- [68] Statistisches Bundesamt Deutschland: <http://www.destatis.de>.
Geographische Informationen von Deutschland:
<http://www.destatis.de/basis/d/umw/ugrtab7.htm>, (03-06-13).
- [69] Verwaltung Land Steiermark: <http://www.verwaltung.steiermark.at>.
Fläche von Österreich:
<http://www.verwaltung.steiermark.at/cms/ziel/97821/DE/>, (03-06-13).

9 Tabellen

9.1 Investitionen in Deutschland

Nominelle Investitionen in Millionen Euro der öffentlichen Stromversorgung und Industrie in Deutschland⁷³ in den Jahren 1980 bis 1996 (vgl. Abbildung 2.6). Quelle: VDEW, „Die Elektrizitätswirtschaft in der Bundesrepublik Deutschland“ (Bericht 49, 1997).

Zeit in Jahren	Erzeugungsanlagen	Übertragungs- und Verteilanlagen	Kraftwerke und Netze	Industrie	Gesamt Investitionen
1980	1402	3110	4512	193	4705
1981	1879	2928	4807	243	5051
1982	3776	2930	6706	360	7066
1983	3717	2929	6646	285	6931
1984	4533	2987	7520	124	7644
1985	4222	2680	6902	187	7089
1986	4017	2874	6891	318	7209
1987	3850	2883	6733	433	7165
1988	3266	3158	6423	846	7270
1989	2487	3239	5725	583	6308
1990	1989	3534	5523	369	5892
1991	1643	4287	5930	361	6292
1992	2167	5308	7476	276	7751
1993	2268	5341	7609	319	7928
1994	2167	5140	7307	247	7554
1995	2023	5527	7550	236	7785
1996	1656	5198	6854	193	7047

⁷³ Ab dem Jahr 1991 werden auch die neuen Bundesländer von Deutschland mitberücksichtigt.

Nominelle Investitionen in Millionen Euro der Elektrizitätswirtschaft von Deutschland⁷⁴ von 1980 bis 2002 (Studie zwei). Quelle: VDEW und ifo-Institut – München, 2001 und eigene Berechnungen. Die rot markierten Werte wurden wie im Kapitel 2.5.2 „Investitionen in Deutschland“ dargestellt, berechnet.

Zeit in Jahren	Erzeugungsanlagen	Übertragungs- und Verteilanlagen	Sonstige Ausgaben	Gesamte allgemeine Elektrizitätsversorgung
1980	1900	2128	872	4900
1981	2200	1992	908	5100
1982	4200	1636	1264	7100
1983	5000	1576	1424	8000
1984	5500	1487	1513	8500
1985	5100	1394	1406	7900
1986	4250	1586	1264	7100
1987	4500	1501	1299	7300
1988	3200	2143	1157	6500
1989	2150	2083	917	5150
1990	1980	2130	890	5000
1991	2010	2931	1070	6011
1992	2040	3847	1135	7022
1993	2449	3988	1355	7792
1994	2413	3661	1140	7214
1995	2393	3610	1263	7266
1996	2521	3078	1299	6898
1997	1820	3017	1089	5926
1998	1657	2695	920	5272
1999	1662	2464	869	4995
2000	598	2137	711	3446
2001	800	2330	770	3900
2002	1001	2775	774	4550
2003	700	2719	700	4120
2004	433	2563	613	3610
2005	272	2584	544	3400
2006	218	2402	499	3120

⁷⁴ Ab dem Jahr 1991 werden auch die neuen Bundesländer von Deutschland mitberücksichtigt.

9.2 Investitionen in Österreich

Getätigte nominelle Investitionen in Millionen Euro der Elektrizitätswirtschaft von Österreich in der Zeitdauer von 1970 bis 2007. Quelle: Energieberichte 1986, 1990, E-Control 2002, VEÖ 1988, WIFO 2002/03 und eigene Berechnungen. Die rot markierten Werte wurden wie im Kapitel 3.5.4 „Investitionen der öffentlichen Elektrizitätsunternehmen in Österreich“ dargestellt, berechnet.

Zeit in Jahren	Übertragungsanlagen	Verteilanlagen	Verteil- und Übertragungsanlagen	Erzeugungsanlagen	Sonstige Ausgaben	Gesamtinvestitionen
1970			148	169	22	339
1971			182	206	22	410
1972			216	285	22	523
1973			230	389	19	638
1974			300	534	36	869
1975			322	567	33	923
1976	63	295	358	474	26	858
1977	66	335	401	567	36	1003
1978	68	304	372	643	41	1056
1979	66	275	341	447	37	825
1980	66	297	363	486	56	904
1981	80	342	422	569	55	1046
1982	87	342	429	815	60	1304
1983	88	312	400	668	56	1125
1984	98	311	409	797	59	1265
1985	102	280	382	669	51	1101
1986	90	341	431	511	67	1009
1987	68	306	374	340	68	782
1988	63	329	392	341	75	808
1989	73	373	446	396	83	925
1990	75	376	451	400	84	935
1991	74	402	476	401	86	963
1992	82	453	536	428	95	1058
1993	75	441	516	391	90	997
1994	76	452	528	378	89	996
1995	87	464	551	374	91	1016
1996	84	408	492	316	80	888
1997	81	436	518	314	82	914
1998	78	480	559	320	87	965
1999	72	407	479	259	73	811
2000	61	353	414	211	62	687
2001	66	306	373	179	54	606
2002	72	257	329	149	47	525
2003	78	321	398	169	56	623
2004	66	279	345	137	48	530
2005	72	211	283	105	38	427
2006	75	175	250	87	33	370
2007	74	146	220	71	29	320

9.3 Investitionen in Norwegen

Die nominellen Investitionen in Millionen norwegischen Kronen der Elektrizitätswirtschaft von Norwegen im Zeitraum von 1973 bis 2000. Quelle: Statistics Norway, 2002.

Zeit in Jahren	Erzeugungsanlagen	Übertragungsanlagen	Verteilanlagen	Übertragungs- und Verteilanlagen	Gesamt Investitionen
1973	992	349	371	720	1712
1974	1088	506	468	974	2063
1975	1542	634	591	1225	2766
1976	1843	866	662	1528	3371
1977	2477	963	791	1755	4232
1978	3051	1172	893	2065	5116
1979	3191	1168	934	2102	5293
1980	3825	1145	1081	2226	6052
1981	4217	1299	1177	2476	6693
1982	4206	1311	1420	2731	6937
1983	3851	1155	1718	2874	6725
1984	3403	1197	1890	3088	6490
1985	3228	1231	1930	3162	6390
1986	3564	1212	2388	3600	7165
1987	3838	1357	2597	3954	7791
1988	3680	1199	2770	3969	7649
1989	2421	778	2507	3285	5706
1990	1710	855	2250	3105	4815
1991	2142	559	2142	2700	4842
1992	1953	286	2001	2287	4240
1993	1169	1461	1948	3410	4579
1994	1136	741	2026	2767	3903
1995	1215	354	2178	2532	3748
1996	1383	205	2254	2459	3843
1997	1007	265	2332	2596	3603
1998	1290	269	2151	2419	3710
1999	1388	444	2054	2498	3886
2000	802	229	2176	2405	3207

9.4 Investitionen in Großbritannien

Die nominellen Investitionen in Millionen britischen Pfund der britischen Elektrizitätswirtschaft (England, Wales, Schottland) im Zeitraum von 1960 bis 2001. Quelle: JESS 2003, Centre for Regulated Industries 2003, BIC Enquiries, 2003 und eigene Berechnungen.

Die rot markierten Werte wurden wie im Kapitel 5.5.4 „Modell zur Berechnung der Investitionen von Großbritannien“ dargestellt, berechnet.

Zeit in Jahren	Übertragungsanlagen	Verteilanlagen	Übertragungs- und Verteilanlagen	Erzeugungsanlagen	sonstige Ausgaben	Gesamtinvestitionen
1960	381	107	487			
1961	380	111	491			
1962	378	131	509			
1963	375	151	526			
1964	371	183	554			
1965	369	204	572			
1966	368	210	577			
1967	368	206	574			
1968	372	180	552			
1969	375	156	531			
1970	374	163	537			
1971	374	163	536	1230	48	1814
1972	374	159	533	1414	53	2000
1973	374	160	534	1415	53	2002
1974	374	162	536	1256	49	1841
1975	370	190	560	1257	50	1866
1976	367	214	582	1282	51	1914
1977	369	203	572	1178	48	1798
1978	369	198	567	1177	48	1791
1979	366	228	594	1361	53	2009
1980	361	268	628	1125	48	1801
1981	361	262	623	1125	48	1796
1982	359	280	639	1217	51	1906
1983	356	306	662	1191	50	1903
1984	353	333	685	1993	73	2752
1985	348	373	721	1817	69	2607
1986	339	446	785	1309	57	2151
1987	327	540	867	1315	59	2241
1988	315	638	953	1204	59	2216
1989	292	823	1115	1151	62	2328

Nominelle Investitionen in Millionen britischen Pfund der britischen Elektrizitätswirtschaft (England, Wales, Schottland).

Zeit in Jahren	Übertragungsanlagen	Verteilanlagen	Übertragungs- und Verteilanlagen	Erzeugungsanlagen	sonstige Ausgaben	Gesamtinvestitionen
1990	286	875	1161	1397	34	2591
1991	295	916	1210	1366	34	2610
1992	295	968	1263	1319	37	2619
1993	310	1024	1334	1272	55	2662
1994	310	1071	1381	1226	59	2666
1995	248	1086	1334	1350	47	2731
1996	241	1123	1365	1369	62	2795
1997	233	1303	1536	844	93	2473
1998	286	1629	1915	636	130	2681
1999	341	1552	1893	497	115	2504
2000	354	1241	1595	807	93	2495
2001	450	1148	1598			