

Der Letzte macht das Licht aus?!

Wandel und Zukunft der bayerischen Stromwirtschaft im Zeichen der Liberalisierung und der „Energiewende“*

VON

STEFAN JANS

mit 1 Abbildung, 2 Fotos und 3 Tabellen

1 Einleitung

„Strom? Der kommt bei uns aus der Steckdose.“ Dieser allgemein bekannte Ausspruch verdeutlicht die Selbstverständlichkeit, mit der Elektrizität in der Bundesrepublik Deutschland den Konsumenten zur Verfügung steht – und die Unwissenheit über ihre wahre Herkunft. Dabei ist die Bereitstellung von Strom für die Wirtschaft und die Gesellschaft von elementarer Bedeutung. So ist die verlässliche und günstige Verfügbarkeit dieses Sekundärrohstoffes für die Volkswirtschaft unverzichtbar und stellt einen nicht unerheblichen Produktions- und Standortfaktor in Deutschland dar. Darüber hinaus trägt die Stromwirtschaft selbst spürbar zum Brutto sozialprodukt bei.

Ungeachtet seiner infrastrukturellen und gesamtwirtschaftlichen Bedeutung war der Energiesektor jedoch in der Vergangenheit bis auf ein paar Reizthemen in der Öffentlichkeit, aber auch in der Geographie, kaum präsent. Die gegebene Versorgungssicherheit, gepaart mit einem komplexen, durch regulative Maßnahmen des Staates weitgehend abgeschotteten Markt, ließen kein gesondertes Interesse in Gesellschaft und Wissenschaft aufkeimen.

Dies hat sich in den letzten Jahren schlagartig geändert. Seit 1998 befindet sich die vormals monopolisierte Stromwirtschaft in Deutschland in einem grundlegenden, bis dato nicht bekannten Wandel. Mit der Liberalisierung der Stromwirtschaft sowie dem Beginn einer als „Energiewende“ bezeichneten Politik werden Marktstruktur und Energiemix¹ einer grundlegenden Umgestaltung ausgesetzt. Besonders die bayerische Energiewirtschaft mit ihrem vom bundesdeutschen Energiemix deutlich abweichenden Kraftwerkspark und ihrer traditionell engen Vernetzung mit den Nachbarstaaten ist von der neuen Energiepolitik des Staates betroffen. Doch welche Auswirkungen haben Liberalisierung und Energiewende im Einzelnen für die

*) Zusammenfassung einer Magisterarbeit, die am Institut für Geographie der Universität Erlangen-Nürnberg unter Betreuung von Prof. Dr. H. Kreuzmann im Jahr 2001 abgeschlossen wurde.

Stromerzeugung und -versorgung in Bayern? Welche Veränderungen sind bei der Marktstruktur und dem Energiemix schon vollzogen, welche Entwicklungen in der Zukunft zu erwarten?

Ziel dieses Beitrages ist es, die in Bayern durch die Liberalisierung der Stromwirtschaft hervorgerufenen Veränderungen auf Marktstruktur und Energiemix aufzuzeigen und die möglichen Auswirkungen durch den Atomausstieg zu skizzieren.

Zu Beginn ist es daher sinnvoll, als Grundlage einen Überblick über die bisherige Struktur der Stromwirtschaft vor 1998 zu geben, nicht zuletzt, da diese in der Öffentlichkeit oft nur unzureichend bekannt ist. Anschließend kann die Neuregulierung durch die Liberalisierung dargestellt und die Veränderungen in der Energiewirtschaft Bayerns zugeordnet werden. Mit dem Atomkonsens, der im Rahmen der „Energiewende“ existentielle Auswirkungen auf die zukünftige bayerische Stromerzeugung ausübt, wird zum Abschluss ein möglicher Blick in die Zukunft geworfen.

2 Überblick über die Stromwirtschaft vor 1998

2.1 Erzeugung

In der Bundesrepublik Deutschland standen 1998 982 Kraftwerke (über 1 MW) auf der Basis unterschiedlicher Energieträger mit einer Gesamtkapazität von gut 107 000 MW zur Verfügung, die 1998 eine Gesamtstrommenge von knapp 520 TWh (netto) produzierten. Dabei sicherte ein gesunder Mix aus verschiedenen Energieträgern die notwendige Gesamtmenge ab. Tabelle 1 zeigt ihren jeweiligen Anteil an der Gesamtkapazität und der erzeugten Gesamtstrommenge. So ist mit 31% die Kernenergie der wichtigste Stromlieferant in Deutschland, gefolgt von der Stein- und Braunkohle mit je ca. 25%. Die erneuerbaren Energien, überwiegend Wasser- und

Tabelle 1: Kraftwerksleistung und Elektrizitätserzeugung der öffentlichen Stromversorger in Deutschland 1998

Energieträger	Bruttokraftwerksleistung		Bruttostromerzeugung in %
	MW	%	
Kernenergie	23 334	21,8	31
Braunkohle	20 086	18,8	24
Steinkohle (einschl. Mischfeuerung)	28 741	26,9	25
Erdgas	16 825	15,7	11
Heizöl	7 930	7,4	1
Müll	1 672	1,5	2
Erneuerbare Energien	8 427	7,9	6
Gesamt	107 018	100,0	100

Quelle: BMWi, VDEW

Windkraft, tragen mit 6% nur geringfügig zur Gesamtstrommenge bei. Aus Tabelle 1 lässt sich weiter ersehen, dass nicht alle Kraftwerke prozentual die gleiche Menge an Strom liefern. So steuern die Kernkraft, Braunkohle und Wasserkraft als „Grundlastkraftwerke“ mehr Strom zur Versorgung bei als Kraftwerke der Mittelast, z.B. Steinkohle- und Erdgaskraftwerke sowie Windkraftanlagen, oder Kraftwerke der Spitzenlast wie Heizöl oder Pumpspeicherkraftwerke, die nur bei höheren Verbrauchsspitzen zugeschaltet werden.

2.2 Marktteilnehmer

Im Gegensatz zu anderen europäischen Staaten bestand in Deutschland auch vor der Liberalisierung der Energiewirtschaft eine pluralistische Erzeugerstruktur, bei der sowohl staatliche als auch privatwirtschaftliche Unternehmen aktiv waren. Ein Großteil der nationalen Erzeugung entfiel auf die knapp 1 000 Energieversorgungsunternehmen (EVU), die, als „öffentliche Stromversorger“ bezeichnet, gut 88% der Gesamtstrommenge produzierten. Innerhalb dieser Gruppe dominierten mit einem Anteil von 86% die acht Verbundunternehmen, die somit als Hauptstromerzeuger in der Bundesrepublik angesehen werden können. Neben der öffentlichen Stromversorgung trugen unabhängige Stromerzeuger, fast immer größere Industriebetriebe, die hauptsächlich für ihren Eigenbedarf produzierten, sowie die Deutsche Bahn

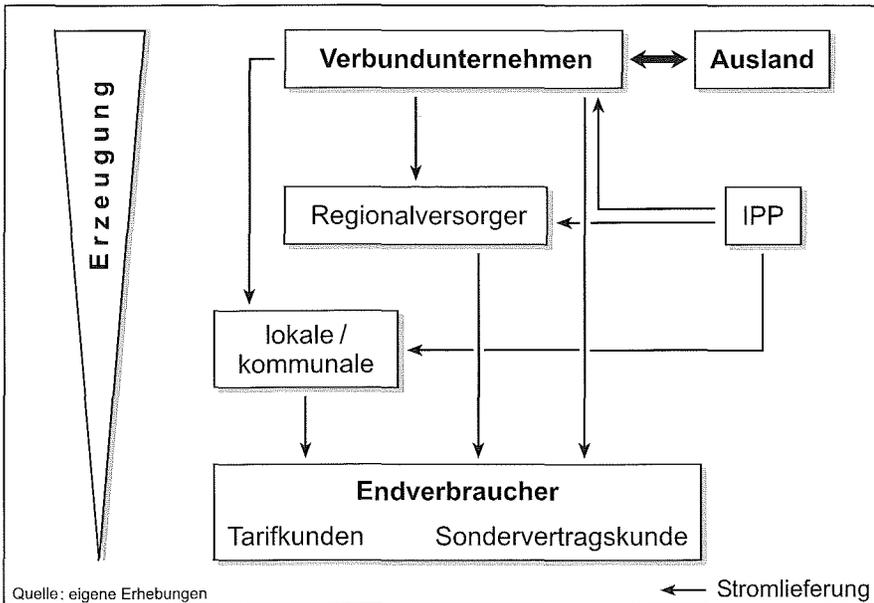


Abb. 1: Die Regulierung des deutschen Strommarktes bis 1998

zur Energieversorgung bei (10% bzw. 1%) (SCHLESINGER 1999: 70 und VDEW). In den letzten Jahren hat sich auf der Basis der erneuerbaren Energien (EE) und der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) mit den privaten Stromerzeugern eine weitere Produzentengruppe gebildet, die vor 1998 jedoch nur unwesentlich zur Gesamtstrommenge beisteuern konnte. Für den Transport und die Verteilung der Energie in einem Gebiet waren die jeweiligen EVU verantwortlich.

Der Grund dieser Marktstruktur, die Abb. 1 skizziert, ist in der damaligen Marktregulierung zu suchen. Durch das alte Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) wurde die Bundesrepublik in einzelne Gebietsmonopole aufgeteilt, in denen jeweils ausschließlich ein EVU das Recht für den Leitungsbau und somit zur Endversorgung zugeteilt bekam. Diese Endversorgung wurde überwiegend von kommunalen Versorgern wie Stadt- und Gemeindewerken, in ländlichen Gebieten auch von Regionalversorgern durchgeführt.

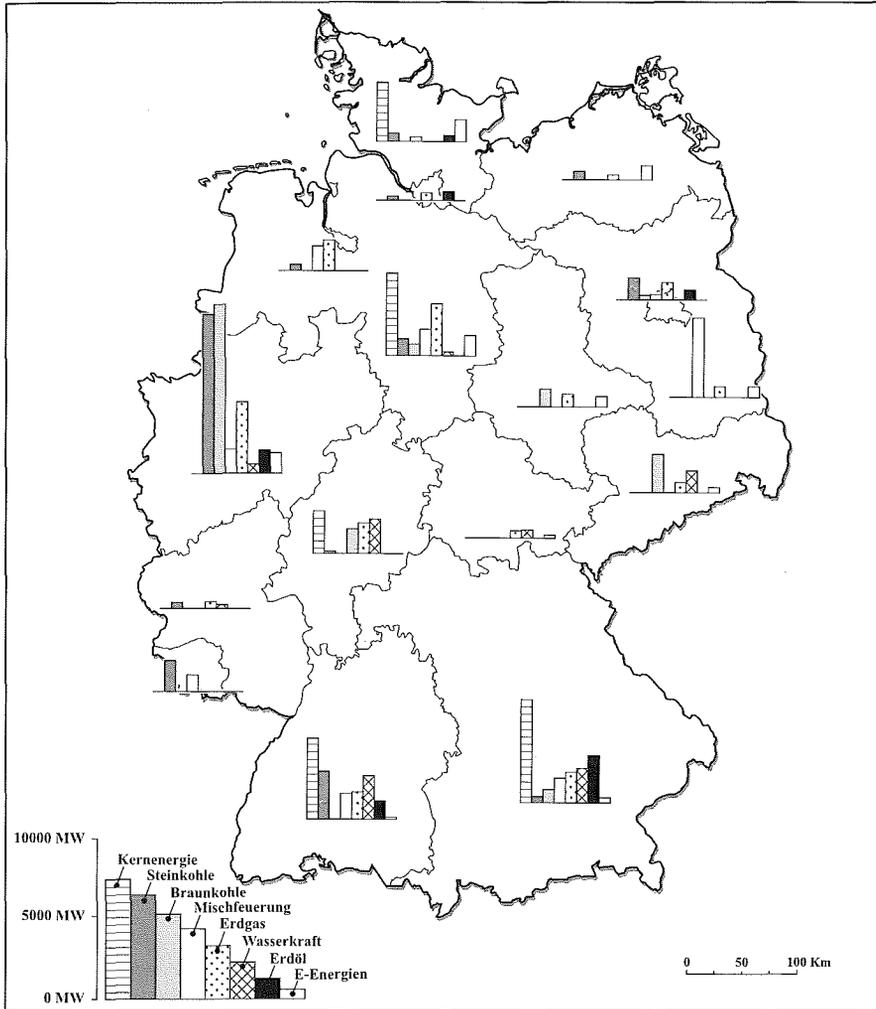
Mit horizontalen Demarkationsverträgen teilten sich die Verbundunternehmen die einzelnen Versorgungsgebiete auf, mit vertikalen Demarkationsverträgen wurden die weiterverteilenden regionalen und kommunalen Versorgungsunternehmen einem Verbundunternehmen zugewiesen. Damit war abgesichert, dass in einem Gebiet ein Endkunde nur von einem lokalen EVU beliefert werden konnte, das seinen Strom ausschließlich von einem Verbundunternehmen beziehen konnte.² So wies die deutsche Stromwirtschaft vor 1998 zwar im internationalen Vergleich eine sehr stark dezentrale, pluralistische und vergleichsweise privatwirtschaftliche Versorgungsstruktur auf, blieb jedoch gleichzeitig weitgehend ein abgeschotteter Markt.

Als Argument für die Herausnahme dieses Wirtschaftszweigs aus dem Wettbewerb wurde die Existenz von „natürlichen Monopolen“, insbesondere im Bereich des Leitungsnetzes, angeführt. Aufgrund der hohen Investitionskosten bei Kraftwerksbau und Leitungsnetz könne die Elektrizitätsversorgung in einem Gebiet am wirtschaftlichsten nur von einem Anbieter betrieben werden, da die Markteintrittsbarriere für jeden weiteren Wettbewerber zu hoch wäre. Desweiteren könnten die energiepolitischen Ziele des Staates, Versorgungssicherheit, Preisgünstigkeit und Umweltverträglichkeit, nur in dieser Form optimal erreicht werden. Die dezentrale Marktstruktur, die das alte EnWG mit seiner Regulierung zementierte, ist dabei historisch bedingt.³

2.3 Bundesländer

Die Energieerzeugung der Bundesrepublik konzentriert sich nicht nur auf die natürlichen Schwerpunktregionen wie NRW oder die Lausitz, die über erhebliche heimische Rohstoffvorkommen verfügen, sondern ist relativ gleichmäßig über die gesamte Bundesrepublik verteilt. Wie Abbildung 2 verdeutlicht, verfügen die einzelnen Bundesländer dabei allerdings nicht über einen identischen Energiemix bei der Stromerzeugung. Vielmehr hängt der spezifische Kraftwerksmix des einzelnen

Bundeslandes von den jeweiligen naturräumlichen Gegebenheiten und den energiepolitischen Zielsetzungen der Landesregierung ab. Da aus ökonomischen und standortpolitischen Gründen in der Vergangenheit auch die rohstoffarmen Bundesländer daran interessiert waren, den anfallenden Elektrizitätsbedarf größtenteils im eigenen Bundesland zu erzeugen, wurden auch in diesen Bundesländern die Kraftwerkskapazitäten, meist auf der Basis der Kernenergie, ausgebaut.

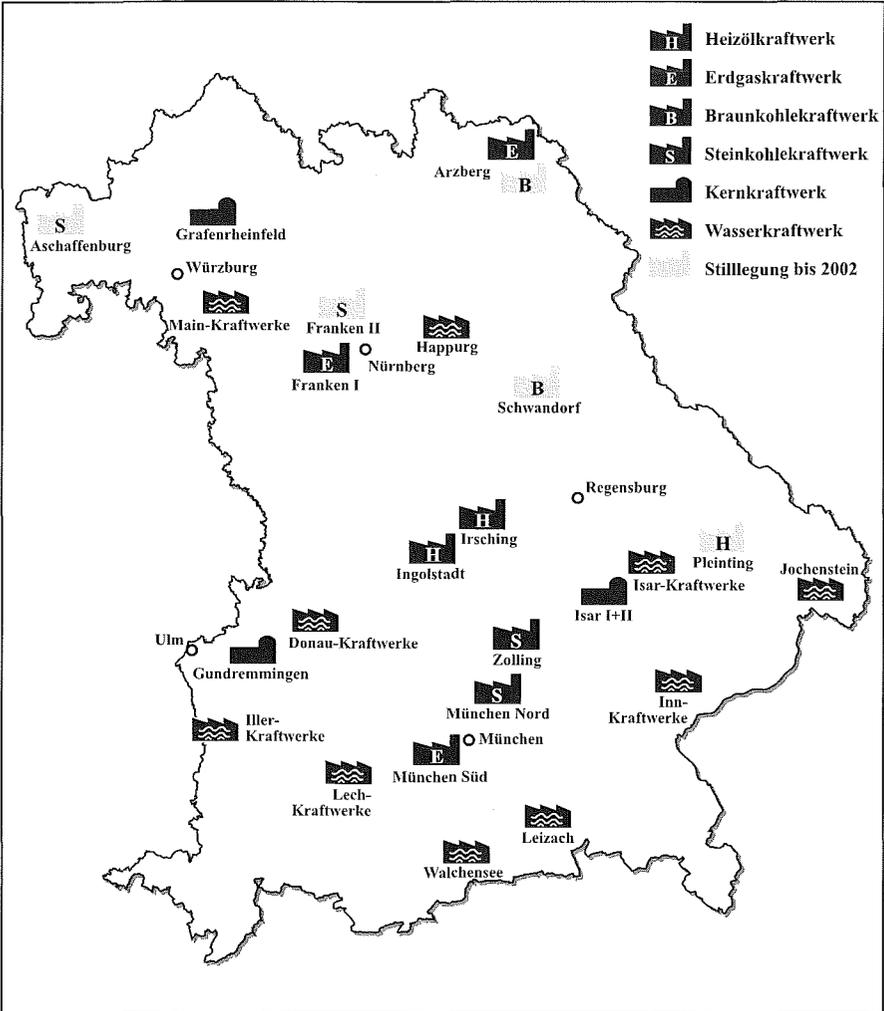


Quelle: Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft, Verkehr und Technologie 2001, STAISS 2000, eigene Darstellung

Abb. 2: Art und Umfang der Kraftwerkskapazitäten in den Bundesländern (Stand: Januar 2000)

2.4 Bayern

Der bayerische Energiemix weicht aus unterschiedlichen Gründen signifikant vom bundesdeutschen Energiemix ab. So weist Bayern eine für die Energieversorgung ungünstige Ausgangslage auf. Rohstoffarmut, höhere Transportkosten aufgrund der revier- und küstenfernen Lage sowie überdurchschnittliche Verteilungskosten im Flächenstaat machten es dem Land in der Vergangenheit schwer, der Wirtschaft und der Gesellschaft günstige Energie bereitzustellen. Das Land war auf Stromliefe-



Quelle: Eigene Darstellung

Abb. 3: Kraftwerksstandorte in Bayern

rungen aus anderen Bundesländern angewiesen. Um die Energieversorgung im eigenen Bundesland gewährleisten zu können, wurde in den 70er und 80er Jahren der Einsatz der Kernenergie als „transportunabhängiger“ Energieträger gefördert, was zu einer Monostrukturierung des Energiemixes geführt hat. So zeigt sich dieser Energieträger 1998 für gut 60% der erzeugten Strommenge verantwortlich. Neben der Kernenergie besitzt die Wasserkraft in Bayern einen hohen Stellenwert. Als einzige heimische Ressource trägt sie 16% zur Bilanz bei. Konventionelle Kraftwerke spielen im Gegensatz zu anderen Bundesländern aus den erwähnten Gründen nur eine untergeordnete Rolle. Tabelle 2 bietet einen Überblick über den bayerischen Energiemix.

Tabelle 2: Kraftwerksleistung und Elektrizitätserzeugung in Bayern 1998

Energieträger	Bruttokraftwerksleistung		Bruttostromerzeugung	
	Mio. kWh	%	Mio. kWh	%
Kernenergie	6 380	36,6	47 249	60,3
Braunkohle	774	4,4	3 703	4,7
Steinkohle (einschl. Mischfeuerung)	2 518	14,5	9 393	12,0
Erdgas	1 988	11,4	3 818	4,9
Heizöl	3 148	18,1	1 318	1,7
Wasserkraft + EE	2 623	15,0	12 855	16,4
Gesamt	17 431	100,0	78 337	100,0
Davon Kraftwerke:				
der öffentl. Versorgung	16 279	93,4	71 847	91,7
der Industrie	811	4,6	4 628	5,9
Sonstige	341	2,0	1 861	2,4

Quelle: VBEW, Bayerisches Ministerium für Wirtschaft, Verkehr und Technologie

Das seit 10 Jahren vom Nettostromimporteur zum Exporteur gewandelte Bayern kann nicht ohne seine traditionell engen Verflechtungen mit dem benachbarten Ausland betrachtet werden. Eine überragende Bedeutung haben dabei die saisonalen Stromlieferungen zwischen Österreich und Bayern.⁴ So liefert die Alpenrepublik in den Frühjahrs- und Sommermonaten Strom aus ihren großen Wasserkraftwerken und ermöglicht damit in Bayern eine Abschaltung meist konventioneller Kraftwerkskapazitäten. In den Wintermonaten erfolgt ein Stromexport nach Österreich, für den wiederum Kraftwerkskapazitäten bereitgehalten werden müssen. Je nach den jährlichen Niederschlagsmengen ist die bayerische Strombilanz mit Österreich positiv oder negativ.

2.5 Struktur des bayerischen Strommarktes vor 1998

In Bayern teilte sich der Strommarkt gemäß den deutschlandweit durch die Gebietsmonopole und Demarkationsverträge festgeschriebenen Strukturen auf. Bis

auf Schwaben, für das die RWE zuständig war, und einigen grenznahen Gemeinden, die aus naturräumlichen und / oder historischen Gründen außerbayerischen Versorgungsgebieten angegliedert waren, gehörte ganz Bayern zum Regelgebiet des Verbundunternehmens „Bayernwerk“. Unterteilt war dieses Versorgungsgebiet flächendeckend in Gebiete der Regionalversorger, die als Verteiler für Sondervertragskunden und Tariffkunden in ländlichen Gebieten, – das Bayernwerk besaß als einziges Verbundunternehmen keine direkten Endabnehmer – , sowie als Weiterverteiler an die knapp 300 lokalen, meist kommunalen Energieversorgungsunternehmen fungierten.

Stärker als in anderen Bundesländern dominierte bei der Stromerzeugung das Verbundunternehmen Bayernwerk, nicht zuletzt wegen der zur Versorgung präferierten Kernkraftwerke. Nur in den größeren Städten lohnte sich daneben der Aufbau eigener Erzeugungsanlagen auf der Basis der KWK. Auch unabhängige Stromerzeuger waren aufgrund der Wirtschaftsstruktur und dem Fehlen naher Rohstoffquellen mit 1,5% nur marginal an der Stromerzeugung beteiligt (Mittelfranken 0,2%).

3 Die Neuregulierung der Stromwirtschaft

3.1 Ursachen der Neuregulierung

Seit den 70er Jahren befindet sich das traditionelle Wirtschaftsregime der Weltwirtschaft in einem Wandel. Die Änderung des Akkumulationsregimes, das sich durch die Internationalisierung von Märkten und Marktakteuren sowie durch die mittlerweile fast ungehinderten Mobilität des Produktionsfaktors Kapital auszeichnet, benötigt zur Wahrung von gesellschaftlichen und ökologischen Zielen eine Neuausrichtung der jeweiligen Koordinationsstrukturen (BATHELT 1994: 80). Begleitet wird der Wandel von einer technologischen Umwälzung, die es möglich macht, auch vormals als natürliche Monopole betrachtete Wirtschaftsbranchen in eine neue Regulierungsform umzugestalten. So ist es nun möglich, diese Versorgungsbereiche für den Wettbewerb zu öffnen. Der Wettbewerb und die Lenkung von Angebot und Nachfrage über den Markt sollen dazu beitragen, die Effizienz der Energieversorgung insgesamt zu verbessern, dabei Kosten und Überkapazitäten abzubauen, künftige Investitionen verstärkt auf Rentabilität zu überprüfen und eine nachfrageorientierte Versorgung aufzubauen. Wettbewerb ist daher kein Selbstzweck, sondern an der Erfüllung der übergeordneten Ziele zu messen. Der Staat hat deshalb nicht die Aufgabe, sich aus dem Wirtschaftsbereich zurückzuziehen, sondern die geeigneten Rahmenbedingungen für einen funktionsfähigen Wettbewerb zu schaffen, um deren Wettbewerbsergebnisse auf die Erreichung der energiepolitischen Ziele, auch durch Eingriffe in den Wettbewerb, zu nutzen. Die Liberalisierung der Stromwirtschaft ist aus diesem Hintergrund daher eher als Neuregulierung, nicht als Deregulierung zu verstehen.

3.2 Art der Neuregulierung

Anders als die vorherigen ehemals monopolisierten Bereiche der öffentlichen Grundversorgung wie z.B. der Telekommunikation, die in den letzten Jahren erfolgreich liberalisiert werden konnten, ist der Energiesektor in seiner Struktur sowohl national als auch auf europäischer Ebene relativ komplex. Er ließ daher eine Öffnung des Marktes ungleich schwerer erscheinen, zumal die natürlichen Monopole im Leitungsbereich durch technische Innovation zwar geöffnet, jedoch physisch nicht beseitigt werden konnten. Für eine Liberalisierung sprachen dagegen deutliche Effizienzerwägungen und wirtschaftspolitische Prinzipien. So kamen Studien zu dem Ergebnis, dass mit einer Liberalisierung des Energiebereichs jährlich Kosten in Höhe von 0,5 - 1% des Gemeinschaftsbruttosozialprodukts vermieden werden könnten (SCHMIDT 1998: 194). Zusätzlich sprachen auch umweltpolitische Erwägungen für eine Öffnung des Marktes.

Initiator der Liberalisierung der Stromwirtschaft in Deutschland und Europa war die EG-Kommission, die seit Mitte der 80er Jahre in Verbindung mit der Schaffung des EG-Binnenmarktes auch einen Energiebinnenmarkt anstrebte. Aufgrund anfänglicher massiver Ablehnung von Seiten der meisten Mitgliedstaaten konnte jedoch erst 1996 eine Richtlinie zur Umsetzung eines Energiebinnenmarktes (Richtlinie 96/92/EG) verabschiedet werden, die zudem nur eine auffallend defensive Öffnung der Märkte verlangt.

Die Richtlinie wurde 1998 in Deutschland in nationales Recht umgesetzt. Für die Öffnung des Marktes für Elektrizität war dabei eine grundlegende Neugestaltung des mit nur geringfügigen Änderungen seit 1935 gültigen EnWG unausweichlich. Ein neues EnWG sollte dabei einerseits die notwendigen Regelungen in Bezug auf die Öffnung des Transport- und Verteilungsmarktes und die Erleichterung im Erzeugungssektor beinhalten, andererseits die energiepolitischen Ziele Versorgungssicherheit, Preisgünstigkeit und Umweltverträglichkeit weiterhin garantieren (EnWG §1). Entscheidend für das neue Gesetz und damit für die gesamte Liberalisierung war dabei die Form der Öffnung des Leitungsnetzes, das mit dem Modell des verhandelten Netzzugangs (und der Option eines Alleinabnehmermodells für kleinere lokale EVU) den Mitbewerbern zugänglich gemacht werden sollte. Beim Modell des verhandelten Netzzugangs wird den Stromlieferanten (Erzeuger und Händler) die Benutzung fremder Leitungsnetze zur Durchleitung bzw. Belieferung von Endkunden in diesem Netzgebiet gewährt. Dafür ist dem Leitungsnetzbetreiber ein Entgelt zu entrichten, das von diesem festgelegt wird.

Die genaue Regelung des Netzzugangs, v.a. die Ausgestaltung des Netznutzungsentgeltes, wird dabei nicht wie in anderen Branchen oder in allen anderen Staaten der EU durch einen Regulierer ausgeführt und kontrolliert, sondern erfolgt mit Hilfe einer Selbstregulierung durch die einzelnen Marktteilnehmer über Verbändevereinbarungen sowie einer allgemeinen Kontrolle durch das Kartellamt.

Mit dem neuen EnWG wurde der Strommarkt in Deutschland ohne Übergangsfristen theoretisch für alle Kundengruppen zu 100% geöffnet. In der Praxis erwartete

jedoch kein Marktteilnehmer eine schnelle Veränderung der damaligen Verhältnisse, nicht zuletzt deshalb, weil die Marktöffnung mit der ersten Verbändevereinbarung fast vollständig zurückgenommen wurde. Die darin vereinbarten Regelungen machten einen Anbieterwechsel für damalige Tarifkunden fast gänzlich unmöglich und öffneten den Markt nur für Großkunden.

Hinzu kommt die rechtliche Unverbindlichkeit solcher Verbändevereinbarungen, die den Marktteilnehmern ein abweichendes Verhalten gestattet. Erst durch verschiedene Gerichtsurteile⁵ und das Auftreten des ersten großen nationalen Stromanbieters (Yellostrom) im Jahr 1999, die eine verbesserte Verbändevereinbarung erzwangen, konnte der Wettbewerb auf weitere Kundengruppen ausgeweitet werden. Jedoch gelang es auch mit dieser Verbändevereinbarung nicht, den Niederspannungsbereich vollständig zu öffnen, nicht zuletzt, weil viele EVU einen Stromwechsel durch überhöhte Netznutzungsentgelte und andere Behinderungen weiterhin erschwerten. Es bleibt abzuwarten, ob die mittlerweile dritte Verbändevereinbarung „VV II plus“ vom 1.1.2002 diese Hindernisse beseitigen und einen diskriminierungsfreien Netzzugang gewährleisten kann.

Mit dem neuen EnWG und durch die Gerichtsurteile wurde die bisher vorhandene Struktur in der Stromwirtschaft mit Demarkationsverträgen und Gebietsmonopolen aufgehoben. Die vollständige Öffnung des Strommarktes, wie im Gesetzestext festgelegt, war jedoch weder vom Staat noch von dem Großteil der EVU vorgesehen. Die weitgehende Öffnung 1999 kam daher für die meisten Beteiligten vollkommen überraschend. Die Entwicklung verlief daher in den letzten Jahren eher ungeplant. Die aus der Öffnung resultierenden Veränderungen in der Stromwirtschaft sowie die energie- und strukturpolitisch motivierten Eingriffe des Staates, – es sei hier besonders auf das KWK-Sicherungsgesetz verwiesen –, die meist marktconservierenden Charakter besitzen, sind vor diesem Hintergrund zu bewerten.

Zum Schutz einzelner Energieträger der Stromgewinnung, die wirtschaftlich nicht wettbewerbsfähig sind, deren Erhalt jedoch aus ökologischen oder strukturpolitischen Gründen wünschenswert ist, hat der Staat mit regulativen Maßnahmen in den geöffneten Erzeugermarkt eingegriffen. Mit dem Atomkonsens ist er trotz Liberalisierung direkt bzw. indirekt weiterhin an 80% der Stromerzeugung beteiligt. Betrachtet man daher die Umsetzung der Liberalisierung, so muss eher von einer Re-regulierung anstatt einer Liberalisierung oder gar Deregulierung gesprochen werden.

4 Auswirkungen der Neuregulierung des Strommarktes

4.1 Allgemeine Veränderungen

Die Umsetzung der Liberalisierung der Stromwirtschaft hat zu gravierenden Veränderungen unterschiedlichster Art auf den einzelnen Wertschöpfungsstufen

geführt. So konnte bei der Stromerzeugung der Markt erfolgreich geöffnet werden. Zum einen fördert die Senkung der Marktzutrittsbarriere und die Entwicklung kleinerer, billigerer Erzeugungsanlagen, z.B. im Bereich der EE und der KWK, den Wettbewerb. Zum anderen begünstigen die sowohl national (10 000 MW) als auch auf europäischer Ebene (40 000 MW) existierenden erheblichen Überkapazitäten, die ca. 10% der Gesamtkapazität umfassen, beim homogenen Gut Strom einen ungeahnten Preiswettbewerb, der den Strompreis zwischenzeitlich um über 50% auf die Höhe der variablen Kosten absinken ließ.

Bei dem Transport und der Verteilung der Elektrizität, dem klassischen natürlichen Monopol der Branche, lässt der vollständige Wettbewerb dagegen noch auf sich warten. So bleiben die Anbieterwechsel mit 5% bei den Haushaltskunden aus mentalen und marktbehindernden Gründen noch deutlich hinter den Erwartungen zurück. Gegen diese Entwicklung können bislang auch neu geschaffene Markenprodukte, wie z.B. Ökostrom, nicht entgegenwirken, die trotz hoher Akzeptanz in der Bevölkerung mit nur 1% Marktanteil keine relevante Bedeutung gewonnen haben.

Neben den klassischen Wertschöpfungsstufen hat sich im Zuge der Liberalisierung mit dem Stromhandel eine weitere Stufe herauskristallisiert. Mit dem Handel, und hier besonders mit den neu geschaffenen Strombörsen, können sowohl eine erhöhte Preistransparenz geschaffen als auch der Strombezug sowie die Erzeugungsquellen für den Strombedarf optimiert werden. Durch die Liberalisierung der Stromwirtschaft in Deutschland konnten ein Großteil der gewünschten Ziele unter Sicherung der bisherigen energiepolitischen Ziele des Staates erreicht werden. So betragen die Preissenkungen im Jahr 2000 insgesamt über 10 Mrd. DM, an denen derzeit hauptsächlich die Großkunden mit Nachlässen bis zu 50%, aber auch die Haushaltskunden mit durchschnittlich 10% partizipieren können.

4.2 Auswirkungen auf die Marktstruktur der Stromwirtschaft

Die Aufhebung der ehemaligen Marktmonopole sowie die neuen Marktentwicklungen gehen nicht spurlos an der bisherigen Marktstruktur, die ein Kind der ehemaligen Regulierung war, vorbei. So sind durch die Neuregulierung zwei entgegengesetzte Entwicklungen angestoßen worden.

Zum einen ist im konventionellen Marktbereich, bei den EVU, ein Konzentrationsprozess zu erkennen. So existieren sowohl bei der Erzeugung als auch beim Einkauf von Elektrizität erhebliche Größenvorteile. Um im nationalen und europäischen Wettbewerb langfristig bestehen zu können, ist es daher für Erzeuger und Verteiler wichtig, eine bestimmte „Economy of scale“ zu erreichen. Zu diesem Zweck kommt es zwischen den einzelnen EVU sowohl zu horizontalen Kooperationen, z.B. beim Strombezug, und zu Zusammenschlüssen, als auch zu vertikalen Beteiligungen zwischen Verbundunternehmen und lokalen EVU. Denn auch wenn momentan noch kein funktionierender Wettbewerb um den privaten Endkunden existiert, so

ist der Kampf um die Teilmärkte umso stärker entbrannt. Mit Fusionen und Firmenbeteiligungen an den jeweiligen lokalen EVU versuchen daher die großen Verbundunternehmen, aber auch ausländische Energiekonzerne, an deren „Endkundenmonopol“ zu gelangen bzw. ihre Marktanteile zu sichern.

Zum anderen ist neben den Konzentrationsprozessen bei den etablierten EVU auch mit einer Atomisierung der Unternehmenslandschaft eine gegenläufige Entwicklung festzustellen. Private Energieerzeuger drängen im Bereich der EE, begünstigt von der technischen Entwicklung bei den Erzeugungsanlagen, dem möglichen Netzzugang und der durch die Fördergesetze garantierten Einspeisevergütung, verstärkt auf den Markt und stellen mittlerweile die mit Abstand größte Gruppe der Stromerzeuger da. Dank der Windkraft tragen sie inzwischen bundesweit mindestens 3% zur Stromerzeugung bei, in Bayern immerhin auch schon knapp 1%. Eine ähnliche Unternehmenspluralität hat sich im Bereich des Stromhandels herausgebildet.

4.3 Auswirkungen auf die bayerischen Marktakteure

Vor dem Hintergrund der ablaufenden Marktöffnung bei der Stromerzeugung haben sich die acht Verbundunternehmen, zum Teil mit ausländischer Beteiligung, zu vier neuen Energiekonzernen zusammengeschlossen, die sich zunehmend auf den europäischen und internationalen Strom- und Energiemarkt ausrichten.

In diesem Zusammenhang fusionierte das Bayernwerk, aus dem sich der bayerische Staat zunehmend zurückgezogen hatte, mit PreußenElektra zum neuen E.on-Konzern. Daneben wurden die Regionalversorger, die sich schon vorher fast ausschließlich im Besitz des Bayernwerks befanden, im Jahr 2000 zur „E.on Bayern AG“ neu strukturiert. Ihre Bedeutung bleibt auch in Zukunft auf die (Weiter-)verteilung und den Netzbetrieb beschränkt. Kritiker (*ET* 9/2000: 622) wurden in der Vergangenheit nicht müde, nach der Liberalisierung der Strommärkte ein massenhaftes Stadtwerkesterben zu prognostizieren. Insgesamt sollten von den ehemals 900 kommunalen EVU maximal 50 - 100 dem Markt erhalten bleiben. 2001 waren jedoch noch 90% der knapp 300 in Bayern ansässigen EVU im Stromgeschäft vertreten. Mitverantwortlich für diese Entwicklung ist die Selbstregulierung des Netzzugangs durch die Verbände und ihre verschleppende bzw. behindernde Umsetzung, die mit den erläuterten Gründen zu einer ungenügenden Öffnung des Endkundenmarktes führt und den Endkundenstamm der lokalen Versorger erhält. Die Stadt- und Gemeindewerke sind damit einerseits in der Lage, den vollständig geöffneten Erzeugungsmarkt, auf denen nur wenige von ihnen spürbar aktiv sind,⁶ zu günstigen Stromkäufen zu nutzen, andererseits müssen sie die erzielten Preisnachlässe dank des bewahrten „Endkundenmonopols“ nicht in voller Höhe an den Tarifkunden weitergeben. Darüber hinaus partizipieren sie über die Netznutzungsgebühren auch bei einer Fremdversorgung von Kunden in ihrem Netzgebiet (RINNE 1998: 121). Neben der Verbändevereinbarung erfüllt auch das vom Gesetzgeber befristet als Option angebotene Alleinabnehmermodell den erwarteten marktstrukturkonservierenden Zweck.

Von den derzeitigen Rahmenbedingungen sind daher die kommunalen Verteilerwerke ohne nennenswerte Eigenerzeugung begünstigt (ET 5/2000: 300). Die Stadtwerke mit relevanter Eigenerzeugung, fast ausschließlich auf Grundlage kostenintensiver KWK-Anlagen, geraten wegen des niedrigen Strompreises in wirtschaftliche Schwierigkeiten und können als eigentliche Verlierer der Liberalisierung angesehen werden. Um ihren ökologisch wertvollen Anteil an der Elektrizitätsversorgung zu erhalten, musste die Bundesregierung mit dem KWK-Sicherungsgesetz kurzfristig stabilisierend in den liberalisierten Markt eingreifen.

Trotz der günstigen Entwicklung auf der kommunalen Verteilerstufe sind auch hier die erwähnten Konzentrationsprozesse zu erkennen. Mittlerweile ist jedes zweite bayerische EVU an einer Fusion oder Kooperation beteiligt. So arbeiten z.B. die Münchener Stadtwerke in der Deutschen Stadtwerke AG (citiworks) bundesweit mit mehreren Stadtwerken in verschiedenen Unternehmensbereichen zusammen. Eine engere Verbindung gingen die mittelfränkischen Versorgungsunternehmen Fränkisches Überlandwerk (FÜW) und die Nürnberger Stadtwerke (EWAG) ein, die mit weiteren lokalen Stadt- und Gemeindewerken, z.B. den Stadtwerken Schwabach, zum Stromversorger „N-ergie“ fusionierten.

Die vertikale Konzentration zwischen ehemaligen Verbundunternehmen und kommunalen Stromverteilern erfolgt meist nicht direkt durch Aufkäufe oder Übernahmen, – dagegen stehen kartellrechtliche und kommunalpolitische Bedenken –, sondern meist über Minderheitsbeteiligungen, oft auch über Umwege von Tochtergesellschaften. Der E.on-Konzern sichert sich über die Thüga AG, an der er mehrheitlich beteiligt ist, auch in Bayern verschiedene Teilmärkte. So ist über die Beteiligung der Thüga AG an der „N-ergie“ auch der E.on-Konzern an dem neuen mittelfränkischen Elektrizitätsversorger beteiligt.

Unabhängige Stromerzeuger werden durch den Preisverfall für Strom nicht begünstigt. Da es derzeit für viele Unternehmen rentabler ist, Elektrizität und Wärme getrennt vom Markt zu beziehen, als beides in eigenen Kraftwerken herzustellen, sind momentan über die Hälfte der bundesweit von den unabhängigen Stromerzeugern betriebenen KWK-Anlagen von der endgültigen Stilllegung bedroht. Die Bedeutung dieses Marktakteurs, der in Bayern immer unerheblich war, ist entgegen anderer Prognosen bundesweit rückläufig und wird kurzfristig auch nicht durch das neue KWK-Ausbaugesetz des Bundes aufgehoben werden können, zumal viele Unternehmen die Stromerzeugung aus dem Unternehmensgeschäft auslagern und neue Kraftwerke von den Energiekonzernen bauen und betreiben lassen.

4.4 Auswirkungen auf die Energieerzeugung in Bayern

Führen die eben beschriebenen, eher geringfügigen Veränderungen der Marktstruktur derzeit zu keinem signifikanten Wandel des Energiemixes, so wirken die Konzentrationsprozesse im Erzeugungsbereich auf der Verbundebene sowie die Internationalisierung des Lastausgleichs durchaus gravierend auf den Kraftwerks-

park. Durch die Vergrößerung der Regelzonen (Versorgungsgebiete) und des mittlerweile europaweit möglichen Lastausgleichs ist eine Optimierung des Kraftwerksparks realisierbar, die einen Abbau von ehemals notwendigen Über- bzw. Reservekapazitäten ermöglicht. Davon sind allgemein, so auch in Bayern, insbesondere Heizöl- und ältere Gas- und Steinkohlekraftwerke betroffen.

Aufgrund des intensiven Preiswettbewerbs erfolgt die Intensität des Einsatzes eines Kraftwerks derzeit im Hinblick auf dessen Betriebskosten. Dies begünstigt z.Z. besonders ältere Kraftwerke des Grund- und Mittellastbereichs, die dank vollzogener vollständiger Abschreibung zu den variablen Kosten des Kraftwerks betrieben werden können. Langfristig wird die Höhe der Vollkosten sowie die risikolose Verfügbarkeit des Rohstoffs zu vorhersehbaren Preisen die Existenz und die Intensität des Einsatzes eines Kraftwerkes in einem freien Wettbewerb bestimmen.

Im Oktober 2000 legten die beiden größten Energieerzeuger RWE und E.on eine Liste von Kraftwerken vor, die sie aufgrund der Marktlage bis 2004 stilllegen wollen, und die mit insgesamt ca. 10 000 MW knapp 10% der bundesdeutschen Kraftwerkskapazitäten umfassen. Von den Abschaltungen des E.on-Konzerns sind auch Kraftwerke in Bayern, namentlich u.a. Arzberg, Aschaffenburg, Frauenaaurach (Franken II), Pleinting und Schwandorf, mit einer Gesamtkapazität von gut 2 500 MW

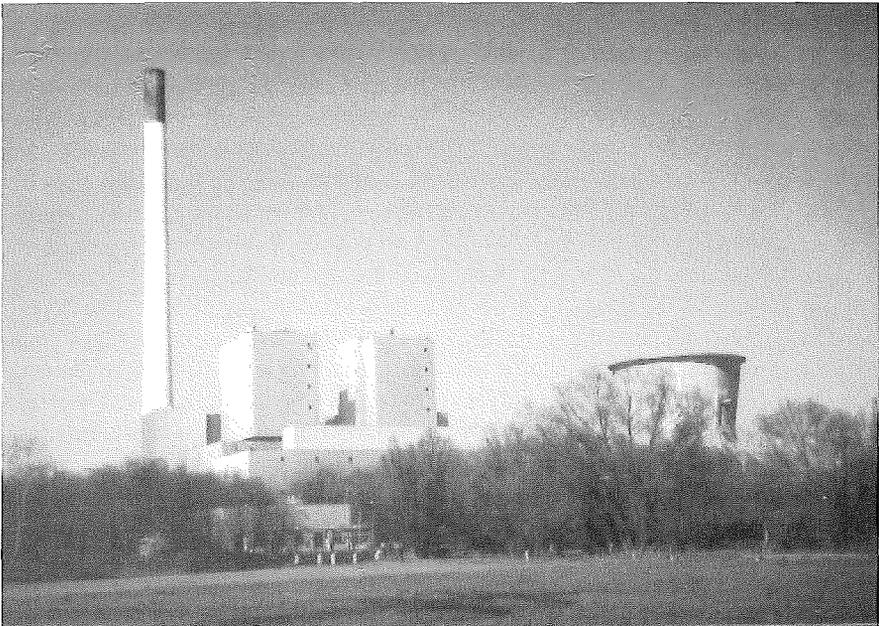


Foto 1: Von der Optimierung des Kraftwerksparks betroffen. Das im Jahr 2001 stillgelegte Kraftwerk Franken II in Frauenaaurach (Foto: Stefan Jans)

betroffen. Zusätzlich sind weitere KWK-Anlagen unabhängiger Erzeuger in Bayern in Gefahr, so dass erwartet wird, dass bis zum Jahr 2003 ca. 4 800 MW Kraftwerkskapazität stillgelegt werden wird (VBEW 2002).

Obwohl auch die anderen beiden großen Energieerzeuger Kraftwerkskapazitäten abbauen, sind die prognostizierten Auswirkungen auf den nationalen Strommarkt gering. Zum einen handelt es sich bei einem Teil der Kraftwerke um Reservekapazitäten, die ohnehin in der Vergangenheit nicht mehr oft eingesetzt wurden und nach der Liberalisierung obsolet geworden sind. Zum anderen wurden in die Liste Stilllegungen mit einbezogen, die auch ohne Liberalisierung aufgrund des natürlichen Kraftwerkslebenszyklus durch neue ersetzt worden wären. Betrachtet man die in Europa vorhandenen Überkapazitäten und die prognostizierte Gesamtnachfrage nach Elektrizität, so fällt dieser Abbau der nationalen Kapazitäten eher unterdurchschnittlich aus.

Dazu gehen die Stilllegungen mit einem gleichzeitigen Kraftwerksneubau auf Basis anderer Energieträger einher. So werden, dem Strompreis Tribut zahlend, Kapazitäten auf Basis der heimischen Braunkohle und Erdgaskraftwerke mit einem hohen Wirkungsgrad errichtet. Unabhängig von dem derzeitigen Marktpreis für Elektrizität werden darüber hinaus Kapazitäten auf der Basis EE geschaffen, die durch die Fördermaßnahmen des Bundes an die Wirtschaftlichkeitsschwelle herangeführt werden.

Der Kraftwerkszubau erfolgt in Bayern sowie national in einem ausreichenden Maße, um zum einen die Gesamtkapazität, die in Bayern bei 17 000 MW, bundesweit bei ca. 107 000 MW liegt, konstant zu halten, und zum anderen eine ausreichende nationale Stromversorgung weiterhin zu garantieren und einen Abbau der Überkapazitäten zu verhindern.

5 Der Blick in die Zukunft

5.1 Auswirkung des Atomkonsens auf Bayern⁷

Durch die verstärkte Konzentration auf den Strompreis bei der Stromgewinnung hat der Erzeugungsstandort Bayern aufgrund seiner ungünstigen Standortlage mit Nachteilen zu kämpfen, die jedoch derzeit auf die konventionellen Kraftwerke beschränkt sind. Sind die Auswirkungen durch die Maßnahmen des Staates, Liberalisierung und Förderung einzelner Energieträger, für die bayerische Stromwirtschaft noch überschaubar, so greift der Bund mit dem Atomkonsens umfassend in den bayerischen Energiemix ein.

Mit der „Vereinbarung zwischen der Bundesregierung und den Energieversorgungsunternehmen vom 14.6.2000“ (*Bundesdrucksache* 14/6890) über die Befristung der Nutzung bestehender Kernkraftwerke hat die Bundesregierung den Aus-

stieg und langfristig den Verzicht auf einen in der Öffentlichkeit kontrovers diskutierten und mit Risiken behafteten Energieträger vereinbart.

Mit der Vereinbarung wird die vom Gesetzgeber bisher unbefristete Laufzeit eines Kernkraftwerkes auf eine Regellaufzeit von 32 Betriebsjahren begrenzt. Auf Grundlage dieser Regellaufzeit wird jedem Kernkraftwerk, je nach Betriebsalter, eine individuelle Reststrommenge⁸ zugeteilt, die es in Zukunft noch erzeugen darf. Danach erlischt die Betriebserlaubnis.

Tabelle 3: Reststrommengen der bayerischen Kernkraftwerke nach § 7 Abs. 1a Atomwirtschaftsgesetz. Ende der Regellaufzeit ohne Berücksichtigung der Möglichkeit der Übertragung von Stromkontingenten

Kernkraftwerk	Reststrommengen ab 1.1.2000 in TWh netto	Beginn des kommerziellen Leistungsbetriebes	Ende der Regellaufzeit
Isar 1	78,35	21.03.1979	21.03.2011
Grafenrheinfeld	150,03	17.06.1982	17.06.2014
Gundremmingen B	160,92	19.07.1984	19.07.2016
Gundremmingen C	168,35	18.01.1985	18.01.2017
Isar 2	231,21	09.04.1988	09.04.2020

Quelle: Bundesdrucksache 14/6890, BMU

Die Reststrommenge ist dabei nicht fix an ein Kernkraftwerk gebunden, sondern es besteht die Option, Stromkontingente von einem Kraftwerk auf ein anderes, neueres zu übertragen. Tabelle 3 zeigt die nach dem Atomkonsens festgelegten Restlaufzeiten der bayerischen Kernkraftwerke an. Klammert man die Möglichkeit der Übertragung von Stromkontingenten aus, endet 2020 das Atomkraftzeitalter in Bayern. Mit dem Ausstieg aus der Kernkraft, die mit 60% an der Gesamtstrommenge maßgeblich für die Stromproduktion in Bayern verantwortlich ist, steht damit in den nächsten Jahren die derzeitige Elektrizitätserzeugung zur Diskussion.

Der Atomkonsens hat daher existentielle Bedeutung für die bayerische Stromwirtschaft. Unglücklicherweise fallen in diesem Zeitraum, dem Jahrzehnt zwischen 2010 und 2020, auch die altersbedingten Stilllegungen der meisten nicht schon vorher von E.on vom Netz genommenen konventionellen Kraftwerke, wie z.B. Franken I, weg, die in der Erwartung eines stark wachsenden Strombedarfs in den 70er Jahren errichtet worden waren. Vorzeitige Stilllegungen, natürlicher Kraftwerkslebenszyklus und der Atomausstieg bewirken so, dass über 80% der bayerischen Kraftwerkskapazitäten bis 2020 zur Disposition stehen.

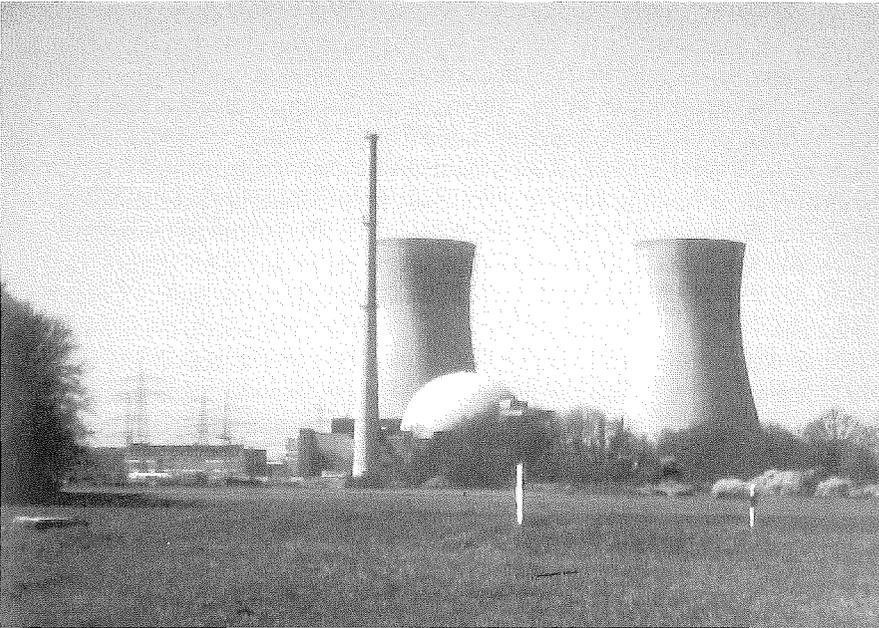
Durch welche Maßnahmen kann diesem gravierenden Wandel in der bayerischen Stromwirtschaft begegnet werden, damit auch in Zukunft eine günstige Stromversorgung in Bayern gewährleistet ist? Dazu bietet es sich an, kurz die einzelnen

Optionen durchzuprüfen, um ein mögliches Maßnahmenbündel für die Zukunft zusammenstellen zu können.

5.2 Die Entwicklung des Strommarktes in Bayern in der Zukunft

5.2.1 Atomstrom

Wie Tabelle 3 beweist, hat der Atomkonsens in den nächsten Jahren noch keine Auswirkungen auf den Energiemix in Bayern. Kurzfristig wird sich der Anteil des Atomstroms in Bayern und der Bundesrepublik insgesamt sogar noch erhöhen, verfügen die buchhalterisch meist schon vollständig abgeschriebenen Kernkraftwerke doch über sehr niedrige variable Kosten (3 Pfg./kWh), die sie im derzeitigen Kampf auf dem Erzeugermarkt unschlagbar günstig machen. So werden die Kraftwerke weiter zur Deckung der Grundlast herangezogen und gehören zu den outputstärksten Kernkraftwerken der Welt (VDEW 2002). Erst im nächsten Jahrzehnt ist mit einem Rückgang des Atomstromanteils an der Gesamtstrommenge zu rechnen. Aber auch unabhängig von dem Atomkonsens wäre ein Ausbau dieses Energieträgers aus betriebswirtschaftlichen Gründen nicht zu erwarten. In einem stagnierenden Markt mit erheblichen nationalen sowie internationalen Überkapazitäten verfügen die Kernkraftwerke dafür über eine zu große Kapitalbindung und sind zu unflexibel in



*Foto 2: Restlaufzeit bis 2014. Das Kernkraftwerk Grafenrheinfeld in Unterfranken
(Foto: Stefan Jans)*

ihrem Betrieb, ganz abgesehen vom Restrisiko, der ungelösten Endlagerung und der konfliktreichen Haltung der Öffentlichkeit zur Kernenergienutzung. So wäre auch ohne Atomkonsens maximal eine Modernisierung der bestehenden Anlagen vorstellbar.

5.2.2 Zubau von Kraftwerken auf der Basis fossiler Energieträger

Unter den gegenwärtigen Marktbedingungen und der Rohstoffarmut des Bundeslands Bayern kann der Zubau konventioneller Kraftwerke nur auf der Basis des Erdgases erfolgen, da für diesen Energieträger flexible, günstige Kraftwerke mit einem hohen Wirkungsgrad⁹ existieren und der Rohstoff vergleichsweise leicht nach Bayern transportiert werden kann. So werden in Burghausen und München derzeit neue Erdgaskraftwerke errichtet. Der Zubau auf Grundlage des Erdgases birgt jedoch auch Gefahren. So unterliegt der Rohstoff erheblichen Preisschwankungen auf dem Weltmarkt und verstärkt die Importabhängigkeit der bayerischen Elektrizitätsversorgung. Desweiteren sind die Entwicklungen auf dem deutschen Gasmarkt, der parallel zum Elektrizitätsmarkt für den Wettbewerb geöffnet wurde, für den günstigen Zugang zu diesem Rohstoff in Deutschland von erheblicher Bedeutung.

5.2.3 Zubau von Kraftwerken auf Basis erneuerbarer Energien

Ein möglicher Ausbau von EE hätte für die Region sowohl ökologische als auch ökonomisch wünschenswerte Vorteile. Neben der Vermeidung von CO₂-Emissionen im Sinne des Klimaschutzes hält die dezentrale Struktur der Anlagen auf EE die gesamte Wertschöpfungskette des Stroms in der Region. Besonders ländliche Gebiete könnten an der Stromerzeugung partizipieren. Allerdings konnten in der Vergangenheit nur wenige Anlagen wirtschaftlichkeitsnah betrieben werden. Durch den durch die Liberalisierung der Stromwirtschaft verursachten Preisverfall des Stroms haben sich die Anlagen weiter von der Wirtschaftlichkeit entfernt. Da sich ein nennenswerter Markt für „Grünen Strom“ bislang nicht herausbilden konnte, sind der Ausbau und der Betrieb der Anlagen auf diesen Energieträgern auch in Zukunft auf finanzielle Förderung von Seiten des Staates und der Wirtschaft angewiesen. Das Potential der erneuerbaren Energien in Bayern hängt daher allein von der Höhe der Förderung ab. Erst sekundär machen sich eventuell vorhandene naturräumliche Einschränkungen sowie andere marktstrukturelle bzw. staatliche Beschränkungen bemerkbar. Besonders mit dem „Erneuerbaren - Energien - Gesetz“ (EEG) steht seit 2000 ein ungewöhnlich erfolgreiches Förderinstrument zur Verfügung, das einen Ausbau dieser Energieträger auch in Bayern ermöglicht. Betrachten wir uns kurz das Potential der einzelnen Energieträger in Bayern.

Traditionell spielt aufgrund des günstigen Reliefs die Wasserkraft in Bayern eine herausragende Rolle. Derzeit sind in Bayern rund 4 300 Wasserkraftwerke in Betrieb, darunter 4000 Kleinwasserkraftwerke, die mit insg. 11 Mrd. kWh 65% des bundesdeutschen Wasserkraftstroms erzeugen und an der bayerischen Gesamt-

strommenge zu 17% beteiligt sind. Ein Zubau von größeren Wasserkraftanlagen stößt jedoch an naturräumliche und wirtschaftliche Grenzen. So wird ein theoretischer Zubau nicht nur vom Relief limitiert, sondern, da sie aufgrund ihrer Größe nicht unter die Förderung des EEGs fallen, auch von den momentan herrschenden Verhältnissen auf dem Erzeugermarkt. Die erforderlichen sehr hohen Anfangsinvestitionen können bei der derzeitigen Marktlage nicht sinnvoll getätigt werden (STAISS 2000: I-40). Ein Zubau könnte daher derzeit nur durch Kleinwasserkraftwerke erfolgen. Da sie schon in der Vergangenheit wirtschaftlichkeitsnah betrieben werden konnten, wurde ihr Aufbau bzw. Reaktivierung schon in den vergangenen Jahren gefördert, so dass in Bayern mit keinem signifikanten Zubau von Wasserkraftkapazitäten gerechnet werden kann. Ein möglicher Zuwachs mag bei 0,5% - 1% an der Gesamtstrommenge liegen.

„Die Nutzung von Sonnenenergie ist für viele der Begriff einer umweltfreundlichen Energieversorgung.“ (STAISS 2000: I-51) Die Popularität dieses Energieträgers bezieht sie nicht zuletzt aus dem Vorteil, dass sie emissions- und lärmfrei ist sowie dezentral auch von privaten Investoren ohne Mühe eingesetzt werden kann. Aus diesen Gründen wurde im Bereich der Elektrizitätserzeugung die marktferne Photovoltaik, die keine bedrohlichen Strommengen abwarf, in Bayern mit Freude gefördert. Dank dieser Unterstützung konnten über 1 000 Anlagen aufgebaut werden, die jedoch nur marginal (0,02%) zur Stromerzeugung beitragen. Aufgrund des derzeitigen technischen Entwicklungsstandes kann die Photovoltaik auch im sonnenverwöhnten Bayern erst sehr langfristig zu einem beachtlichen Bestandteil des Energiemixes ausgebaut werden und scheidet damit als Ersatz für die Kernenergie aus.

Ein in Bayern bislang nicht gehobener Schatz liegt dagegen bei der Windkraft verborgen. Durch technische Optimierung der Windenergieanlagen, einer größeren Nabenhöhe sowie der Steigerung der Einspeisevergütung durch das EEG kann die Windkraft nun auch an Binnenstandorten mit Windgeschwindigkeiten ab 4 m/s (50 m Höhe) wirtschaftlich betrieben werden. Damit sind weitere potentielle Gebiete für die Windkraftnutzung in Bayern, v.a. in den Mittelgebirgen und am Alpenrand, hinzugekommen. Das Potential der Windkraft wird bislang jedoch nur rudimentär ausgenutzt und in einigen Landkreisen mit hervorragenden Windgeschwindigkeitswerten bewusst ignoriert. So befindet sich nur knapp 1% der bundesdeutschen Windkraftkapazitäten in Bayern. Dabei zeigen Binnenstandorte in anderen Bundesländern (NDS, NRW) deutlich, dass sich auch dort dieser marktnahe Energieträger wirtschaftlich betreiben lässt.

Bei der Windkraft liegt in Bayern ein leicht, schnell und kostengünstig (KUMKAR 2000: 21) zu hebendes Potential mit einer Größenordnung von mindestens 3 - 5% an der Gesamtstrommenge, auf das bei der Neustrukturierung des bayerischen Energiemixes nicht verzichtet werden sollte.

Neben den kostenlos zur Verfügung stehenden Energieträgern Wasser, Wind und Sonne zählen zu den EE auch nachwachsende Rohstoffe, die zwar nicht kosten-

los, jedoch meist sehr kostengünstig und dafür permanent, da speicherbar, zum Verbrauch bereitstehen. Die Nutzung der Biomasse bzw. des Biogases ist derzeit für die Stromgewinnung nur im Zusammenhang mit der Kraft-Wärme-Kopplung wirtschaftlich ratsam. Hier stellt sie jedoch eine ausgereifte und wirtschaftlichkeitsnahe Lösung da, die mit der verstärkten Förderung durch das EEG und die Biomasseverordnung in den nächsten Jahren noch deutliche Entwicklungspotentiale besitzt. Besonders der ländliche Raum ist für diese Art der Energieerzeugung prädestiniert. Hier fallen die Rohstoffe an, deren weiterer Transport sowohl ökonomisch als auch ökologisch nicht ratsam ist. Um den ländlichen Raum wirtschaftlich zu stärken und seine Ressourcen zu nutzen, wurde in der Vergangenheit die Biomasse als Energieträger in Bayern stark gefördert, so dass sie heute 2,4% zum Primärenergiebedarf Bayerns beitragen kann. Dabei wird auch in Zukunft der Schwerpunkt der Nutzung dieses Energieträgers im Wärmebereich liegen. Durch eine Erhöhung der Stromkennziffer¹⁰ ist es jedoch denkbar, bis zu 5% des Strombedarfs in Bayern mit der Biomasse zu decken. Das angebrochene Jahrzehnt wird daher von Sympathisanten dieses Rohstoffes in Anlehnung an die „Dekade der Windkraft“ in den 90ern als „Dekade der Biomasse“ bezeichnet (STAISS 2000: I-17). Der reale Ausbau verläuft in der Bundesrepublik jedoch z.Z. noch schleppend. So wird, neben ordnungspolitischen Problemen in der Vergangenheit, die Biomasse durch den limitierenden Faktor Wärme begrenzt, die für den wirtschaftlichen Betrieb vermarktet werden muss, für die jedoch nicht genügend konstante Abnehmer im ländlichen Raum vorhanden sind.

Zählt man die großen Wasserkraftwerke dazu, ist es durchaus realisierbar, bei Beendigung der Kernkraftnutzung in Bayern mindestens 25 - 30% der nachgefragten Strommenge aus EE zu gewinnen. Allein können die EE jedoch die von dem Atomkonsens gerissene Lücke in der Kraftwerkslandschaft in Bayern nicht schließen. Es bedarf daher noch weiterer Maßnahmen zur möglichen Kompensation.

5.2.4 Effiziente Nutzung von Energie

Neben der Wahl eines ökologisch lobenswerten Energieträgers zur Elektrizitätsgewinnung ist für eine nachhaltige Energiepolitik eine effizientere Nutzung der eingesetzten Energie zur Energieerzeugung unabdingbar. Diese kann zum einen beim Konsum der Energie erfolgen, z. B. durch Energiesparen, zum anderen auch mit der Steigerung des Wirkungsgrades eines Kraftwerks. Diese Erhöhung ist momentan prinzipiell bei allen Kraftwerkstypen bis auf die Kernenergie technisch möglich (KUMKAR 2000: 17). Besonders mit dem Einsatz der GuD - Technik¹¹ ist eine deutliche Erhöhung des Stromoutputs bei verschiedenen Energieträgern möglich. Angesichts des derzeitigen Kraftwerksparks in Bayern mit seinem hohen Anteil an Kern- und Wasserkraftwerken, bei denen eine Modernisierung nur mit geringfügigen Wirkungsgradsteigerungen verbunden bzw. deren Verbesserung mit erheblichen Mehrkosten verbunden wären, sind die Optionen einer Effizienzsteigerung durch Modernisierung begrenzt.

Eine weitere Form der effizienten Nutzung von Energie stellt die Kraft-Wärme-Kopplung dar, bei der neben der Elektrizität auch die anfallende Abwärme als Nutzwärme verwendet werden kann. Durch diese Kombination können die Anlagen Wirkungsgrade von 70 - 90% erreichen. Mit einem Ausbau dieser Kraftwerksart ist es möglich, den benötigten Primärenergieeinsatz Bayerns zu senken und den Energiemix bei der Stromerzeugung positiv zu beeinflussen. Ein Problem dabei liegt jedoch, wie schon bei der Biomasse angeschnitten, beim Absatz der Wärme. Da diese nur unter erheblichen Aufwendungen (Fernwärmenetze) transportiert werden kann, benötigt eine solche Anlage zum rentablen und effizienten Betrieb in unmittelbarer Nähe einen ausreichend großen Absatzmarkt mit einer über das Jahr möglichst konstanten Wärmenachfrage. Diese ist jedoch nur bei größeren Industriebetrieben sowie in Städten gegeben. Der Ausbau dieser ökologisch begrüßenswerten Kraftwerksart wird daher vom Wärmemarkt limitiert. So ist mittelfristig trotz der Erhöhung der Stromkennziffer in den Anlagen bundesweit nur ein Potential von ca. 25% am Gesamtstrommix und damit eine Verdoppelung des Anteils von 1998 (12%, 2001: 9%) realistisch. Um diesen Prozentsatz auch im Flächenstaat Bayern erreichen zu können, muss neben den Anlagen auf fossilen Brennstoffen auch ein verstärkter Ausbau der dezentralen KWK-anlagen im Biomassesektor erfolgen.

Für den spürbaren Zubau dieser ökologisch sinnvollen Energieumwandlung ist unter den gegenwärtigen Bedingungen auf dem Stromerzeugungsmarkt eine finanzielle Unterstützung unabdingbar. So können zwar große KWK-anlagen in Industriebetrieben mit einem konstant hohen Wärmebedarf auch bei den derzeit niedrigen Strompreisen wirtschaftlich eingesetzt werden, die KWK-anlagen der meisten Stadtwerke, die auf die saisonal schwankende Nachfrage der Haushalte angewiesen sind und ein umfangreiches Leitungsnetz unterhalten müssen, liegen mit ihren Erzeugungskosten z.Z. mit 9 Pfg./kWh jedoch deutlich über dem Marktpreis und sind von der Stilllegung akut betroffen. Zur Sicherung der kommunalen Kraftwerke griff der Staat im Jahr 2000 mit dem KWK-Sicherungsgesetz in den Markt ein, das 2002 vom KWK-Ausbaugesetz abgelöst wird. Es bleibt abzuwarten, ob das Gesetz, dessen Ausgestaltung erheblich von den Stromverbänden beeinflusst worden ist, tatsächlich zu dem erwünschten Ausbau führen kann.

Wie schon erwähnt, sind Potentiale einer effizienteren Nutzung der Energie nicht nur bei der Herstellung, sondern auch beim Konsum vorhanden. Betrachtet man die Entwicklung der Stromnachfrage in den letzten 30 Jahren (SCHLESINGER 1999: 63), so ist besonders seit dem zweiten Ölpreisschock Ende der 70er Jahre eine Entkopplung von Wirtschaftswachstum und Elektrizitätsnachfrage festzustellen. Nicht zuletzt dank verschiedener Förderprogramme sowie diverser Einsparprozesse, insbesondere bei der Industrie, kam die Steigerung der Stromnachfrage trotz Bevölkerungszuwachs und Wirtschaftswachstum in den 90er Jahren in Bayern zum Erliegen. Mit einer weiteren Förderung der sparsamen Nutzung von Energie, z.B. durch die Energieeinsparungsverordnung des Bundes (EnEV), ist es realistisch, auch in Zukunft den Stromverbrauch in Bayern konstant zu halten bzw. leicht abzusenken.

Eine mögliche Verringerung der Nachfrage nach elektrischer Energie hätte somit den Effekt, nicht nur einen Beitrag zur Ressourcenschonung und zum Umweltschutz zu leisten, sondern auch die Zahl der für den Bedarf neu zu errichtenden Kraftwerkskapazitäten zu senken. Eine signifikante Senkung der Nachfrage ist in den nächsten 20 Jahren jedoch auszuschließen.

5.2.5 Strombezug

Mit einem gut ausgebauten Leitungsnetz und einer ausreichenden Vernetzung mit anderen Regelgebieten in Deutschland und Europa kann eine günstige und sichere Versorgung der Bevölkerung mit Elektrizität auch ohne ausreichende Kraftwerkskapazitäten vor Ort garantiert werden. Mit dem Wegfall der Demarkationsverträge haben sich Stromerzeugung und Stromverbrauch räumlich weiter getrennt. So organisieren inzwischen auch viele bayerischen EVU ihren Strombezug zu einem nicht unerheblichen Anteil an den Strombörsen, an denen die Herkunft der geordneten Stromlieferungen nicht mehr zugeordnet werden kann. Eine zu starke Fixierung auf das Land Bayern in der Frage der Stromversorgung ist in der Zeit einer noch zunehmenden Vernetzung der Strommärkte nicht mehr angebracht. So ist mittlerweile in vielen Fällen der Transport der Sekundärenergie Strom günstiger als der Transport des Primärrohstoffs und dessen Umwandlung am Ort des möglichen Verbrauchs (KUMKAR 2000: 24).

Ein zukünftiger Strombezug aus anderen Bundesländern, mit denen Bayern durch den E.on-Konzern auch schon im Regelgebiet vereint ist, ist daher aus ökonomischen als auch ökologischen Gründen nicht zu beanstanden. So hat Bayern in der Vergangenheit auch Strom aus seinen Kernkraftwerken in andere Bundesländer geliefert.

Durch die saisonalen Stromlieferungen mit Österreich ist Bayern schon seit Jahrzehnten eng mit dem benachbarten Ausland verbunden. Seit der Öffnung der nationalen Strommärkte in Europa und dem Zusammenschluss des westeuropäischen UCTE-Verbundnetzes mit dem Verbundnetz der Mittel- und Osteuropäischen Staaten (CENTRAL) wird Bayern auch verstärkt mit Stromlieferungen aus Tschechien konfrontiert. Dabei wird in der Öffentlichkeit auch gern von „schmutzigen Strom“ (BMW 2000) gesprochen, der in älteren Braunkohlekraftwerken und Kernkraftwerken in Tschechien unter ökologisch und sicherheitstechnisch bedenklichen Bedingungen erzeugt wird. Im Gegensatz zu der gesamten Bundesrepublik, die nicht zuletzt aufgrund der mangelnden transnationalen Leitungskapazitäten auch mittelfristig nicht mit einer Substitution nationaler Kraftwerke durch Importstrom rechnen muss,¹² ist die Gefahr für Bayern bei einem Atomausstieg langfristig nicht von der Hand zu weisen. So ist Tschechien das einzige östliche Nachbarland Deutschlands, in dem auch in Zukunft trotz einer wachsenden Inlandsnachfrage noch Überkapazitäten von z.Z. 800 MW, mit dem Kernkraftwerk Temelin gut 2 000 MW, bereitstehen, die bewusst für den Stromexport eingesetzt werden sollen (MATTHES

1999: 5). Hier muss, nicht zuletzt bei einem EU-Beitritt, auf die Angleichung der Bestimmungen beim Umweltschutz und der Sicherheitsstandards gedrängt werden, will man nicht die stillzulegenden heimischen Kraftwerkskapazitäten durch ökologisch fragwürdige aus dem Ausland ersetzen.

6 Fazit

Die Betrachtung der zukünftig möglichen Entwicklung der bayerischen Stromwirtschaft zeigt, dass die Energieversorgung in Bayern durch die Veränderungen in der Energiewirtschaft nicht gefährdet ist. Dagegen wird die bayerische Stromerzeugung in ihrem jetzigen Umfang durch die Veränderungen sehr wohl in Frage gestellt. So verstärkt die Liberalisierung die Standortnachteile Bayerns bei der Stromerzeugung. Mit dem Atomkonsens wird dem Land der Energieträger entzogen, auf den es den Energiemix in den letzten Jahrzehnten bewusst konzentriert hat. Mit einer Kombination verschiedener Maßnahmen, Steigerung der Energieeffizienz, Förderung der KWK und der Verlagerung der Elektrizitätserzeugung auf andere Energieträger, lässt sich der Kapazitätsabbau abschwächen, in den nächsten 20 Jahren jedoch nicht vollständig kompensieren. Für die Aufrechterhaltung des heutigen Umfangs der bayerischen Stromerzeugung ist daher ein Zubau von konventionellen Kraftwerken unverzichtbar. Dieser erscheint aufgrund des gegenwärtigen Strompreisniveaus in Bayern momentan eher unwahrscheinlich. Damit unterscheidet sich die Lage Bayerns von der anderer Bundesländer. So weisen mehrere Bundesländer einen ähnlich hohen Atomstromanteil auf, sie besitzen jedoch wesentlich bessere Standortfaktoren, den Atomausstieg mit anderen Kraftwerkszubauten auszugleichen. So ist z.B. Niedersachsen in der Lage, die Kernkraftwerke mit Windkraft, KWK und den Zubau konventioneller Kraftwerke an küsten- bzw. rohstoffnahen Standorten zu ersetzen.

Trotz dieser ungünstigen Ausgangslage in Bayern ist es der falsche, rückwärts gewandte Weg, den Atomkonsens, der von der Bevölkerung und den Energieerzeugern mehrheitlich befürwortet wird, weiterhin nur bewusst zu ignorieren bzw. zu versuchen, ihn zu torpedieren. Vielmehr ist es wichtig, auf dem aufgezeigten Maßnahmenmix ein Zukunftskonzept zu entwickeln, das es ermöglicht, sowohl eine günstige Energieversorgung zu garantieren, als auch so weit wie möglich die Wertschöpfung der Stromversorgung in Bayern zu halten. Für dieses Ziel ist es wichtig, nicht zuletzt um in der Zukunft ein ähnliches Dilemma in der bayerischen Stromwirtschaft zu verhindern, darauf zu achten, dass bei der Neustrukturierung des Energiemixes und des Marktes keine neuen Monostrukturen entstehen. Denn nur mit einem ausgeglichenen Energiemix, einer dezentralen, pluralistischen Erzeuger- und Verteilerstruktur und einer ausreichenden Vernetzung im europäischen Strommarkt kann in Zukunft die Energieversorgung in Bayern sicher und effizient gewährleistet werden – damit man am Ende nicht doch noch im Dunkeln steht.

Anmerkungen

- 1) Die in dieser Arbeit betrachtete und im Folgenden vereinfacht als „Energimix“ bezeichnete anteilmäßige Zusammensetzung der Energieträger bezieht sich nur auf die Stromerzeugung, nicht auf den gesamten Energiebedarf der Bundesrepublik Deutschland, der neben dem Strom- u.a. auch den Verkehrs- und Wärmemarkt umfasst.
- 2) Zur alten Regulierung des Strommarktes vgl. v.a. SCHNEIDER 1999 und RINNE 1998.
- 3) Zur Geschichte der Stromwirtschaft in Deutschland vgl. SCHNEIDER 1999 und *ET* 1/2 2000.
- 4) Für die genauen monatlichen Lastflüsse zwischen beiden Ländern siehe *IEA Monthly Electricity Survey* 2000.
- 5) Für genauere Angaben über die Ursachen der Gerichtsurteile vgl. SCHNEIDER 1999.
- 6) Nur 15 Stadtwerke in der Bundesrepublik bezogen 1998 mehr als 50% der Elektrizität aus eigenen Kraftwerken, und nur die Stadtwerke Duisburg können bei der Versorgung der Endkunden auf Fremdstrom vollständig verzichten.
- 7) Um bei der Betrachtung zu brauchbaren Ergebnissen kommen zu können, wird angenommen, dass der Atomkonsens in seiner beschlossenen Form umgesetzt wird.
- 8) (Regellaufzeit – Betriebsjahre) * individuelle Referenzmenge = Reststrommenge. Zur genauen Bestimmung der Reststrommenge vgl. Atomkonsens bzw. Atomwirtschaftsgesetz.
- 9) Mit GuD – Technik bis 55 %, in Verbindung mit einer KWK sogar bis über 90 %.
- 10) Verhältnis der Strom- zur Wärmeerzeugung bei KWK-anlagen.
- 11) „Gas- und Dampf (GuD)-Kraftwerke bilden eine Kombination von Dampfturbinen- und Gasturbinentechnologie: In diesen Kraftwerken wird der Gasturbine eine Dampfturbine nach- oder parallel geschaltet,“ und somit eine zweifache Nutzung der Energie zur Stromerzeugung ermöglicht. (KUMKAR 1999: 10).
- 12) So ist die Strombilanz auch im Jahr 2001 unverändert ausgeglichen. (VDEW).

Literatur

- BATHELT, Harald. 1994: Die Bedeutung der Regulationstheorie in der Wirtschaftsgeographischen Forschung. In: *Geographische Zeitschrift* 1994: 64-90.
- Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft, Verkehr und Technologie* (Hg.). 2001: Erneuerbare Energien in Bayern. München.
- Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft, Verkehr und Technologie* (Hg.). 2001: Energiebericht Bayern 2000 / 2001. München.
- Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft, Verkehr und Technologie* (Hg.): Bayerischer Solar- und Windatlas. München.
- Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft, Verkehr und Technologie* (Hg.). 1980: Energieprogramm für Bayern. München.
- Energiewirtschaftliche Tagesfragen ET* : 50 Jg. 2000 und 51 Jg. 2001.

- FISCHEDICK, Manfred / LANGNISS, Ole / NITSCH, Joachim. 2000: Nach dem Ausstieg: Zukunftskurs Erneuerbare Energien. Stuttgart.
- IEA (Hg.) 2001: IEA Monthly Electricity Survey. Paris.
- KUMKAR, Lars. 2000: Wettbewerbsorientierte Reformen der Stromwirtschaft. Tübingen.
- MATTHES, Felix Christian. 1999: Führen Stromexporte aus Osteuropa die Bemühungen um Klimaschutz und Atomausstieg ad absurdum ? In: *Öko-Mitteilungen* 3/1999: 1-8, Berlin.
- RINNE, Alexander. 1998: Die Energiewirtschaft zwischen Wettbewerb und öffentlicher Aufgabe. Baden-Baden.
- SCHIFFER, Hans – Wilhelm. 1997: Energiemarkt Bundesrepublik Deutschland. Köln.
- SCHLESINGER, Dirk. 1999: Die Liberalisierung des Marktes für Elektrizität in der Bundesrepublik Deutschland und ihre ökologischen Folgen. Mannheim.
- SCHMIDT, Susanne K. 1998: Liberalisierung in Europa: die Rolle der Europäischen Kommission. Frankfurt/M.
- SCHNEIDER, Jens – Peter. 1999: Liberalisierung der Stromwirtschaft durch regulative Marktorganisation. Baden – Baden.
- STAISS, Frithof. 2000. Jahrbuch erneuerbarer Energien 2000. Radebeul.

Internetadressen

- www.bundestag.de: (Bundestag) [28.03.2002]
- www.bmu.de: (Bundesumweltministerium) [28.03.2002]
- www.bmwi.de: (Bundeswirtschaftsministerium) [28.03.2002]
- www.eon.de: (E.on AG) [28.03.2002]
- www.niedersachsen.de: (Niedersächsische Landesregierung) [28.03.2002]
- www.strom.de: (Verband der deutschen Elektrizitätswirtschaft (VDEW)) [28.03.2002]
- www.vbew.de: (Verband der bayerischen Elektrizitätswirtschaft) [28.03.2002]

