

Dr.-Ing. R. Friedrich, Prof. Dr. A. Voß und Dipl.-Kfm. E. Ruff, Stuttgart

Fünf Vorschläge für reinere Luft

Kosten-Effektivitäts-Analyse von Maßnahmen zur Reduzierung der SO₂-Emissionen aus öffentlichen Kraftwerken in Baden-Württemberg

Verfeuerung schwefelärmerer Kohle, bevorzugter Betrieb von Kraftwerken mit REA, vermehrter Gaseinsatz bei Mischfeuerungen, möglichst schnelle Inbetriebnahme bereits geplanter Rauchgasreinigungsanlagen sowie zwischenzeitliche Verstärkung der Stromimportmenge aus der Schweiz sind die fünf Sofortmaßnahmen, die in Baden-Württemberg eine Arbeitsgruppe aus EVU- und Landesregierungsvertretern sowie aus Wissenschaftlern als wirtschaftlich praktikabel empfiehlt, um kurzfristig die Schadstoff-Emissionen aus Kraftwerken zu verringern.

Nach neuen Erhebungen gelten bereits mehr als 34 % bzw. ca. 2,5 Mill. ha der Wälder der Bundesrepublik als geschädigt. Die meisten Fachleute gehen davon aus, daß Luftschadstoffe in die Erklärung der Waldschäden auf jeden Fall einzubeziehen sind [1]. Allerdings ist der Zusammenhang zwischen Luftschadstoffen und Waldschäden noch nicht wissenschaftlich eindeutig geklärt.

Wegen der raschen Zunahme und dem hohen Ausmaß der Schäden werden jedoch sofortige Gegenmaßnahmen trotz dieser Ungewißheit für erforderlich erachtet. Zudem verursachen die Luftschadstoffe andere Schäden, z. B. Versauerung von Oberflächengewässern, Versauerung von Böden und Schäden an Gebäuden. Allein die letzteren werden in der Bundesrepublik auf mehrere Milliarden DM geschätzt [2].

Bei dieser Ausgangslage hat die Landesregierung von Baden-Württemberg eine Arbeitsgruppe ins Leben gerufen, die der Frage nachgehen sollte, wie sich in kurzer Frist ein umweltfreundlicher Kraftwerksbetrieb realisieren läßt. Um möglichst schnell zu Ergebnissen zu kommen, wurde die Analyse zunächst auf die Emittentengruppe der öffentlichen Kraftwerke und den Schadstoff SO₂ beschränkt, da hier eine überschaubare Struktur besteht (wenige Quellen mit hohen Emissionen) und obendrein in vergleichsweise kurzer Zeit und in größerem Umfang Emissionsreduzierungen möglich erscheinen. Derzeit beschäftigen sich weitere Arbeitsgruppen mit der Entstickung von Kraftwerken und mit der Emissionsreduktion im Sektor Industrie.

Etwa 40 % der SO₂-Emissionen in Baden-Württemberg stammen aus öffentlichen

Kraftwerken, weitere 40 % aus Industrie-feuerungen. Die in Baden-Württemberg feststellbaren Schwefeldepositionen werden allerdings etwa zur Hälfte von Quellen außerhalb des Landes importiert.

Der Arbeitsgruppe gehörten Vertreter der großen baden-württembergischen Elektrizitätsversorgungsunternehmen, Vertreter der Landesregierung und Wissenschaftler an. Insbesondere die Mitarbeit der EVU war wesentlich für den Erfolg der Arbeit. Sie bietet die Gewähr, daß die Empfehlungen der Arbeitsgruppe auf freiwilliger Basis in die Praxis umgesetzt werden.

Es kam bei der vorgegebenen Aufgabenstellung wesentlich darauf an, die Maßnahmen so auszuwählen, daß die Relation von Effektivität zu Kosten möglichst groß ist, wobei unter Effektivität die erreichbare Reduktion der SO₂-Emissionen zu verstehen ist. Für die verschiedenen im Prinzip

möglichen Maßnahmen zur SO₂-Emissions-senkung wurden deshalb der zeitliche Verlauf und die Höhe der Mehrkosten und der resultierenden Minderemissionen ermittelt.

Entwicklung der Stromerzeugung in Baden-Württemberg

Die Kosten und die Wirksamkeit von Maßnahmen lassen sich sinnvoll nur ermitteln, wenn eine Referenzentwicklung der zu erwartenden Kraftwerkeinsätze und der daraus resultierenden SO₂-Emissionen als Ausgangs- und Vergleichsbasis vorgegeben wird. Der zugrundegelegte Referenzfall geht von folgenden Annahmen aus:

- Der Stromverbrauch in Baden-Württemberg wächst linear mit einer durchschnittlichen Wachstumsrate von 3 %/a bis 1995; der Einfluß geringerer und höherer Stromverbrauchszuwächse auf das Ergebnis wurde mit einer Sensitivitätsanalyse untersucht.
- Die Kohleabnahmeverpflichtungen entsprechend den Vereinbarungen mit dem deutschen Steinkohlenbergbau werden erfüllt.
- Die Großfeuerungsanlagenverordnung (GfVo) wird erfüllt.

Die unter diesen Annahmen und der zusätzlichen Annahme einer konstanten Industriestromerzeugung zu erwartende Aufteilung der Stromerzeugung in öffentlichen Kraftwerken nach Energieträgern ist in Bild 1 dargestellt. Der Anteil der Kernenergie an der Stromerzeugung wird stark

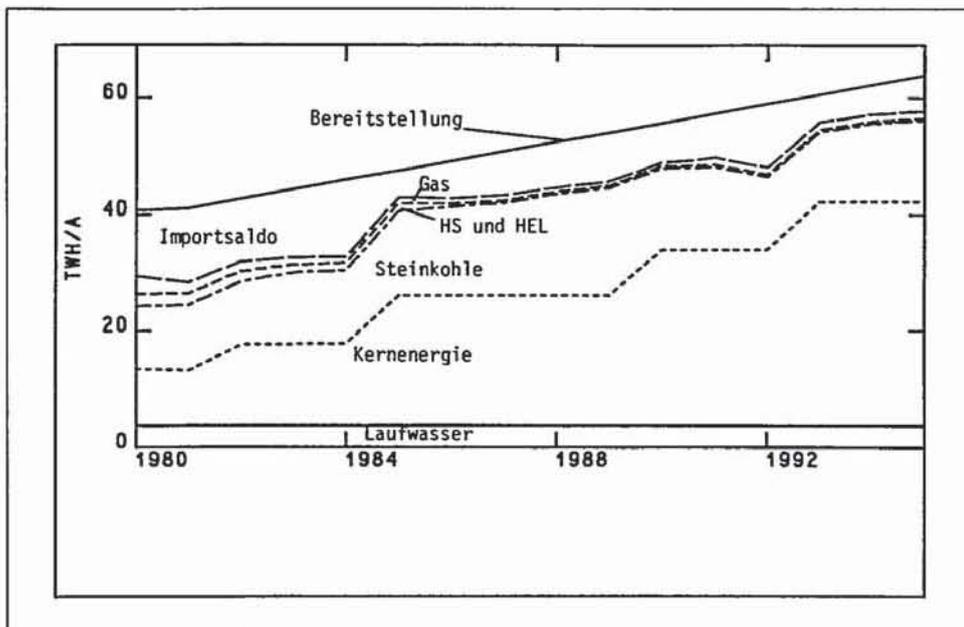


Bild 1: Nettostromerzeugung der öffentlichen Kraftwerke in Baden-Württemberg nach Energieträgern

Prof. Dr. A. Voß ist Geschäftsführender Direktor des Instituts für Kernenergetik und Energiesysteme (IKE) der Universität Stuttgart; Dr.-Ing. R. Friedrich und Dipl.-Kfm. E. Ruff sind wissenschaftliche Mitarbeiter am IKE.

Parameter der in Baden-Württemberg für öffentliche Kraftwerke geplanten REA

Energieversorgungsunternehmen	Block/Kessel/Stufe	Leistung [MW]		REA-Inbetriebnahmejahr	Investition [Mill. DM]	Emissionsgrenzwert [mg/Nm ³]
		elektrisch	thermisch			
Badenwerk AG	Rheinhafen 7 1. Stufe 2. Stufe	500	1 400	1985*	64	1 050
				1988	64	400
Energieversorgung Schwaben AG	Heilbronn 3-6 Heilbronn 7 1. Stufe 2. Stufe	438	1 190	1988	100	300
		665	1 860	1985*	80	1 100
Großkraftwerk Mannheim AG	Block 3, 4 Block 7 1. Stufe 2. Stufe	420	1 000	1986	80	270
		400	1 050	1987	115	249
Neckarwerke Elektrizitätsversorgungs-AG	Walheim 1, 2 Altbach 5 1. Stufe 2. Stufe	256	625	1983	64	970
		423	1 090	1986	64	234
Technische Werke der Stadt Stuttgart AG	Münster 12, 14, 15, 24 Gaisburg III	147	475	1988	85	321
		137	390	1985*	52	1 100
Stadtwerke Karlsruhe		70	191	1988	64	321
				1985	75	312
HKW Uni Freiburg		16	138	1992*	60	311
HKW Uni Stuttgart		15	119	1985	35	200

* entspricht dem Jahr der Inbetriebnahme des Blockes

zunehmen, bedingt durch die Inbetriebnahme der Kernkraftwerke KKP II (Phillipsburg) im Jahre 1984 und GKN II (Neckarwestheim) 1990. Desweiteren lag den Untersuchungen die Annahme zugrunde, daß das KWS (Whyll) wie ursprünglich geplant 1992 in Betrieb geht. Derzeit ist aber davon auszugehen, daß sich der Inbetriebnahmezeitpunkt bis nach 1995 verschiebt und statt dessen Strom aus französischen Kernkraftwerken importiert wird. Die Schlußfolgerungen der Arbeitsgruppe werden davon nicht tangiert.

Auch die Kapazität der Kohlekraftwerke wächst in den nächsten Jahren stark an. Neben dem bereits 1982 erfolgten Einsatz des Blocks 7 des Kraftwerks Mannheim (440 MW_{el}, brutto) erfolgt die Inbetriebnahme der Blöcke Karlsruhe Rheinhafen 7 (550 MW_{el}) 1984, Heilbronn 7 (700 MW_{el}) 1985 und Altbach 5 (465 MW_{el}) 1985. Zudem verfügt die baden-württembergische Elektrizitätswirtschaft über einen Anteil am Kraftwerk Bexbach von ca. 460 MW_{el}.

Diese Erweiterung des Kraftwerksparks erlaubt auch eine Überstellung in Kaltreserve und vorzeitige Stilllegung von Altanlagen. So werden zwischen 1984 und 1990 sechs Anlagen mit insgesamt 1 250 MW_{el} (brutto) in Kaltreserve überführt. Die mittlere jährliche Auslastung dieser Anlagen liegt auf Grund der Struktur und der Ausfallwahrscheinlichkeiten des Kraftwerksparks zwischen 0 und maximal 500 Vollastbetriebsstunden pro Jahr. Diese Anlagen tragen damit nur noch wenig zu den Gesamtemissionen bei. Fünf weitere Blöcke mit insgesamt 330 MW_{el} werden zwischen 1984 und 1987 sogar ganz stillgelegt.

Eine wichtige Strukturänderung der baden-württembergischen Strombeschaffung ergibt sich durch das Auslaufen der Stromimportverträge mit dem RWE Ende 1984. Die weggefallenen Stromimporte werden nur zum Teil durch das Kernkraftwerk KKP II ersetzt. Der verbleibende Anteil und der ansteigende Stromverbrauch erfordern einen steigenden Einsatz von Steinkohle zur Stromerzeugung von ca. 3,9 Mill. t im Jahr 1984 auf ca. 6,2 Mill. t im Jahr 1989. Ab 1990 führt die Inbetriebnahme von GKN II wieder zu geringeren Kohleinsätzen.

Rauchgasentschwefelungsanlagen (REA) müssen bei den im Betrieb befindlichen Altanlagen nach der GfVo erst ab Juli 1988 eingebaut sein. Da andererseits der Steinkohleeinsatz nach 1984 stark ansteigt, bedeutet dies, daß die SO₂-Emissionen in Baden-Württemberg bis ca. 1987 noch ansteigen würden, wenn keine zusätzlichen Maßnahmen, die über die GfVo hinausgehen, eingeleitet werden würden. Den dann zu erwartenden zeitlichen Verlauf der SO₂-Emissionen zeigt die obere Kurve in Bild 2.

Dieser Anstieg der SO₂-Emissionen bis 1987 hat die Arbeitsgruppe veranlaßt, nach Maßnahmen zu suchen, die die Emissionen kurzfristig, d. h. in den nächsten Jahren, senken können. Die Maßnahmen sollten überdies pro kg nicht emittiertem SO₂ nicht wesentlich mehr kosten als der Bau und Betrieb einer REA bei mittlerer Kraftwerksauslastung (ca. 3-6 DM/kg SO₂).

Ab 1988 führt dann der Zubau von REA entsprechend der GfVo dazu, daß die Emissionen ohne Durchführung weiterer Maßnahmen auf etwa 25 % der derzeitigen Emissionen absinken. Die Entwicklung der Emissionen verläuft allerdings anders, wenn man auch die durch den Stromimport von außerhalb Baden-Württemberg verursachten Emissionen mit betrachtet. In diesem Fall ergibt sich eine kontinuierliche Abnahme der durch den Stromverbrauch in Baden-Württemberg verursachten Emissionen von ca. 150 000 t SO₂/a 1983 auf ca. 25 000 t SO₂/a ab 1990, da die Stromimporte, die derzeit noch zum großen Teil aus Kohlekraftwerken aus Nordrhein-Westfalen stammen, durch Strom aus entschwefelten Kohlekraftwerken in Baden-Württemberg und im Saarland und durch Kernenergie ersetzt werden.

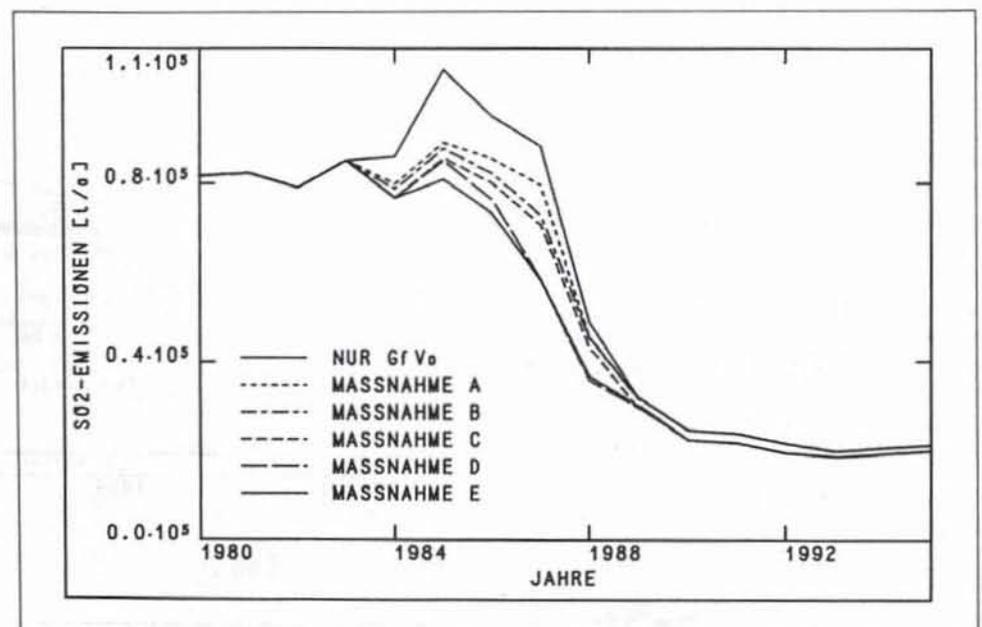


Bild 2: SO₂-Emissionen aus öffentlichen Kraftwerken in Baden-Württemberg bei Erfüllung der gesetzlichen Bedingungen (obere Kurve) und bei sukzessiver Durchführung weiterer Maßnahmen

Fünf Maßnahmen zur SO₂-Reduzierung

Es wurde eine ganze Reihe von möglichen Maßnahmen zur Reduzierung der SO₂-Emissionen aus öffentlichen Kraftwerken identifiziert und hinsichtlich Kosten und Wirksamkeit analysiert. Im folgenden werden die Maßnahmen beschrieben, deren Durchführung die Arbeitsgruppe auf Grund ihres günstigen Kosten-Wirksamkeitsverhältnisses empfohlen hat. Es wurden nur Maßnahmen untersucht, die über die bestehenden Gesetze, Verordnungen und Auflagen hinausgehen; sie stellen also freiwillige Zusatzleistungen der EVU dar. Die sich bei sukzessiver Durchführung dieser Maßnahmen jeweils ergebenden Emissionsminderungen sind ebenfalls in Bild 2 dargestellt.

Optimierter Einsatz schwefelarmer Kohle

Die baden-württembergischen EVU beziehen zum Teil heimische Kohle, deren Schwefelgehalt etwas unter den durchschnittlichen Werten für heimische Vollwertkohle (ca. 0,91 bis 0,95 % S, bezogen auf SKE) liegt. Zudem besteht die Möglichkeit, schwefelarme Importkohle z. B. aus Südafrika, Australien, Kanada oder USA mit Schwefelgehalten von ca. 0,4 bis 0,6 % einzusetzen. Der Anteil der dafür vorgesehenen frei beschaffbaren, d. h., nicht

mit festen Lieferverträgen bezogenen Importkohle am gesamten Kohleeinsatz beträgt ca. 5 % für den Zeitraum 1985 – 1990 und ca. 2,3 % in den darauf folgenden Jahren. Der emissionsmindernde Effekt des Einsatzes dieser schwefelarmen Kohle wird dadurch gesteigert, daß sie gezielt in den Kraftwerksblöcken eingesetzt wird, die (noch) keine REA haben. Durch diese Maßnahmen ergeben sich insgesamt Minderemissionen von 35 400 t SO₂ in den Jahren 1984 bis 1988.

Da der Preis von schwefelarmer Importkohle zur Zeit nicht höher liegt als der Preis von Importkohle mit höheren Schwefelgehalten, ist die Maßnahme derzeit kostenneutral. Dies kann sich jedoch bei steigender Nachfrage nach schwefelarmer Ware mittelfristig ändern.

Bevorzugter Einsatz von Kraftwerken mit REA

Die Kohleblöcke, die sich derzeit in Bau befinden, nämlich Heilbronn 7, Rheinhafen 7 und Altbach 5, sowie der seit Ende 1982 betriebene Block Mannheim 7, verfügen bereits frühzeitig über REA, die ca. 50 % der Rauchgase entschwefeln, und zwar Mannheim 7 ab Anfang 1984, die übrigen ab Mitte bis Ende 1985. Die SO₂-Emissionen lassen sich daher in den Jahren, in denen die übrigen Altanlagen noch nicht mit REA ausgerüstet sind, d. h. bis Mitte 1988, dadurch reduzieren, daß die Blöcke mit

REA vom Lastverteiler bevorzugt vor denen ohne REA eingesetzt werden.

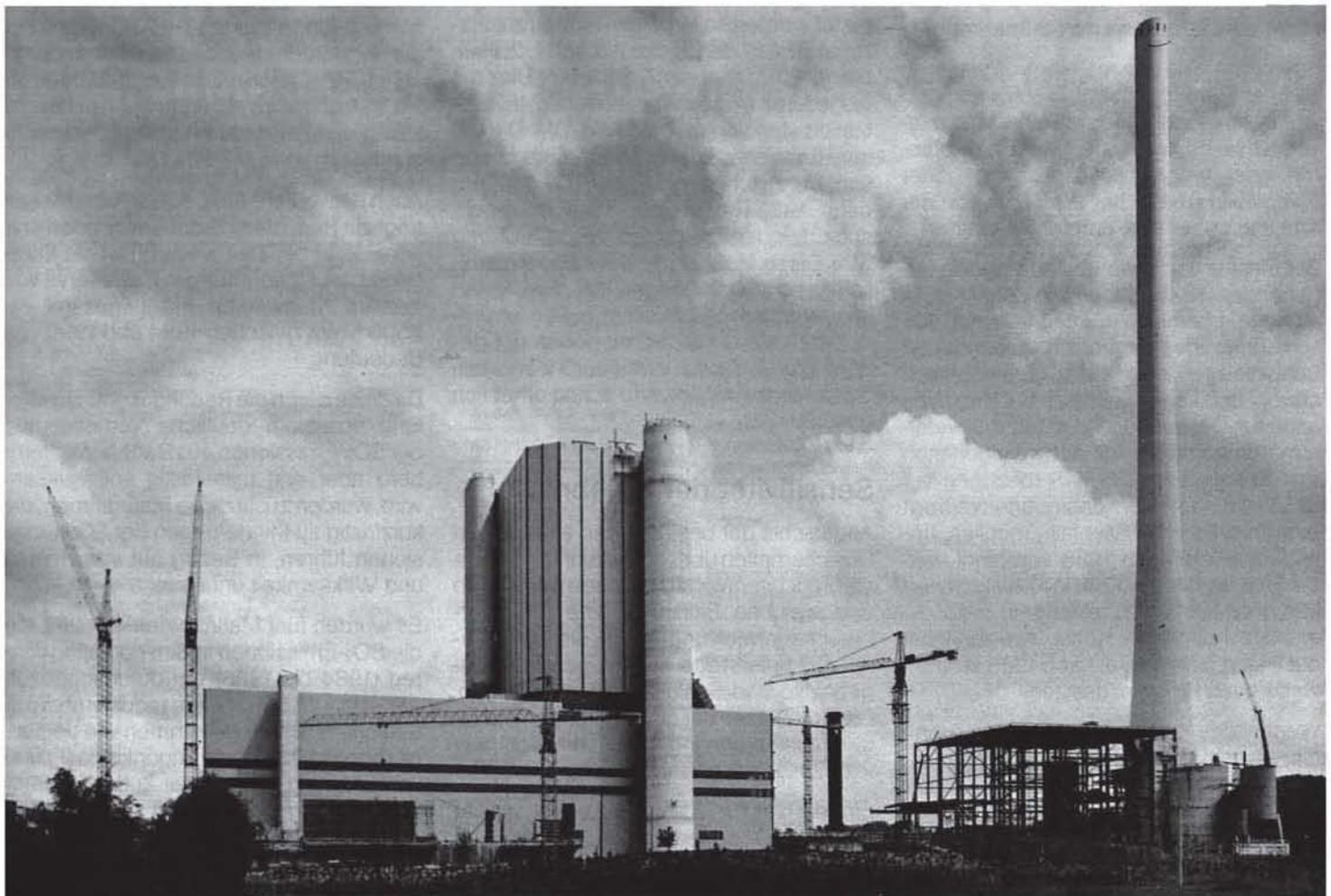
Durch den Mehreinsatz der REA entstehen zusätzliche Betriebskosten von ca. 0,15 Pfg/kWh_{el} bzw. 0,5 DM pro kg nicht emittiertem SO₂. Durch diese Maßnahme lassen sich Emissionsreduzierungen in der Größenordnung von 12 000 t SO₂ in den Jahren 1984 bis 1988 erzielen.

Mehr Gas bei Mischfeuerungen

In einigen Blöcken mit Mischfeuerungen (schweres Heizöl/Erdgas) kann unter Berücksichtigung der Verfügbarkeit von Erdgas und der Unterbrechbarkeit der Gasverträge der Erdgasanteil am Brennstoffeinsatz erhöht werden. Dadurch lassen sich die Emissionen bis 1995 um ca. 25 200 t SO₂ bzw. 2 300 t SO₂/a vermindern. Die durchschnittlichen Mehrkosten betragen 1,7 DM pro nicht mehr emittiertem kg SO₂.

Frühere Inbetriebnahme von REA

Die Energieversorgungsunternehmen des Landes sehen Möglichkeiten, die REA mit den nach GfVo erforderlichen Grenzwerten früher zu bauen und in Betrieb zu nehmen als nach der GfVo und den Auflagen der Regierungspräsidien vorgeschrieben wäre. Die geplanten Inbetriebnahmezeitpunkte der REA sind in der Tabelle zusammengestellt. Sie enthält au-



Im Herbst des Jahres 1985 wird der 420-MW-Block des Kraftwerks Altbach-Deizisau der Neckarwerke mit modernen Technologien zur NO_x- und SO₂-Reduzierung in Betrieb gehen.

Berdm die Investitionskosten für die REA und die SO₂-Emissionen im Rauchgas nach dem Einbau bei Vollast. Die vorzeitige Inbetriebnahme der REA gegenüber den gesetzlichen Auflagen ermöglicht eine Reduzierung der SO₂-Emissionen um ca. 24 000 t SO₂ in den Jahren 1984 bis 1988. Sie ist mit durchschnittlichen Mehrkosten von ca. 3 DM/kg nicht emittiertem SO₂ verbunden.

Verstärkter Stromimport

Ein EVU hat die Möglichkeit, in den Jahren 1985 und 1986 zusätzlich 1350 GWh Strom aus der Schweiz — und zwar aus Kraftwerken ohne SO₂-Emissionen (überwiegend Wasserkraft) — zu beziehen. Dieser Strom ersetzt zum größten Teil Strom aus Kohlekraftwerken ohne REA. In den Jahren 1988 und 1989 wird dann eine entsprechende Menge Strom aus Kohlekraftwerken mit REA zusätzlich erzeugt und exportiert. Die Maßnahme ergibt Minderemissionen von insgesamt ca. 7 100 t SO₂ in den Jahren 1985 und 1986, denen lediglich Mehremissionen von insgesamt ca. 1100 t SO₂ in den Jahren 1988 und 1989 gegenüberstehen.

Die Auswirkungen dieser fünf Maßnahmegruppen auf die SO₂-Emissionen in Baden-Württemberg sind in Abb. 2 dargestellt. Die Emissionen werden in den Jahren 1984 bis 1986 um durchschnittlich 25 % bzw. 18 800 t SO₂/a reduziert.

Nicht empfehlenswerte Maßnahmen

Es wurden eine ganze Reihe von weiteren Maßnahmen untersucht, die aber wegen ihres schlechten Kosten-Wirksamkeitsverhältnisses, wegen technischer Probleme oder wegen sonstiger ungeklärter energiewirtschaftlicher Probleme von der Arbeitsgruppe nicht empfohlen wurden.

Der Einsatz von Verfahren zu einer weitergehenden Kohleentschwefelung, insbesondere chemischer Verfahren zur Abscheidung des organisch gebundenen Schwefels, ist noch nicht großtechnisch erprobt und kann erst mittel- bis langfristig erfolgen. Der verstärkte Einsatz schwefel- armer Importkohle mit Schwefelgehalten von weniger als 0,55 % S (bezogen auf SKE) wird durch den „Jahrhundertvertrag“ begrenzt. Es wäre allenfalls möglich, Importkohle, die nach 1988 verbrannt werden soll, bereits vor 1988 in Kohlekraftwerken ohne REA einzusetzen und dafür die ersetzte heimische Kohle, die zunächst auf Halde gelegt wird, nach 1988 in Kraftwerken mit REA einzusetzen.

Wegen des geringen Einsatzes disponibler Importkohlemengen nach 1988 lassen sich dadurch allerdings nur Minderemissionen von 6 700 t SO₂ in den Jahren 1984 bis 1988 ersetzen. Die Kosten betragen 13 DM pro nicht emittiertem kg SO₂. Sie sind also deutlich höher als die der geplanten REA (3–6 DM/kg SO₂). Zudem ist die Strategie bei geringeren Stromver-

brauchszuwächsen als 3 %/a nicht mehr durchführbar. Weitere Möglichkeiten zur Reduzierung der SO₂-Emission bestehen im verstärkten Einsatz anderer schwefel- armer oder -freier Brennstoffe.

Die Kernkraftwerke sind allerdings bereits im Referenzfall voll ausgelastet. Schweres Heizöl hat einen höheren Schwefelgehalt und kostet mehr als Importkohle, so daß letztere vorzuziehen ist. Für leichtes Heizöl fehlen Kapazitäten, es ist zudem teurer als Gas und hat einen höheren Schwefelgehalt, so daß der Einsatz von Gas günstiger ist. Genügend Erdgasmengen sind aufgrund des in den letzten Jahren rückläufigen Verbrauchs aus bestehenden Bezugsverträgen verfügbar.

Ähnlich wie bei Importkohle besteht aber wegen des Jahrhundertvertrages nur die Möglichkeit, Gas anstelle von Importkohle einzusetzen und den Einsatz auf die Jahre vor 1988 zu verlagern. Auf diese Weise ließen sich die Emissionen um 16 200 t SO₂ bzw. 4 % in den Jahren 1984 bis 1987 reduzieren. Die Mehrkosten für das Erdgas sowie die Lagerung der Kohle betragen aber insgesamt ca. 260 Mill. DM bzw. 16 DM pro kg nicht emittiertem SO₂.

Untersucht wurde in der öffentlichen Diskussion häufig erhobene Forderung, über die derzeitige Vorschriften hinaus weitere Mittelleistungskraftwerke mit REA zu versehen, also auch die, die in Kaltreserve stehen und solche, die nach einer Restnutzung von weniger als 30 000 h umgerüstet werden sollen. Beim Einbau zusätzlicher REA in die Blöcke Altbach 1, 2; Heilbronn 1, 2; Mannheim 2 und HKW Ulm, mit insgesamt 430 MW_e, entstehen Investitionskosten von rd. 0,28 Mrd. DM. Diesen Investitionen stünden Minderemissionen von durchschnittlich nur 1700 t SO₂/a nach 1988 gegenüber. Dies entspricht spez. Minderungskosten von 42 DM/kg SO₂. Diese Maßnahme wäre also wesentlich teurer als die übrigen hier diskutierten Minderungsmöglichkeiten, außerdem reduzieren sie die SO₂-Emissionen nur geringfügig und zwar erst dann, wenn das Gesamtemissionsniveau schon erheblich gesunken ist.

Sensitivität der Ergebnisse

Angeichts der bestehenden erheblichen Unsicherheiten über die zukünftige Stromverbrauchsentwicklung wurde geprüft, ob und welchen Einfluß andere Stromverbrauchsentwicklungen als die im Referenzfall unterstellte auf die gezeigten Ergebnisse und Schlußfolgerungen haben. Die Ergebnisse der durchgeführten Sensitivitätsuntersuchungen lassen sich wie folgt zusammenfassen:

Ein höherer Strombedarf als im Referenzfall angenommen, würde zum überwiegenden Teil durch eine vermehrte Stromerzeugung in Kohlekraftwerken gedeckt werden müssen, wobei dieser Strom in den nächsten Jahren zudem

noch in nicht oder nur teilent Schwefelten Kraftwerken erzeugt werden müßte.

Geringere Verbrauchszuwächse führen bei Erfüllung des Kohleverstromungsvertrages nur zu unwesentlich geringeren SO₂-Emissionen (ca. 5 % weniger bei 2 % Stromverbrauchszuwachs), weil die eingesetzte Kohlemenge wegen des Jahrhundertvertrages nicht wesentlich reduziert werden kann.

Andere Verbrauchsentwicklungen als im Referenzfall angenommen, beeinflussen daher die Tendenz der Entwicklung der SO₂-Emissionen und die Wirksamkeit der empfohlenen Maßnahmen nicht entscheidend. Die Schlußfolgerungen sind somit nicht an eine bestimmte Stromverbrauchsentwicklung gebunden.

Die Vorschläge und ihre Wirkung

Die SO₂-Emissionen aus öffentlichen Kraftwerken in Baden-Württemberg werden mittelfristig (ab etwa 1989/90) auf etwa 25 % der derzeitigen Werte zurückgehen. Dies wird erreicht, obwohl die Stromerzeugung in Baden-Württemberg bei dem angenommenen Stromverbrauchszuwachs von 49 % um 95 % von 1982 bis 1995 ansteigt, was auf rückläufige Stromimporte zurückzuführen ist.

Diese langfristig drastischen Emissionsminderungen werden hauptsächlich durch den Zubau von Rauchgasentschwefelungsanlagen (REA) erreicht. Für diese werden die baden-württembergischen EVU in den nächsten fünf Jahren etwa 1 Mrd. DM investieren. Die Kosten pro kWh_e steigen dadurch im Landesdurchschnitt um etwa 0,7 Pf/kWh.

Auch der weitere Ausbau der Kernenergie trägt zur Reduzierung der Emissionen entscheidend bei. Des weiteren ist die Stilllegung bzw. Überführung in Kaltreserve von fossilen Kraftwerken mit insgesamt ca. 1 500 MW_e, zwischen 1984 und 1990 von Bedeutung.

Da diese durch die Rauchgasentschwefelung erzielbare deutliche Verbesserung der SO₂-Emissionen aus Baden-Württemberg aber erst mittelfristig voll wirksam wird, wurden zusätzliche Maßnahmen, die kurzfristig zu Minderungen der SO₂-Emissionen führen, in Bezug auf ihre Kosten und Wirksamkeit untersucht.

Es wurden fünf Maßnahmen ermittelt, die die SO₂-Emissionen in den nächsten Jahren (1984 bis 1986) um durchschnittlich 25 % bzw. 18 800 t SO₂/a reduzieren. Weitere untersuchte Maßnahmen wie der vorgezogene Einsatz von Importkohle (F) und von Erdgas (G) sowie der Zubau weiterer REA (H) wurden wegen ihres ungünstigen Kosten-Effektivitäts-Verhältnisses nicht empfohlen. Die „trade-off“-Kurve von zusätzlichen Kosten und Emissionsminderungen bei sukzessiver Durchführung der Maßnahmen zeigt Bild 3. Dabei sind die

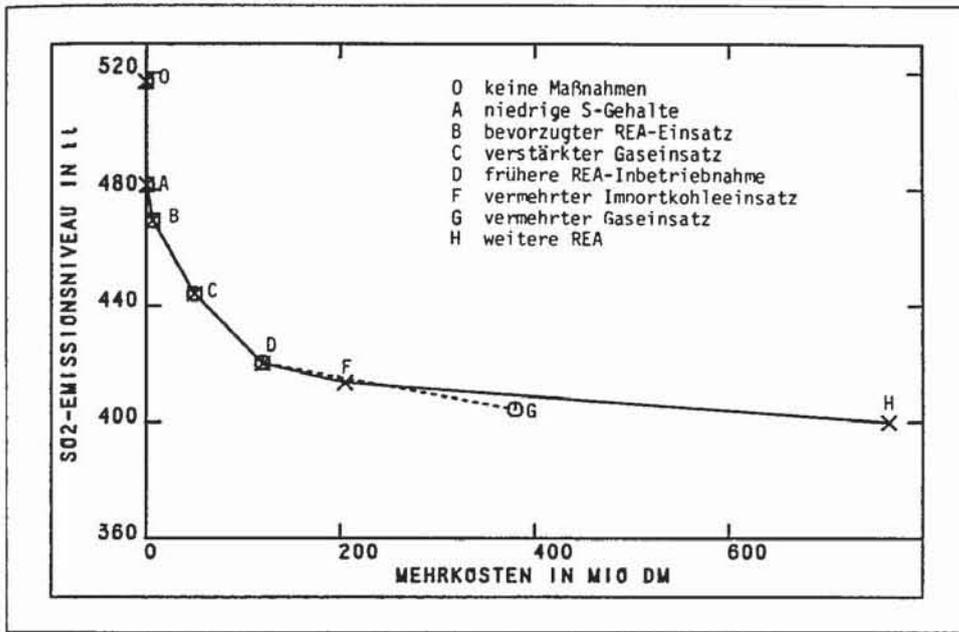


Bild 3: „Trade-off“-Kurve von Strategien zur SO₂-Emissionsverringern

empfohlenen Maßnahmen mit den Buchstaben A bis D bezeichnet. Maßnahme E (verstärkter Stromimport) fehlt, da deren Kosten nicht bekannt sind; die Maßnahmen F und G können nicht gleichzeitig durchgeführt werden. Aus Bild 3 geht deutlich das schlechte Kosten-Effektivitäts-Verhältnis der nicht empfohlenen Maßnahmen F, G und H hervor.

Diese für das Land Baden-Württemberg geltenden Ergebnisse und Empfehlungen lassen sich aufgrund anderer Randbedingungen und Strukturen nicht ohne weite-

res auf andere Bundesländer übertragen. Die vorgestellten Ergebnisse haben aber gezeigt, daß eine sorgfältig durchgeführte „Kosten-Effektivitäts-Analyse“ die Entscheidungsfindung wirkungsvoll unterstützen kann. Die Bildung einer Arbeitsgruppe, in der Entscheidungsträger der Energieversorgungsunternehmen, Vertreter der Exekutive und Wissenschaftler unterstützt durch ein systemanalytisches Instrumentarium zusammenarbeiten, ist ein geeigneter Weg, um effektive Maßnahmen zu identifizieren und unbürokratisch und rasch auf freiwilliger Basis durchzusetzen. Damit lassen sich Möglichkeiten finden, die – anders als global geltende Grenzwerte – flexibel die jeweils vorhandene Struktur berücksichtigen und damit die Möglichkeit eröffnen, die im jeweiligen Einzelfall kostenoptimalen Lösungen zu wählen.

res auf andere Bundesländer übertragen. Die vorgestellten Ergebnisse haben aber gezeigt, daß eine sorgfältig durchgeführte „Kosten-Effektivitäts-Analyse“ die Entscheidungsfindung wirkungsvoll unterstützen kann. Die Bildung einer Arbeitsgruppe, in der Entscheidungsträger der Energieversorgungsunternehmen, Vertreter der Exekutive und Wissenschaftler unterstützt durch ein systemanalytisches Instrumentarium zusammenarbeiten, ist ein geeigneter Weg, um effektive Maßnahmen zu identifizieren und unbürokratisch und rasch auf freiwilliger Basis durchzusetzen. Damit lassen sich Möglichkeiten finden, die – anders als global geltende Grenzwerte – flexibel die jeweils vorhandene Struktur berücksichtigen und damit die Möglichkeit eröffnen, die im jeweiligen Einzelfall kostenoptimalen Lösungen zu wählen.

Literaturhinweise

- [1] Der Rat von Sachverständigen für Umweltfragen: Waldschäden und Luftverunreinigungen, Sondergutachten, 1983
- [2] Commission of the European Communities (Hrsg.): Acid Rain – A Review of the Phenomenon in the EEC and Europe, Brüssel, 1983
- [3] Staatsministerium Baden-Württemberg (Hrsg.): Bericht der Arbeitsgruppe „Energiebedarf-Umwelt-Kraftwerksbetrieb“, Stuttgart 1983