

# Maßnahmen und Investitionen der EVU in Baden-Württemberg zur Minderung von SO<sub>2</sub>- und NO<sub>x</sub>-Emissionen – Resultate systemanalytischer Studien

Alfred Voß, Gert von Kortzfleisch

## 1. Einleitung

Ziel der folgenden Ausführungen ist es, die Maßnahmen, die von den Elektrizitätsversorgungsunternehmen in Baden-Württemberg zur Minderung der SO<sub>2</sub>- und NO<sub>x</sub>-Emissionen eingeleitet und geplant sind, zu erläutern, ihre emissionsmindernden Wirkungen darzulegen sowie die mit diesen Maßnahmen verbundenen Kosten aufzuzeigen. Die Ausführungen basieren auf den Untersuchungsergebnissen zweier, von der Landesregierung Baden-Württemberg eingesetzten Kommissionen, nämlich der Kommission "Energiebedarf - Umwelt - Kraftwerksbetrieb" und der Kommission "Minderung von Stickoxidemissionen aus Kohlekraftwerken in Baden-Württemberg", die ein umfassendes Konzept zur Reduzierung von Luftschadstoffen aus Kraftwerken erarbeitet haben /1,2/. In den Kommissionen haben die betroffenen Ressorts der Landesregierung, die Regierungspräsidien, die Anlagenbaufirmen, die öffentlichen Elektrizitätsversorgungsunternehmen sowie Vertreter der Wissenschaft mitgearbeitet. Die Ergebnisse und Empfehlungen der Kommissionen sind das Resultat systemanalytisch angelegter Analysen sowie umfangreicher Diskussionen und Abstimmungen. Angesichts der komplexen Materie und verschiedener Verantwortungsbereiche gab es natürlich unterschiedliche Auffassungen, aber der Erfolg der Kommissionsarbeit besteht vor allem darin, daß es in einer schwierigen, gewiß auch emotionell belasteten Frage sowie in Anbetracht der bestehenden Wissenslücken und der politischen Handlungsnotwendigkeiten gelungen ist, ein effektives, die Umwelt- und Wirtschaftsgesichtspunkte gleichermaßen berücksichtigendes Konzept zur Minderung der Luftschadstoffe zu erarbeiten, das von allen Beteiligten getragen wird.

## 2. Die Entwicklung der Stromerzeugung

Die Ursachen für die neuartigen Waldschäden und in diesem Zusammenhang die Rolle der Luftschadstoffe, das zeigen auch die Beiträge zu diesem Band, sind noch nicht geklärt. Zweifel an voreiligen Schuldzuweisungen sind angebracht. Der bestehende politische Handlungszwang darf nicht über die Unsicherheit hinwegtäuschen, ob die Maßnahmen, die man heute einleitet, dem Wald wirklich helfen werden. Das wesent-

liche Argument gegen die Verminderung der Schadstoffemissionen sind die damit verbundenen hohen Kosten.

Angesichts dieser Situation mußte es das primäre Ziel der Kommissionen sein, die einzelnen denkbaren Maßnahmen zur Minderung der  $\text{SO}_2$ - und  $\text{NO}_x$ -Emissionen entsprechend ihrer Effektivität, d.h. nach ihren emissionsreduzierenden Wirkungen und ihren Kosten, zu klassifizieren. Um dies zu erreichen, wurden ausgehend vom Stand der Technik zunächst einmal für jedes einzelne Kraftwerk, oder genauer gesagt für jeden Kraftwerksblock, die anlagenspezifischen Möglichkeiten zur Minderung der  $\text{SO}_2$ - und  $\text{NO}_x$ -Emissionen untersucht und die Kosten der dazu erforderlichen Maßnahmen ermittelt oder abgeschätzt. In einer nachfolgenden systemanalytischen Modellrechnung wurden dann die Kostenwirksamkeiten alternativer Maßnahmen oder Maßnahmenkombinationen analysiert und in einer Projektion die Emissionsminderungen im Zeitablauf, d.h. bis Mitte der neunziger Jahre, dargestellt.

In Abbildung 1 sind die Emissionen der hier interessierenden Schadstoffe  $\text{SO}_2$  und  $\text{NO}_x$  nach verschiedenen Emittentengruppen in Baden-Württemberg dargestellt. An den gesamten Schwefeldioxidemissionen des Jahres 1982 in Höhe von 240.000 t waren die öffentlichen Kraftwerke mit 33 % beteiligt. Bei den  $\text{NO}_x$ -Emissionen in Höhe von 308.000 t lag ihr Anteil bei 18 %. Bedeutendster Emittent beim  $\text{SO}_2$  war die Industrie und beim  $\text{NO}_x$  der Verkehrssektor.

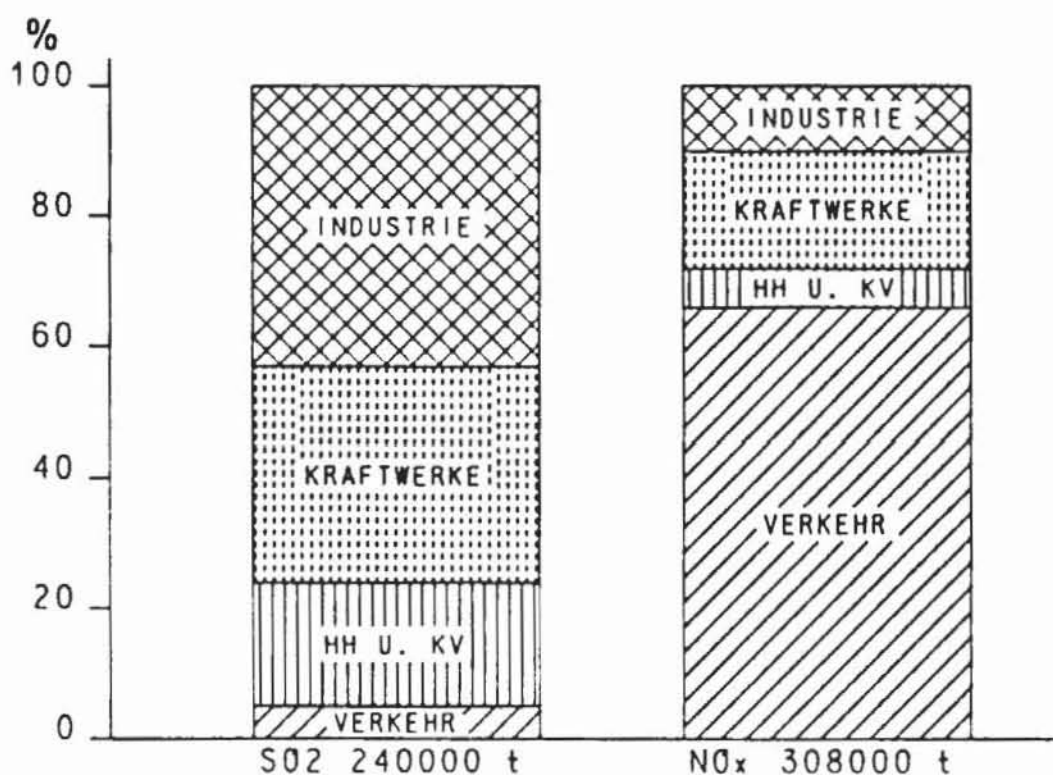


Abb. 1: Schwefeldioxid- und Stickoxidemissionen des Jahres 1982 in Baden-Württemberg

Um die Wirkungen und Kosten von Maßnahmen zur Minderung der  $\text{SO}_2$ - und  $\text{NO}_x$ -Emissionen aus Kraft- und Heizkraftwerken über den betrachteten Zeitraum sinnvoll ermitteln zu können, war eine Referenzentwicklung der zu erwartenden Kraftwerkeinsätze und der daraus resultierenden Emissionen als Ausgangs- und Vergleichsbasis vorzugeben. Die wichtigsten dafür zugrundegelegten Rahmenannahmen waren, daß

- der Stromverbrauch in Baden-Württemberg bis zum Jahr 1995 linear mit einer durchschnittlichen Wachstumsrate von 3 %/a zunimmt, und daß
- die Kohleabnahmeverpflichtungen entsprechend den Vereinbarungen mit dem deutschen Steinkohlenbergbau erfüllt werden.

Der angenommene Stromverbrauchszuwachs von durchschnittlich 3 %/a ist dabei nicht als Prognose - also als Anspruch, die tatsächlich eintretende Entwicklung vorherzusehen - mißzuverstehen. Er ist nur eine der notwendigen quantitativen Annahmen, um überhaupt quantitative Aussagen hinsichtlich der Kosten und Wirksamkeit von Minderungsmaßnahmen machen zu können.

Den unter diesen Annahmen zu erwartenden Einsatz der Kraftwerke in Baden-Württemberg zur Deckung der Stromnachfrage zeigt Abbildung 2.

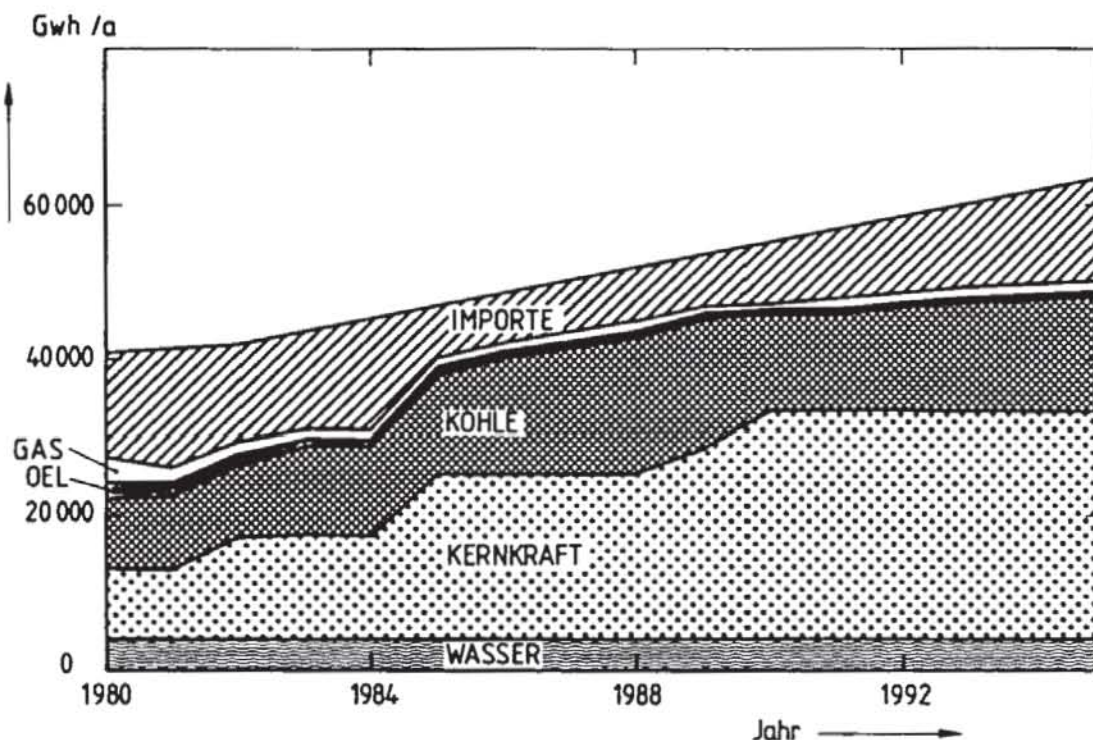


Abb. 2: Entwicklung der Nettostromerzeugung der öffentlichen Kraftwerke in Baden-Württemberg

Die Strombereitstellung steigt von 43.000 GWh im Jahre 1982 auf 63.000 GWh im Jahre 1995. Aufgrund auslaufender Stromimportverträge nimmt im Jahre 1985 die Stromerzeugung in Baden-Württemberg stark zu. Über den gesamten Zeitraum betrachtet wächst der Anteil der Kernenergie an der Stromerzeugung durch die Inbetriebnahme des Kernkraftwerkes Philippsburg II und Neckarwestheim II auf fast 60 %.

Aber auch die Stromerzeugung aus Kohlekraftwerken nimmt bis 1988 um 50 % zu. Neben der bereits im Jahre 1982 erfolgten Inbetriebnahme des Blocks 7 des Großkraftwerks Mannheim werden im Jahr 1985 drei weitere große Kohlekraftwerke, nämlich die Blöcke Rheinshafendampfkraftwerk 7, Heilbronn 7 und Altbach 5, ihre Stromerzeugung aufnehmen. Damit wird sich der Einsatz von Steinkohle von ca. 4 Mio. t im Jahr 1984 auf fast 6 Mio. t im Jahr 1988 erhöhen.

Diese Erweiterung des fossilen Kraftwerksparks und der Ausbau der Kernenergie erlauben aber auch eine Überstellung in Kaltreserve und die vorzeitige Stilllegung von Altanlagen. Eine Kraftwerksleistung von über 1.000 MW<sub>el</sub> ist hiervon betroffen, was sich natürlich emissionsmindernd auswirkt.

### 3. Reduzierung der Schwefeldioxidemissionen

Von den Kommissionen wurden eine Vielzahl von Maßnahmen zur Reduktion der SO<sub>2</sub>- und NO<sub>x</sub>-Emissionen untersucht, die im einzelnen hier nicht erläutert werden können, die man aber den folgenden Maßnahmenkategorien zuordnen kann. Da sind zunächst einmal die Brennstoffentschwefelung oder genauer gesagt, der Einsatz schwefelarmer oder schwefelärmerer Kohle, und die Steuerung des Verbrennungsprozesses, die sogenannten Primärmaßnahmen zur Minderung der Stickoxidentstehung, zu nennen. Dann die Rauchgasreinigung mit den verschiedenen teils erprobten oder noch in Entwicklung befindlichen Verfahren zur Minderung von SO<sub>2</sub>- und NO<sub>x</sub>-Emissionen. Neben diesen sehr wirksamen Verfahren der Rauchgasreinigung lassen sich emissionsmindernde Effekte aber auch noch durch ein gezieltes Brennstoffmanagement, z.B. durch einen bevorzugten Einsatz schwefelarmer Kohle in Kraftwerksblöcken, die noch keine Rauchgasentschwefelungsanlage haben oder durch eine Brennstoffsubstitution, (z.B. eine Erhöhung der verfeuerten Erdgasmenge zu Lasten von schwerem Heizöl in Blöcken mit Mischfeuerungen) erreichen. Aber auch durch ein die Umweltbelange berücksichtigendes Kraftwerkseinsatzmanagement lassen sich begrenzte Emissionsminderungen erreichen. Zu nennen ist hier ein bevorzugter Einsatz von Kraftwerken, die bereits mit einer Rauchgasentschwefelungsanlage ausgerüstet sind, soweit dies technisch und von der Lastverteilung her möglich ist.

Diejenigen Kraftwerksblöcke in Baden-Württemberg, die mit einer Rauchgasentschwefelungsanlage ausgerüstet bzw. nachgerüstet werden, sind in Tabelle 1 aufgelistet.

Neben dem Typ der jeweiligen Rauchgasentschwefelungsanlage enthält die Tabelle auch den Zeitpunkt der geplanten Inbetriebnahme, die teilweise erheblich früher erfolgt als durch die Großfeuerungsanlagenverordnung gefordert. Insgesamt wird eine Feuerungsleistung von fast 10.000 MW<sub>th</sub> bis 1988 mit einer Rauchgasentschwefelung ausgerüstet. Es sei noch angemerkt, daß die erste Stufe der Rauchgasentschwefelungsanlage des Blocks 7 des Großkraftwerks Mannheim bereits in Betrieb ist.

	<u>Anlagentyp</u>	<u>Inbetriebnahmejahr</u>
<b>Badenwerk</b>		
RDK 7	Kalkwäsche/ Gips (2 Stufen)	1985/ 1987
<b>EVS</b>		
Heilbronn 3-6	Kalkwäsche/Gips	1987
Heilbronn 7	Kalkwäsche/Gips (2 Stufen)	1985/ 1986
<b>GKM</b>		
Block 3+4	Ammoniakwäsche Ammonsulfat (Simultan)	1988
Block 7	Ammoniakwäsche Ammonsulfat (2 Stufen)	1984/ 1987
<b>Neckarwerke</b>		
Altbach 5	Kalkwäsche/Gips (2 Stufen)	1985/ 1986
Walheim 1/2	Trockensprühabsorption	1987
<b>TWS</b>		
Münster	Kalkwaschverfahren oder Sprühabsorption	1988/89
Münster MVA	Naß/Abwasserfrei	1988

Tab. 1: Geplante Rauchgasentschwefelungsanlagen in Baden-Württemberg

Die Höhe der Investitionen für die Rauchgasreinigungsanlagen hängen natürlich von der Größe, d.h. der Leistung ab. Für die in Baden-Württemberg geplanten Rauchgasentschwefelungsanlagen liegen die Gesamtinvestitionen zwischen 70 und 160 Mio. DM pro Anlage. Die spezifischen Investitionen liegen dabei im Bereich von 240 bis 500 DM pro  $\text{kW}_{\text{el}}$  installierter Kraftwerksnettleistung. Insbesondere bei einem nachträglichen Zubau einer Rauchgasentschwefelungsanlage weisen die Kosten eine große Streuung auf, da retrofitbedingte Umbaumaßnahmen und bauliche Veränderungen von den jeweiligen örtlichen Gegebenheiten abhängen.

Wie werden sich nun die  $\text{SO}_2$ -Emissionen entwickeln?

Abbildung 3 zeigt die Entwicklung der  $\text{SO}_2$ -Emissionen aus öffentlichen Kraftwerken in Baden-Württemberg für alternative Annahmen über durchgeführte Minderungsmaßnahmen bis zum Jahr 1995. Die obere durchgezogene Linie beschreibt die Emissionsentwicklung, wenn keinerlei Maßnahmen eingeleitet würden. Der Anstieg der  $\text{SO}_2$ -Emissionen von 80 auf 120 Tsd. t/a bis 1988 resultiert dabei aus der bereits angesprochenen Zunahme der Stromerzeugung in Kohlekraftwerken.

Aufgrund des Rückgangs der Stromimporte wäre ein Teil des Emissionsanstiegs als Verlagerung von Emissionen nach Baden-Württemberg zu verstehen, die heute zur Bereitstellung der Stromimporte außerhalb des Landes entstehen.

Die Realisierung der in der Großfeuerungsanlagenverordnung vorgeschriebenen Grenzwerte für die  $\text{SO}_2$ -Emissionen würde nach 1988 die Emissionen drastisch reduzieren, und zwar auf ein Niveau von etwa 25 % der derzeitigen Emissionen, trotz eines Anstiegs der Stromerzeugung in fossilen Anlagen. Die in der Großfeuerungsanlagenverordnung verlangten Maßnahmen könnten aber eine weitere Zunahme der Emissionen in den nächsten Jahren nicht vermeiden. Dies hat die Arbeitsgruppe veranlaßt, nach Maßnahmen zu suchen, die die Emissionen kurzfristig, d.h. in den nächsten Jahren, senken können.

Die emissionsmindernden Wirkungen einer Reihe von Maßnahmen, die sofort zu einer Emissionsentlastung beitragen können, und die ein vertretbares Kosten-Effektivitäts-Verhältnis aufweisen - hierauf wird später noch zurückzukommen sein - sind in Abbildung 3 dargestellt.

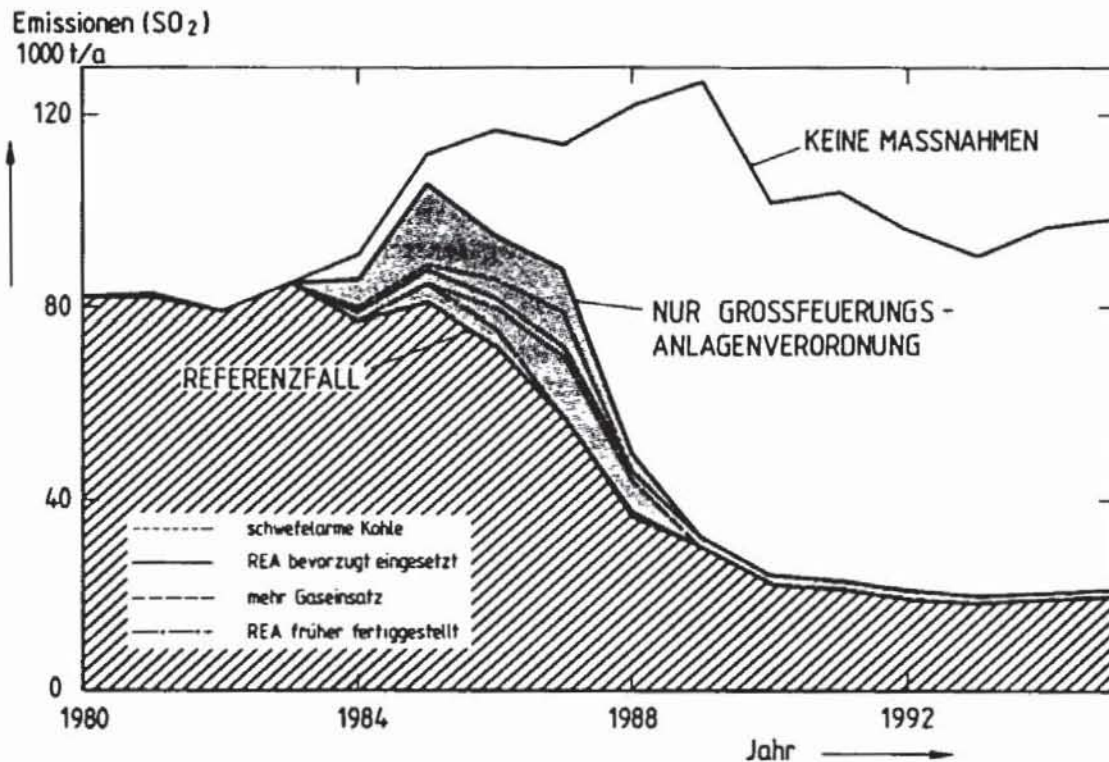


Abb. 3: Entwicklung der SO<sub>2</sub>-Emissionen aus öffentlichen Kraftwerken bei Durchführung verschiedener Minderungsmaßnahmen

Da ist zunächst einmal der optimierte Einsatz schwefelarmer Kohle zu nennen. Der mittlere Schwefelgehalt heimischer Vollwertkohle liegt bei ca. 0,91 bis 0,95 % Schwefel, bezogen auf SKE. Die Elektrizitätsversorgungsunternehmen in Baden-Württemberg beziehen aber teilweise deutsche Steinkohle, deren Schwefelgehalt niedriger, z.B. nur 0,8 % ist. Wird nun diese schwefelarme Kohle, soweit dies technisch möglich ist, noch in Kraftwerken verfeuert, die noch keine Rauchgasentschwefelung haben, so lassen sich die SO<sub>2</sub>-Emissionen deutlich reduzieren, wobei sich für den Zeitraum 1984 bis 1988 Minderemissionen von etwa 35.000 t ergeben. Weitere Emissionsminderungen lassen sich durch einen bevorzugten Einsatz der Kraftwerke erreichen, die mit einer Rauchgasentschwefelungsanlage - sei es auch nur einer ersten Stufe - ausgerüstet sind, wie die neuen Kohleblöcke, die bereits in Betrieb sind (Mannheim) oder im Jahr 1985 in Betrieb gehen (Heilbronn, Karlsruhe, Altbach). Auch der verstärkte Einsatz von Gas zu Lasten von schwerem Heizöl in Kraftwerken mit Mischfeuerungen trägt im begrenzten Umfang zur Emissionsminderung bei.

Größere Effekte im Hinblick auf eine Senkung des SO<sub>2</sub>-Ausstoßes sind von einer früheren Inbetriebnahme der Rauchgasentschwefelungsanlagen als von der Großfeuerungsanlagenverordnung (01.07.1988) und den Genehmigungsaufgaben gefordert zu erwarten. Die angestrebte frühere Inbetriebnahme der Rauchgasentschwefelungsanlagen bewirkt eine Minderung der SO<sub>2</sub>-Emissionen um 24.000 t bis zum Jahr 1988.

Die letzte, in Abbildung 3 dargestellte emissionsreduzierende Maßnahme, beinhaltet einen zusätzlichen Import von 1350 GWh Strom aus der Schweiz in den Jahren 1985 und 1986, der dort in emissionsfreien Kraftwerken erzeugt wird und Strom aus unentschwefelten Kohlekraftwerken ersetzt. In den Jahren 1988 und 1989 wird dann eine entsprechende Menge Strom zusätzlich erzeugt und zurückgeliefert, die dann aber aus Kohlekraftwerken stammt, die mit einer Rauchgasentschwefelungsanlage (REA) ausgerüstet sind.

Alle diese Maßnahmen bewirken eine kurzfristig wirksam werdende Minderung der  $\text{SO}_2$ -Emissionen um etwa 25 % gegenüber der Emissionsentwicklung, die sich nur bei der Durchführung der Großfeuerungsanlagenverordnung ergeben würde.

Von der Kommission wurde eine Reihe weiterer Maßnahmen untersucht, die aber wegen ihres schlechten Kosten-Effektivitäts-Verhältnisses oder aus energiewirtschaftlichen und vertraglichen Gründen nicht empfohlen wurden. Damit ist das Kosten-Effektivitäts-Verhältnis angesprochen, welches als wichtiges Kriterium für die Beurteilung der verschiedenen Emissionsminderungsmaßnahmen benutzt wurde.

Unter dem Kosten-Effektivitäts-Verhältnis einer Emissionsminderungsmaßnahme ist dabei der Kostenaufwand für die Vermeidung einer gewissen Schadstoffemission, z.B. der Emission von einem kg  $\text{SO}_2$ , zu verstehen.

In Tabelle 2 sind die Kosten-Effektivitäts-Relationen für einige der untersuchten Maßnahmen zur Minderung der  $\text{SO}_2$ -Emissionen zusammengestellt.

	DM/kg $\text{SO}_2$
- Rauchgasentschwefelung	3 - 6
- Frühere Inbetriebnahme der REA	3
- Bevorzugter Einsatz von Kraftwerken mit REA	0,5
- Verstärkter Einsatz von Importkohle (Kohleabnahmeverpflichtungen müssen nicht erfüllt werden)	- 10
- Vorgezogener Einsatz von Erdgas	16
- Bau weiterer REA	40
- Reduzierung des Schwefelgehalts beim Heizöl von 0,3 auf 0,15 %	6,5

Tab. 2: Kosten-Effektivitäts-Relationen von Maßnahmen zur Minderung von  $\text{SO}_2$ -Emissionen



Die Entschwefelung der Rauchgase verursacht je nach Größe und Auslastung der Anlage Kosten in Höhe von 3 - 6 DM je kg nichtemittiertem  $\text{SO}_2$ . Für die frühere Inbetriebnahme der Rauchgasentschwefelungsanlagen sowie für einen bevorzugten Einsatz von Kraftwerken, die bereits mit einer Rauchgasreinigung ausgestattet sind, fallen Kosten in Höhe von 3 bzw. 0,5 DM/kg  $\text{SO}_2$  an.

Unterstellt man, daß ein verstärkter Einsatz von schwefelarmer Importkohle zu Lasten heimischer Steinkohle möglich wäre (unter den gegenwärtigen Bedingungen wäre dies nur möglich, wenn die Kohleabnahmeverpflichtungen nicht erfüllt werden müßten), dann würde sich beim gegenwärtigen Preisvorteil der Importkohle ein Kosten-Effektivitäts-Verhältnis von etwa - 10 DM/kg  $\text{SO}_2$  ergeben.

Im Vergleich zu den vorgenannten Maßnahmen liegen die spezifischen Kosten eines vorgezogenen Erdgaseinsatzes mit 16 DM/kg  $\text{SO}_2$  und einer Ausrüstung von Altanlagen, die nur noch eine geringe Restnutzungsdauer haben, mit 40 DM/kg  $\text{SO}_2$  bedeutend höher; sie sind daher wenig effektiv.

Zum Vergleich ist in Tabelle 2 dann noch die Kosten-Effektivität der Reduzierung des Schwefelgehalts beim leichten Heizöl von 0,3 auf 0,15 % aufgeführt, die etwa 6,5 DM/kg  $\text{SO}_2$  beträgt.

#### 4. Reduzierung der Stickoxidemissionen

Wie bereits erwähnt, lassen sich die Stickoxidemissionen aus Kraftwerken einmal durch feuerungstechnische Maßnahmen, die sogenannten Primärmaßnahmen, und zum anderen durch eine Rauchgasreinigung reduzieren.

In Tabelle 3 sind die für Kraftwerke in Baden-Württemberg geplanten De- $\text{NO}_x$ -Anlagen, mit Ausnahme der Anlage der Stadtwerke Karlsruhe, aufgelistet. Der überwiegende Teil der geplanten Anlagen basiert auf katalytischen Verfahren (SCR: Selective Catalytic Reduction), die mit Hilfe von Ammoniak die Stickoxide zu  $\text{N}_2$  reduzieren. Für die Blöcke 3 + 4 im Großkraftwerk Mannheim wird eine Anlage zur simultanen Abscheidung von  $\text{SO}_2$  und  $\text{NO}_x$  gebaut werden, deren Endprodukt Ammoniumsulfatsalpeter als Düngemittel verwendet werden kann. Für den Block 7 der Badenwerk AG wird entweder eine SCR- oder eine EBDS-Anlage (EBDS: Electron Beam Dry Scrabbing) zum Einsatz kommen. Alle Anlagen werden bis spätestens 1990 in Betrieb genommen sein. Der gesamte Investitionsaufwand für die in Tabelle 3 aufgeführten Entstickungsanlagen für eine Kraftwerkskapazität von rd. 3.200 kW<sub>el</sub> beträgt etwa 700 Mio. DM.

	<u>Anlagentyp</u>	<u>Inbetriebnahmejahr</u>
Badenwerk		
RDK 7	SCR oder EBDS	1988
EVS		
Heilbronn 3 - 6	SCR nach REA (2 Stufen)	1987/ 1990
Heilbronn 7	SCR	1986
GKM		
Block 3 + 4	Walther Simultan	1988
Block 7	SCR	1988
Neckarwerke		
Altbach 5	SCR	1986
Walheim 1/2	SCR	spätestens 1990
TWS		
Münster K 12	SCR	1986
Münster K 15	SCR	1986

Tab. 3: Geplante De-NO<sub>x</sub>-Anlagen in Baden-Württemberg

In Abbildung 4 ist die zeitliche Entwicklung der NO<sub>x</sub>-Emissionen aus öffentlichen Kraftwerken in Baden-Württemberg bei Durchführung verschiedener emissionsmindernden Maßnahmen dargestellt. Ohne die Durchführung von NO<sub>x</sub>-Minderungsmaßnahmen würden die NO<sub>x</sub>-Emissionen von derzeit ca. 55.000 t/a auf ca. 67.000 t/a im Jahr 1988 ansteigen. Die geplanten Primärmaßnahmen, die bei Trockenfeuerungen die Emissionen bis auf 650 mg/m<sup>3</sup> und bei Schmelzfeuerungen bis auf 1.050 bzw. 1.300 mg/m<sup>3</sup> absenken, reduzieren den gesamten NO<sub>x</sub>-Ausstoß kurzfristig um durchschnittlich 10 % bei einem sehr günstigen Kosten-Effektivitäts-Verhältnis. Weitere drastische Senkungen der NO<sub>x</sub>-Emissionen werden dann durch die Entstickungsanlagen erreicht, die die Rohgasbeladungen auf etwa 200 mg/m<sup>3</sup> reduzieren. Nach Durchführung der geplanten Maßnahmen werden die NO<sub>x</sub>-Emissionen zum Ende dieses Jahrzehnts auf etwa 15.000 t/a zurückgegangen sein. Im Vergleich zu heute bedeutet dies einen Rückgang um 73 %. Diese drastischen Minderungen der NO<sub>x</sub>-Emissionen aus öffentlichen Kraftwerken werden trotz eines zunehmenden Steinkohleeinsatzes erreicht.

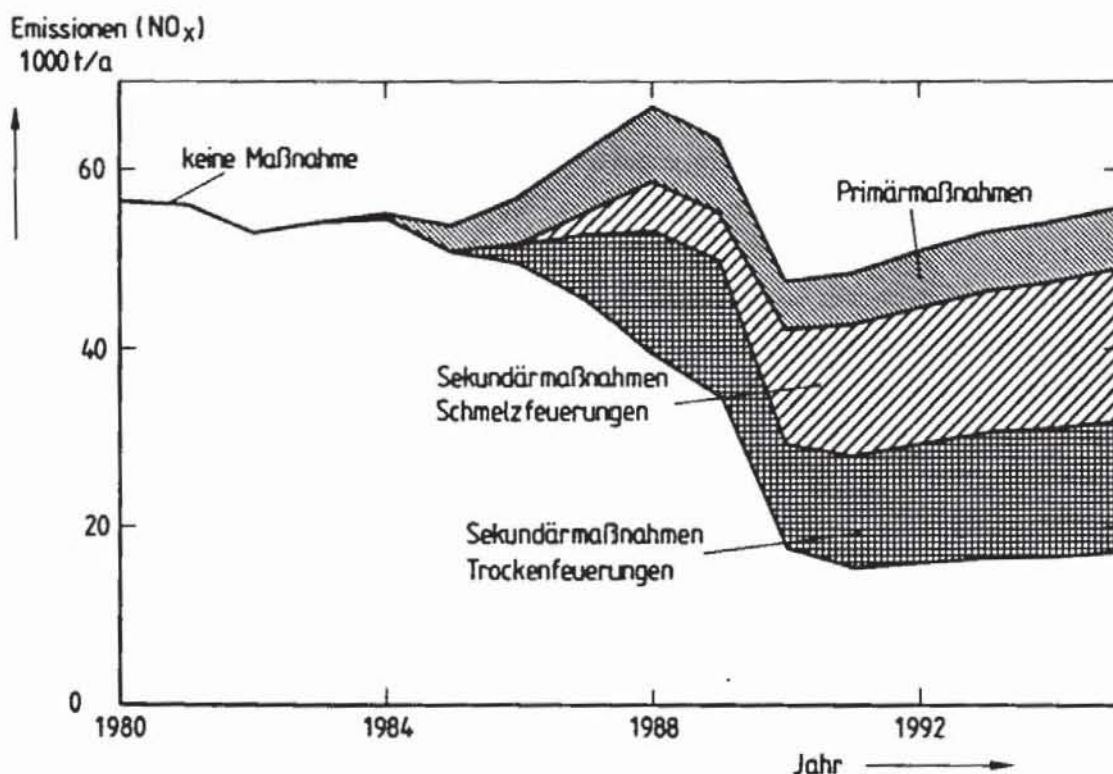


Abb. 4: Entwicklung der  $\text{NO}_x$ -Emissionen aus öffentlichen Kraftwerken bei Durchführung verschiedener Minderungsmaßnahmen

Was die Kosten-Effektivität der einzelnen Maßnahmen betrifft, so gibt es auch hier deutliche Unterschiede (siehe Tabelle 4). Die spezifischen  $\text{NO}_x$ -Minderungskosten von feuerungstechnischen Maßnahmen liegen unter 1 DM je kg nicht emittiertem  $\text{NO}_x$ . 3 - 8 DM/kg  $\text{NO}_x$  kostet die Rauchgasentstickung je nach Anlagengröße, Auslastung und Feuerungsart des Kraftwerks. Im Vergleich dazu liegen die Kosten im Kfz-Bereich bei 6 - 8 DM/kg  $\text{NO}_x$  für den Dreiwegkatalysator bei Neuwagen und 3 - 8 DM/kg  $\text{NO}_x$  für Nachrüstmaßnahmen bei Altfahrzeugen.

	DM/kg $\text{NO}_x$
- Primärmaßnahmen (Feuerungstechnik)	0 - 1
- Rauchgasentstickung	3 - 8
- Dreiwegkatalysator (Neuwagen)	6 - 8
- Nachrüstmaßnahmen bei Altfahrzeugen	3 - 8

Tab. 4: Kosten-Effektivitäts-Relationen von Maßnahmen zur Minderung von Stickoxidemissionen

## 5. Aufwand und Kosten

Die zuvor erläuterten Maßnahmen zur schnell wirksamen und nachhaltigen Reduzierung der  $\text{SO}_2$ - und  $\text{NO}_x$ -Emissionen aus öffentlichen Kraftwerken in Baden-Württemberg haben natürlich ihren Preis. Von den Elektrizitätsversorgungsunternehmen des Landes werden zur Durchführung der geplanten Schadstoffminderungsmaßnahmen in den nächsten Jahren Investitionen in Höhe von fast 1,75 Mrd. DM getätigt werden. Davon entfallen ca. 1 Mrd. DM auf die Rauchgasentschwefelungsanlagen und 0,75 Mrd. DM auf die De- $\text{NO}_x$ -Anlagen. Gegen Ende dieses Jahrzehnts sind jährlich dann etwa 300 Mio. DM für die Entschwefelung und 180 Mio. DM für die Entstickung an Kapital- und Betriebskosten aufzuwenden. Landesweit führen die gesamten Aufwendungen für die Minderung der  $\text{SO}_2$ - und  $\text{NO}_x$ -Emissionen zu einer durchschnittlichen Erhöhung der Stromerzeugungskosten in Kohlekraftwerken von ca. 3,7 Dpf/kWh<sub>el</sub> und - bezogen auf den gesamten in Baden-Württemberg erzeugten Strom - zu Mehrkosten von durchschnittlichen 1,1 Dpf/kWh<sub>el</sub>, wobei etwa 0,7 Dpf auf die Schwefeldioxidminderung und etwa 0,4 Dpf auf die Stickoxidminderung entfallen. Letztere Angaben dürfen aber nicht darüber hinwegtäuschen, daß bei Elektrizitätsversorgungsunternehmen, die ihren Strom überwiegend aus Steinkohle erzeugen, die Mehrkosten der Emissionsminderungsmaßnahmen in voller Höhe durchschlagen.

Die vorangegangenen Ausführungen sollten deutlich machen, daß die im Bereich der öffentlichen Kraftwerke in Baden-Württemberg geplanten, weit über die gesetzlichen Forderungen hinausgehenden  $\text{SO}_2$ - und  $\text{NO}_x$ -Emissionsminderungsmaßnahmen, den Ausstoß dieser Luftschadstoffe schnell wirksam auf ein Niveau von etwa 25 % der heutigen Emissionen reduzieren werden.

Bei einem Anteil der öffentlichen Kraftwerke an den derzeitigen Schwefeldioxidemissionen in Baden-Württemberg von 33 % und von 18 % an den Stickoxidemissionen sowie in Anbetracht der Tatsache, daß ein erheblicher Teil der Immissionsbelastung und Deposition dieser Schadstoffe aus Quellen jenseits der Landesgrenzen stammt, läßt sich erkennen, daß die Anstrengungen der Elektrizitätswirtschaft allein die Emissions- und Immissionsituation in Baden-Württemberg nicht nachhaltig verbessern können.

## L i t e r a t u r

- /1/ Staatsministerium Baden-Württemberg (Hrsg.): Bericht der Arbeitsgruppe "Energiebedarf-Umwelt-Kraftwerksbetrieb", Stuttgart 1983
- /2/ Staatsministerium Baden-Württemberg (Hrsg.): Bericht der Kommission "Minderung von Stickoxidemissionen aus Kohlekraftwerken in Baden-Württemberg", Stuttgart 1984