

Grenzkosten der Reduktion von SO₂-Emissionen in Österreich

Arnulf Grübler – Markus Amann¹

Der vorliegende Beitrag befaßt sich mit den Kosten, die aus einer zunehmenden Reduktion der SO₂-Emissionen Österreichs erwachsen. Nach Darstellung der verschiedenen Möglichkeiten, SO₂-Emissionen zu reduzieren, und einer Analyse der dabei anfallenden Kosten wird ein Optimierungsmodell des österreichischen Energiesystems vorgestellt. Mit Hilfe dieses Modells werden – unter Annahme einer gleichbleibenden Nutzenenergienachfrage – Gesamt- und Grenzkosten sowie Maßnahmen zunehmend schärferer Emissionsbeschränkungen des Energiesektors untersucht. Als Ergebnis läßt sich eine Prioritätenreihung zu treffender Emissionsminderungsmaßnahmen ableiten, wobei sich die vorliegende Untersuchung nur auf die Verminderung von SO₂-Emissionen bezieht. In einer Sensitivitätsanalyse erweisen sich die errechneten Kostenkurven sowie die vorgeschlagene Prioritätenreihung als robust gegenüber Veränderungen kritischer Inputvariablen.

Auswirkungen von SO₂-Emissionen

Schwefeldioxid (SO₂) wird bei der Umwandlung und Verwendung fossiler Brennstoffe in die Atmosphäre abgegeben. Diese anthropogenen SO₂-Emissionen finden sowohl auf Grund der emittierten Menge als auch im Hinblick auf schon bekannte bzw. vermutete Schädwirkungen zunehmend Beachtung. Schädigungen können sowohl durch direkte als auch durch indirekte Einwirkungen hoher SO₂-Konzentrationen entstehen, wobei letztere vor allem die Schädwirkungen sogenannter „saurer Niederschläge“ beinhalten. Die negativen Folgen hoher SO₂-Emissionen haben sich infolge der Politik, hohe Schornsteine zu errichten, teilweise von direkten lokalen Auswirkungen auf die nationale und internationale Ebene mit indirekter Schädwirkung verlagert.

Die direkten schädlichen Auswirkungen hoher SO₂-Konzentrationen sind ausführlich dokumentiert (siehe z. B. Akademie der Wissenschaften, 1975; Beijer Institute und USSR Academy of Sciences, 1983; Chadwick und Lindman, 1982; Deutscher Bundestag, 1983; IKE, 1983; WEC, 1985). Das Risiko gesundheitsschädigender Auswirkungen hoher SO₂-Konzentrationen hat international zur

¹ Wir danken Sabine Messner und Manfred Strubegger für ihre Unterstützung bei den Modellläufen sowie für eine Reihe wertvoller Anregungen.

Formulierung von maximal zulässigen Immissionsgrenzwerten (MIK-Werten) geführt. Direkte Einwirkungen hoher SO_2 -Konzentrationen können zu Einschränkungen der Photosyntheseleistung und bis zum Absterben der Vegetation führen; solche direkten Rauchgasschäden an Wäldern wurden bereits im 19. Jahrhundert belegt. Säurehaltige Niederschläge können gleichfalls Schädigung historischer Bausubstanz (speziell von Sandsteingebäuden), von Beton sowie erhöhte Korrosionsraten bei Metallen hervorrufen.

Als indirekte Effekte von SO_2 -Emissionen bezeichnet man die Auswirkungen der unter dem Oberbegriff „saurer Regen“ zusammengefaßten Deposition von SO_2 und der beim atmosphärischen Transport entstehenden Umwandlungsprodukte. Die Versauerung von Oberflächengewässern in Skandinavien und Kanada hat den Fischbestand zahlreicher Seen durch Absenkung des pH-Wertes dezimiert (siehe Chadwick und Lindman, 1982, und Swedish Ministry of Agriculture, 1982). Der „saure Regen“ wird ferner als ein maßgeblicher Faktor des Waldsterbens angesehen (z. B. Last et al., 1984). Obwohl eine befriedigende Ursachenklärung noch aussteht (Blank, 1985), können doch die verschiedenen Theorien über die Ursache des Waldsterbens alle direkt oder indirekt mit dem Phänomen des „sauren Regens“ in Verbindung gebracht werden. Hierbei erwächst der synergistischen Wirkung von SO_2 mit (in Verbindung mit NO_x und unter Beteiligung von Kohlenwasserstoffen entstehenden) sekundären Luftschadstoffen wie Ozon und Peroxiacetylnitrat (PAN) besondere Bedeutung.

Zusammenfassend läßt sich feststellen, daß über die direkten Schadwirkungen von SO_2 -Emissionen auf lokaler Ebene ausreichende wissenschaftliche Belege vorliegen, wohingegen quantitative Zusammenhänge zwischen Ursache und Wirkungen auf der Ebene der (durch Ferntransport von Emissionen entstehenden) indirekten Schadwirkungen noch nicht hinlänglich erfaßt sind.

Im Hinblick auf die indirekten Schadwirkungen von SO_2 -Emissionen ist es daher – vor allem was deren synergistische Wirkung mit anderen Schadstoffen betrifft – gegenwärtig nicht möglich, eine „kritische“ maximale Konzentration (und damit eine maximal zulässige Emissionsrate) von SO_2 zu definieren. Vielmehr gehen die Forderungen dahin, das Ausmaß der Schadstoffemissionen auf ein möglichst geringes Niveau zu reduzieren. Dabei ist sowohl den unterschiedlichen Strategien der Schadstoffreduktion Rechnung zu tragen (z. B. Senkung des Energieverbrauches, verstärkter Einsatz von Erdgas, Verwendung niederschwefeliger Brennstoffe, Errichtung von Rauchgasreinigungsanlagen usw.) als auch das jeweils effektivste Kosten-Wirksamkeitsverhältnis in Betracht zu ziehen. Es erscheint erforderlich, daß bei der Bestimmung des zu erreichenden (gesamtoesterreichischen) Reduktionsniveaus (etwa durch weitere Verordnungen zum Dampfkesselmissionsgesetz) neben dem zu erwartenden Nutzen (Vermeidung von Schadwirkungen, Beschäftigungseffekte usw.) auch die induzierten Kosten bzw. Kosten-Effektivitäts-Verhältnisse berücksichtigt werden. Die in diesem Artikel vorgestellten Grenzkostenkurven sollen dazu einen Beitrag liefern. In der vorliegenden Studie werden die Kosten der Reduktion der SO_2 -Emissionen untersucht, eine Einbeziehung weiterer Schadstoffgruppen ist von der Modellstruktur her jederzeit möglich. Ebenso ist eine Ausweitung des methodologischen Ansatzes in Richtung multikriterieller Optimierung, wobei sowohl volkswirtschaftliche Kosten als auch verschiedene Schadstoffe gleichzeitig zu minimieren sind, denkbar.

Immissions- und Emissionssituation in Österreich

Durch den atmosphärischen Transport können Schadstoffe sehr weite Strecken zurücklegen, bevor sie in Form nasser oder trockener Deposition auf die Erdoberfläche niedergehen. Basierend auf klimatologischen Ausbreitungsmodellen existiert eine Reihe von Schätzungen (siehe z. B. Eliassen und Saltbones, 1983), die den Zusammenhang zwischen Emissions- und Depositionsgebieten nachvollziehen. An Hand atmosphärischer Transportmodelle läßt sich für Österreich errechnen,² daß nur zirka 125.000 Tonnen der geschätzten 818.000 Tonnen SO₂-Gesamtdeposition des Jahres 1980 von österreichischen Emittenten herrührten. Österreich ist, bedingt durch seine geographische Lage, in einem nicht unbeträchtlichen Ausmaß „Nettoimporteur“ von SO₂. So stehen den 818.000 Tonnen SO₂-Deposition des Jahres 1980 geschätzte 324.000 Tonnen Emissionen österreichischer Quellen (siehe Energiebericht 1984) gegenüber.

Seit 1980 ist jedoch infolge einer Absenkung des Schwefelgehaltes in Erdölprodukten das Emissionsniveau signifikant zurückgegangen, so daß auf Grund der im Jahr 1984 verwendeten Brennstoffqualitäten die jährlichen SO₂-Emissionen auf 234.000 Tonnen geschätzt³ werden können. Dies entspricht einer Reduktion des Emissionsniveaus von 1980 um knapp 30 Prozent, was bedeutet, daß die Verpflichtungen, die Österreich im Rahmen des internationalen Übereinkommens über grenzüberschreitende Luftschadstoffe eingegangen ist, bereits 1984 praktisch erfüllt waren. Es muß jedoch darauf hingewiesen werden, daß alle bisherigen Schätzungen der SO₂-Emissionen – und damit auch die vorliegende Arbeit – aus Datenmangel keine Emissionswerte des Nicht-Energiesektors (z. B. SO₂-Emissionen bei der Verarbeitung von Eisenerz) beinhalten, und daß somit das Gesamtniveau der SO₂-Emissionen Österreichs wahrscheinlich weiterhin über 300.000 Jahrestonnen liegen dürfte (ECE, 1985).

Methodologischer Ansatz

Die Untersuchung der Kosten unterschiedlicher Emissionsreduktionsstrategien mit Hilfe eines dynamischen Energiemodells war der Grundgedanke einer am IIASA (International Institute for Applied Systems Analysis) und dem Institut für Finanzwissenschaft und Infrastrukturpolitik der TU Wien durchgeführten Studie. Hierbei wurden zunächst die Kosten der verschiedenen Emissionsminderungsmaßnahmen im Detail untersucht. Die resultierenden (zum Teil nichtlinearen) Kostenfunktionen wur-

² Abhängig vom verwendeten Ausbreitungsmodell und seinen Emissionsdaten sowie der zugrundegelegten Großwetterlage (für ein bestimmtes Jahr oder über eine längere Zeitperiode) finden sich in der Literatur abweichende Emissions- und Depositionsschätzungen, die aber alle hinsichtlich einer beträchtlichen „Nettoimportrate“ übereinstimmen.

³ Die geschätzten Emissionswerte basieren auf Massenbilanzen und den 1984 tatsächlich zum Einsatz gekommenen Brennstoffqualitäten. Sie beinhalten erstmals auch Schätzungen der Emissionen aus der Raffinierung von Erdöl und der Kokserzeugung. Auf Grund einer weiteren Absenkung des Schwefelgehaltes in Erdölprodukten sowie erster Emissionsminderungsmaßnahmen (Additivverfahren bei Braunkohlekraftwerken, verstärkter Einsatz von Gas und Heizöl Schwer mit 1 Prozent Schwefelgehalt auf dem Kraftwerkssektor, Wirbelschichtanlagen in der Industrie) werden für 1985/86 (allerdings auf Energieverbrauchswerten 1984 basierend) Emissionswerte von rund 150.000 Tonnen angegeben (EVA, 1986).

den dann in ein dynamisches⁴ Energiemodell, das die Energieerzeugungs- und Nachfragestruktur Österreichs abbildet, integriert. Das Modell, das mit der Methode der linearen Optimierung arbeitet, errechnet die jeweils kostenminimale Lösung progressiv ansteigender Reduktionsniveaus. Aus den errechneten Kostenminima der einzelnen Reduktionsniveaus ergibt sich eine Grenzkostenkurve der Implementierung zunehmend strengerer Emissionsstandards in Österreich. Der Verlauf der Grenzkostenkurve gibt Aufschluß über Kosten-Effektivitätsverhältnisse verschiedener SO₂-Reduktionsniveaus.

Möglichkeiten und Kosten der SO₂-Reduktion

Prinzipiell gibt es drei Möglichkeiten, SO₂-Emissionen bei Gewinnung, Umwandlung und Verbrauch von Energie zu reduzieren: eine Reduktion des Energieverbrauchs selbst, die Verwendung von schwefelarmen Energieträgern oder solchen ohne Schwefelemissionen (Wasser- oder Kernkraftnutzung, Verwendung von Erdgas und Solarenergie) sowie eine Reduktion der Schadstoffemissionen bei der Energieumwandlung selbst. So können Maßnahmen vor (durch Entschwefelung⁵ der verwendeten Brennstoffe), während (durch Beigabe von Kalkstein) und nach (Rauchgaswaschanlagen) dem Verbrennungsvorgang angewendet werden.

Maßnahmen zur Brennstoffentschwefelung

Als Maßnahmen zur Reduktion der SO₂-Emissionen bei der Verwendung von Kohle bieten sich die Verwendung niederschwefeliger Importkohle bzw. die mechanische Aufbereitung und Entschwefelung (Abtrennung des pyritischen Schwefelanteiles bis etwa 50 Prozent des Gesamtschwefelgehaltes) höherschwefeliger Kohlen an. Die Kosten einer mechanischen Aufbereitung der Kohle werden auf 1 bis 4 US-Dollar (1985) pro Tonne geschätzt (Kubitza und Leininger, 1983; Swedish Ministry of Agriculture, 1982, und Torrens, 1985). Dies entspricht 2 bis 8 Dollar/Tonne bei einer Senkung des Schwefelgehaltes der Kohle um 1 Prozent. Diese Aufbereitungskosten spiegeln sich auch in den auf den Spotmärkten realisierten Preisdifferenzialen für niederschwefelige Kohle wider. Eine Regressionsanalyse europäischer Spotmarktpreise für Kesselkohle über den Zeitraum 1984 bis 1985 ergibt ein Preisdifferential von 113 Schilling/Tonne je Prozent Abweichung des Schwefelgehaltes.

Der Schwefelgehalt der Ölprodukte wird einerseits durch die Produktqualität (das heißt mit steigender Siedelage [Schwere] des Produkts steigt der Schwefelgehalt) und andererseits durch den (stark unterschiedlichen) Schwefelgehalt der verwendeten Rohölsorten bestimmt. Die Entschwefelung der leichten Fraktionen Kerosin und Gasöl (Diesel und Heizöl Extra Leicht) kann durch hydrierende Entschwefelung auf großtechnisch erprobte Weise durchgeführt werden. Ende 1985 betrug der Schwefel-

⁴ Um hiebei nicht in eine Diskussion des zukünftigen Energieverbrauches, die außerhalb der gewählten Fragestellung lag, einzutreten, wurde die Nutzenergienachfrage über die Simulationsperiode des Modells (zwölf Jahre) konstant gehalten. Das Modell untersucht also verschiedene Emissionsminderungsszenarien bei dynamischer Energieumwandlungsstruktur, jedoch bei statischer Nutzenergienachfrage.

⁵ Im Prinzip könnten Primärenergieträger in geschlossenen Umwandlungsprozessen in völlig schwefelfreie Energieträger konvertiert werden (siehe z. B. Häfele, 1984).

gehalt dieser Produkte in Österreich 0,3 Prozent. Eine Absenkung auf 0,15 Prozent ist seitens der ÖMV für 1986 angekündigt. Die Entschwefelungskosten werden international (siehe z. B. CONCAWE, 1983 und 1984; Klaiß, Friedrich und Nitsch, 1984, und ÖMV, 1985) mit rund 110 Schilling pro Tonne bei einer Absenkung auf 0,15 Prozent und mit rund 180 Schilling/Tonne bei einer Absenkung auf 0,1 Prozent angegeben. Der Schwefelgehalt von Heizöl Leicht betrug 1985 0,5 Prozent, wobei zusätzlich eine schwefelarme Qualität mit 0,3 Prozent angeboten wurde. Der Schwefelgehalt von Heizöl Mittel betrug 1 Prozent, wobei eine Absenkung auf 0,6 Prozent für 1986 angekündigt ist. Aus diesem Grund wurden die beiden Heizölsorten bei den Berechnungen zu einer Qualität mit 0,5 Prozent Schwefelgehalt zusammengefaßt. Das offizielle Preisdifferential zwischen der Qualität mit 0,5 Prozent Schwefelgehalt und der mit 0,3 Prozent konnte 1985 am Markt nicht realisiert werden. Deshalb fanden die mittelfristig entstehenden Entschwefelungskosten (siehe CONCAWE, 1984), die dem effektiv erzielten Preisdifferential von 50 Schilling/Tonne entsprechen, als Preisauflschlag zwischen den Heizölsorten mit 0,5 und 0,3 Prozent Schwefelgehalt im Modell Berücksichtigung.

Die Entschwefelung der schweren Fraktionen (vor allem von Heizöl Schwer) kann durch den Einsatz schwefelarmer Rohölsorten, durch direkte katalytische Rückstandsentschwefelung mit Wasserstoff oder teilweise auch durch indirekte Entschwefelungsmaßnahmen (Entschwefelung der leichten Fraktionen der atmosphärischen Rückstände) erfolgen. Vor 1983 betrug der Schwefelgehalt von Heizöl Schwer 3,5 Prozent und wurde sukzessive auf derzeit 2 Prozent abgesenkt. Die Kosten der Entschwefelung von Heizöl Schwer werden durch die direkten Entschwefelungskosten oder durch die Kosten niederschwefeliger Rohölsorten bestimmt. Mit den zurzeit vorherrschenden Preisen für schwefelarmes Rohöl ist die Herstellung niederschwefeliger Produkte durch Einsatz schwefelarmer Sorten⁶ die kostengünstigste Lösung. Einem alleinigen Einsatz von schwefelarmem Nordseeöl stehen aber Erwägungen der Versorgungsdiversifizierung, handelspolitische Erwägungen usw. entgegen. Ebenso ist mittel- bis langfristig eine Angleichung der Preisdifferenziale für schwefelarme Rohölsorten an die Kosten direkter Entschwefelungsverfahren zu erwarten. Die Kosten direkter Entschwefelung von Heizöl Schwer auf 1 Prozent Schwefelgehalt werden mit zirka 350 Schilling pro Tonne angegeben. Diese Kosten entsprechen in etwa dem durchschnittlichen Preisdifferential⁷ von Heizöl Schwer mit 3,5 und 1 Prozent Schwefelgehalt am Rotterdamer Spotmarkt während des Zeitraumes 1980 bis 1985, weshalb dieser Wert im Modell übernommen wurde.

Feuerungstechnische Maßnahmen zur SO₂-Reduktion

Zu diesen Maßnahmen zählt das Additivverfahren, in dem die Reduktion der SO₂-Emissionen durch Beigabe von Kalkstein zum pulverisierten Brennstoff erfolgt. Dies

⁶ Bei Einsatz von niederschwefeligem Nordsee-Rohöl kann Diesel mit 0,1 Prozent und Heizöl Schwer mit 1 Prozent Schwefelgehalt produziert werden.

⁷ 326 Schilling/Tonne. Der Preisunterschied für schwefelarmes Heizöl zeigt die für Spotmärkte typischen starken Fluktuationen; so schwankte der durchschnittliche Preisunterschied zwischen 134 und 723 Schilling/Tonne, der geringste Preisunterschied wurde im November 1980 mit 42 Schilling/Tonne, der größte im Juli 1981 mit 3.254 Schilling/Tonne verzeichnet (siehe Platt's Oilmanac, 1984; Petroleum Economist, Ausgaben 1984 bis 1985).

hat eine Bindung des entstehenden SO₂ während des Verbrennungsvorganges zur Folge. Obwohl diese Verfahren in der Regel eine Reduzierung der SO₂-Emissionen von maximal 50 Prozent bewirken (und damit die von der Dampfkessel-Emissionsverordnung festgelegten Grenzwerte für Großanlagen nicht erreichen), bieten sie sich durch ihre geringen Kosten (praktisch nur Kosten des Kalksteins) vor allem für kohlebefeuerte Altanlagen oder, im Fall des Wirbelschichtverfahrens, zur energetischen Verwertung von Abfällen an.

Rauchgasentschwefelung

Weltweit am häufigsten finden Naßverfahren zur Rauchgasentschwefelung Verwendung, wobei als Endprodukt Gips produziert wird. Lediglich für Raffinerien oder chemische Industrien, wo nicht nur reine Kostenerwägungen der Rauchgasreinigungsanlagen, sondern auch die Möglichkeit der Verwertung des Endprodukts im Produktionsprozeß von Bedeutung sind, finden Verfahren zur Produktion von elementarem Schwefel oder von Schwefelsäure (Wellmann-Lord-Verfahren) Anwendung.

Die Kosten von Rauchgasreinigungsanlagen wurden an Hand technischer und ökonomischer Parameter von über 90 Rauchgasreinigungsanlagen (aus Literaturangaben und Herstellerinformationen) analysiert. Eine statistische Untersuchung der Investitionskosten zeigt einen nichtlinearen Zusammenhang der Investitionskosten mit der Anlagengröße, dem Abscheidegrad sowie der reduzierten Schwefelmenge. Europäische Rauchgasreinigungsanlagen, die durchwegs jüngeren Datums sind, weisen infolge eines „Lerneffekts“ niedrigere Investitionskosten auf als vergleichbare ältere amerikanische Anlagen. Demgegenüber entsprechen die Investitionskosten der ersten österreichischen Rauchgasreinigungsanlagen (siehe Energiebericht 1984) weitgehend der folgenden Schätzfunktion unter Berücksichtigung von US-Kostendaten:

$$I = 0,02713 K^{0,692} E^{1,284} R^{0,145} \quad (1)$$

wobei:

<i>I</i>	Gesamtinvestitionskosten der Rauchgasreinigungsanlage (REA) in 10 ⁶ Schilling (Preisbasis 1985)
<i>K</i>	Kapazität der REA (ausgedrückt in MW elektrischer Kraftwerksleistung)
<i>E</i>	Effizienz (Abscheidegrad) der REA, in Prozent
<i>R</i>	SO ₂ -Reduktionsmenge, in 1000 Tonnen SO ₂ pro GWA (8,76·10 ⁹ kWh) Kraftwerksoutput

t-Werte: $K = 13,06$ $E = 6,98$ $R = 2,9$

$n = 84$

$R^2 = 0,76$

Abbildung 1 zeigt die Schätzfunktion (1) und die äquivalente Funktion unter Berücksichtigung nur europäischer Anlagendaten sowie vergleichbare Literaturangaben (z. B. IKE, 1983 und 1985; UBA, 1983) in Abhängigkeit von der Anlagengröße. Die höhere Regressionsgleichung (1) unter Einschluß amerikanischer Kostendaten fand als konservative Schätzfunktion im Modell Eingang. Aus (1) ergeben sich Investitionskosten für eine Rauchgasreinigungsanlage mit 95 Prozent Abscheidegrad und einer

Anlagengröße, wie sie dem Kraftwerk Dürnrohr entspricht, von zirka 2.000 Schilling pro kW installierter Kraftwerksleistung.

Die reinen Betriebskosten⁸ wurden im Modell auf Basis einer statistischen Analyse der Betriebskosten europäischer Anlagen und in Übereinstimmung mit Literatur- und Herstellerangaben (siehe Hettelingh et al., 1984; Rentz, Hanike und Hempelmann, 1981; SGP, 1985) mit jährlich 4 Prozent der Investitionskosten für Wartung und Reparatur plus Betriebsmittelkosten (als vorsichtige Schätzung mit 1 Schilling pro kg SO₂-Reduktion angenommen) berücksichtigt.⁹

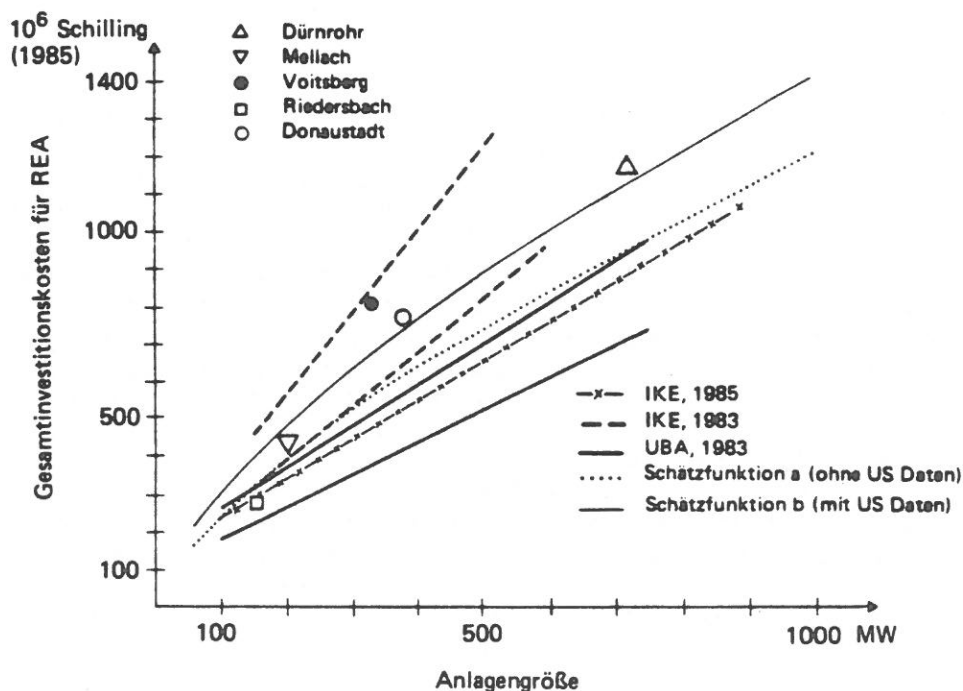


Abbildung 1: Gesamtinvestitionskosten für Rauchgasreinigungsanlagen abhängig von der Anlagengröße, in Millionen Schilling (Preisbasis 1985).

Ein dynamisches Energiemodell mit Reduktionstechnologien

Zur Ermittlung der Kosten und der Prioritäten von Reduktionsmaßnahmen, die – je nach angestrebtem Reduktionsniveau – in das Energiesystem einzuführen sind, wurde ein Computermodell der österreichischen Energieversorgung adaptiert. Grundlage

⁸ Modellintern werden die Investitionskosten gesondert verrechnet und sind daher in den Betriebskosten nicht enthalten. Die Energiemehrkosten finden im Modell als Eigenverbrauch der Anlage Berücksichtigung.

⁹ In einer entsprechenden Sensitivitätsanalyse wurden die Auswirkungen höherer Entschwefelungskosten näher untersucht.

des Energiemodells bildet das am IIASA entwickelte dynamische Programmsystem MESSAGE-II (Model für Energy Supply Systems Alternatives and their General Environmental Impact, siehe Messner, 1984, und Strubegger, 1984), das bereits weite Anwendung von der Globalbetrachtung der Weltenergiesituation (Häfele, 1981) bis zur Simulation kommunaler Energiesysteme (Amann, 1984) gefunden hat.

In der vorliegenden Modellversion wird die Verflechtung des österreichischen Energiesystems, ausgehend von der Primärenergieaufbringung über die Energieumwandlung (in Raffinerien, Kraftwerken usw.), des Transports und der Verteilung von Energie bis zum Einsatz beim Letztverbraucher, abgebildet. Das Modell enthält auf der Versorgungsseite die wichtigsten Importquellen, die heimische Energieaufbringung, den Elektrizitätssektor mit seiner Kraftwerksstruktur, die Gas- und Fernwärmewirtschaft ebenso wie die Erdölindustrie. Möglichkeiten zur Energieeinsparung finden durch die Reduktion der Heizenergienachfrage, auf Grund von Wärmedämmungsmaßnahmen sowie durch die Erhöhung des Umwandlungswirkungsgrades (vor allem Nutzung von Kraft-Wärme-Kopplung im Kraftwerkssektor und Einsatz von Wärmepumpen beim Energieendverbraucher) Berücksichtigung. Auf der Abnehmerseite wird jeweils der Bedarf der Haushalte für Heizung, Beleuchtung und Warmwasser und der Individualverkehr gesondert behandelt. Bei der gewerblichen und industriellen Nachfrage wird nach Nieder- und Hochtemperaturwärme und Transportleistungen unterschieden. Im Modell wird nicht nur die Bilanzierung der eingesetzten Energie vorgenommen, sondern auch alle anfallenden Kosten und Emissionen berechnet. Der mathematische Algorithmus basiert auf der Methode der dynamischen Linearen Programmierung (LP) und optimiert je nach Optimierungsziel, unter Einhaltung aller vorgegebenen Beschränkungen (Zubau- und Umstellungsraten, Importbeschränkungen, Marktpotentiale usw.), die zukünftige Entwicklung. Nach Vorgabe der Endnachfrage nach Nutzenergie wird vom Modell vorerst die kostenoptimale Struktur des Energieversorgungssystems ohne Maßnahmen zur Emissionsminderung ermittelt. In der Folge wird die zulässige Gesamtemissionsmenge von SO_2 schrittweise verringert und den – in neuerlichen Optimierungsläufen bestimmten – Systemmehrkosten gegenübergestellt.

Die Analyse der einzelnen Optimierungsergebnisse gestattet nicht nur die Abschätzung der Gesamt-, Durchschnitts- und Grenzkostenkurven für die SO_2 -Reduktion, sondern ermöglicht auch auf Grund des Detaillierungsgrades die Beurteilung der Prioritäten einzelner Reduktionsmaßnahmen. Das um die Rauchgasreinigungsanlagen und Brennstoffentschwefelungsverfahren erweiterte Modell beschreibt die Struktur der österreichischen Energieversorgung mit 202 „Technologien“, wobei bei Kohle nach insgesamt vier Qualitäten, bei Erdöl nach acht verschiedenen Produkten differenziert wird. Diese Systemstruktur wird von MESSAGE-II in eine Matrix mit den Dimensionen von 754 Zeilen (Gleichungen) und 935 Spalten (Variablen) übersetzt, welche die Grundlage des Optimierungsalgorithmus bildet.

Kosten der SO_2 -Reduktion

Ausgangspunkt der Simulationen des Modells bildet das Basisszenario, das auf den revidierten Emissionswerten und der Energiestruktur Österreichs für das Jahr 1984 aufbaut. Für die zukünftige Entwicklung liegen dem Modell folgende Beschränkungen zugrunde:

Aus Gründen der Versorgungssicherheit und der Diversifizierung der Primärenergieträger wurde für Erdgas eine maximale Importbeschränkung von 6,5.10⁹ m³ (60 Prozent über dem Niveau von 1984) angenommen. Der Ausbau von Wasserkraftwerken entspricht dem koordinierten Ausbauprogramm (inklusive Kleinwasserkraftwerken) des Energieberichtes 1984. In einer Variante wurden die Auswirkungen eines Zubaustopps für Wasserkraftwerke untersucht. Der derzeitigen rechtlichen Situation entsprechend wurde eine Inbetriebnahme des Kernkraftwerkes Zwentendorf in den Modellrechnungen nicht berücksichtigt.

Unter der Annahme einer Minimierung der volkswirtschaftlichen Gesamtkosten des Energiesystems bleiben die SO₂-Emissionen etwa auf dem Niveau des Jahres 1984 (210.000 Tonnen SO₂ jährlich im Fall des Basisszenarios).

Als Ergebnis der im Modell enthaltenen Technologie- und Kostenstruktur verschiebt sich der Einsatz verschiedener Primärenergieträger zwischen 1980 und der letzten Simulationsperiode des Basisszenarios (1992 bis 1996). Diese Veränderung ist in Abbildung 2 dargestellt.¹⁰

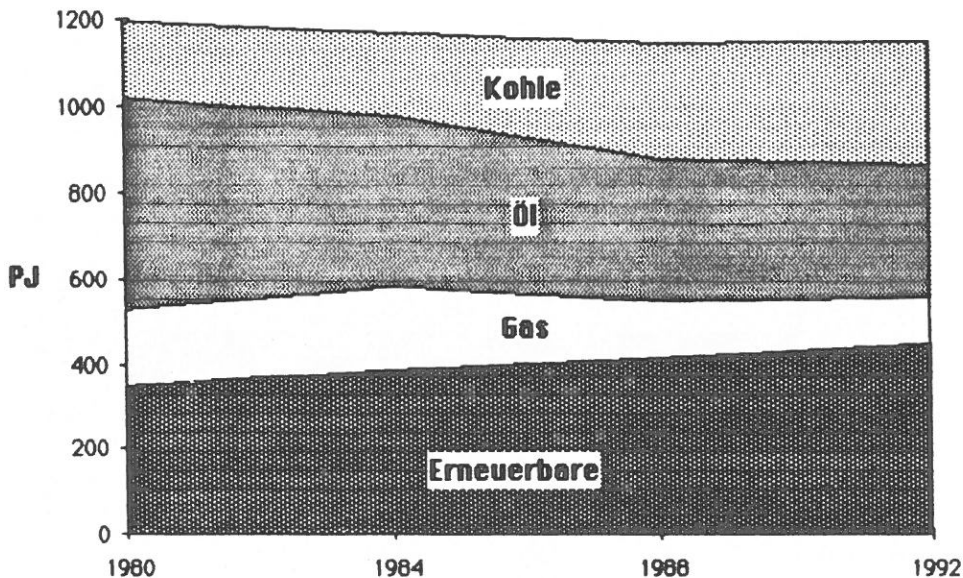


Abbildung 2: Primärenergieeinsatz Österreichs 1980, 1984 und für das kostenminimale Basisszenario bis 1992, in PJ.

Unter Zugrundelegung eines volkswirtschaftlichen Kostenminimierungskalküls setzt sich der Substitutionsprozeß Kohle gegen Erdöl weiter fort. Der Preisvorteil der importierten Steinkohle ist allerdings in gleicher Weise gegenüber importiertem Erdgas wirksam, so daß auch ein Substitutionsprozeß in dieser Richtung stattfindet. Der Anteil erneuerbarer Energieträger (Wasserkraft, Holz und Nutzung von Abfällen) steigt weiterhin als Folge der günstigen Betriebskosten, speziell der Wasserkraftwerke.

¹⁰ Das Primärenergieäquivalent von Strom aus Wasserkraft (Kategorie erneuerbare Energieträger) in den Abbildungen 2 und 3 wurde nach der Substitutionsmethode berechnet.

Das Ergebnis des Substitutionsprozesses in Richtung Kohle muß jedoch insofern relativiert werden, als sich die im Modell enthaltene Preisstruktur einzig aus Import-, Verteilungs- und Endverbrauchskosten ergibt. Eine Berücksichtigung einer differenzierten Tarifpolitik (die das volkswirtschaftliche Kostenminimum verändern würde) findet im Modell nicht statt.¹¹ Somit würde sich unter der momentan bestehenden relativen Preisstruktur (z. B. Kostenvorteil industrieller Großabnehmer von Erdgas durch günstigere Tarife zu Lasten von Kleinabnehmern) und auch aus Komfortgründen beim Endverbraucher der Primärenergieeinsatz wieder etwas zugunsten von Erdgas verschieben.

Abbildung 3 stellt die Primärenergiebilanzen des Energiesystems zu Ende der Simulationsperiode (1996) bei zunehmend strikteren Emissionsbeschränkungen dar. Der Einsatz von Kohle und zum (geringen) Teil auch von Erdöl (trotz des Einsatzes von Rauchgasreinigungsanlagen) geht zugunsten des umweltfreundlichen Erdgases zurück. Beachtenswert ist ferner, daß auch die Verbrennung industrieller Abfälle und von Hausmüll zur Energieerzeugung leicht abnimmt.

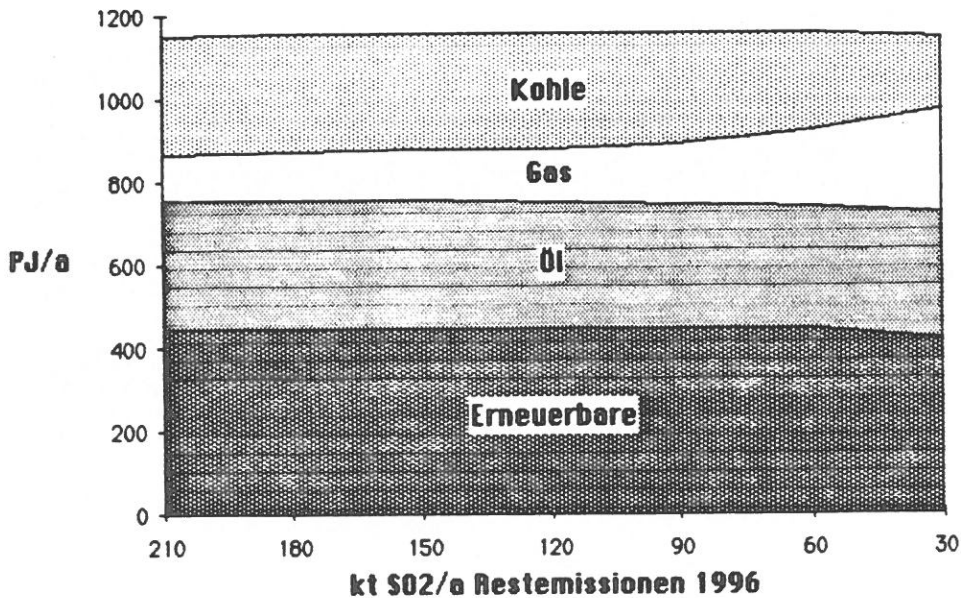


Abbildung 3: Einsatz von Primärenergie bei zunehmender SO₂-Reduktion in TJ-Primärenergie pro Jahr versus 1.000 t jährlicher SO₂-Restemissionen zu Ende des Simulationszeitraumes (1996).

¹¹ In der Modellstruktur ist eine Anpassung der vom Modell errechneten kostenorientierten Preise mit den tatsächlichen Preisen vor Steuern vorgesehen. Der Unterschied entspricht Profiten und Transfers und wird bei den Verteilungskosten aufgeschlagen (Profite) bzw. abgezogen (Transfers). Diese „Profitvariable“ wird aus einem Vergleich der vom Modell für die einzelnen Sektoren bestimmten Schattenpreise mit den Preisen des Basisjahres bzw. der Kalibrierungsperiode gewonnen. Im vorliegenden Fall wurde eine Anpassung der Modellschattenpreise nicht vorgenommen. Der Grund dafür ist, daß in der vorliegenden Arbeit die Entwicklung und Beurteilung gesamtwirtschaftlich optimaler Emissionsminderungsstrategien nicht von Profit- bzw. intersektoriellen Transfererwägungen beeinflusst werden sollten.

Neben den Veränderungen in der (Primär-)Energiesstruktur erwachsen aus zunehmend strikteren Emissionsbeschränkungen auch zusätzliche Kosten. Das vielleicht überraschendste Ergebnis der vorliegenden Arbeit ist das relativ geringe Niveau dieser zusätzlichen Kosten auch bei extremer Emissionsreduktion (siehe Abbildung 4 für die kumulativen [1984 bis 1996] Mehrkosten der Entschwefelungsmaßnahmen). Die Reduktionskosten beinhalten die Kosten der Entschwefelung sowie zusätzliche Energiesystemkosten. Die Kosten der Entschwefelung beinhalten die Aufwendungen für Rauchgasreinigungsanlagen plus die Kosten der Brennstoffentschwefelung bzw. des Imports teurerer niederschwefeliger Brennstoffe. Zusätzliche Energiesystemkosten sind jene Kosten, die bei Umstellung auf andere Brennstoffe, Neubau von Anlagen usw., entstehen.

Wie die Modellrechnungen zeigen, ist (bei gleichbleibender Nutzenergienachfrage) durch Setzen entsprechender Maßnahmen eine Reduktion der SO₂-Emissionen auf zirka 30.000 Tonnen, d. h. auf ungefähr 10 Prozent der jährlichen Emissionen 1980, durchführbar. Die Mehrkosten sind relativ gering: Bei einer Restemissionsmenge von 50.000 Tonnen pro Jahr betragen sie für den Zeitraum 1984 bis 1996 weniger als 30 Milliarden Schilling (Preisbasis 1985). Bei einer Restemissionsmenge von 30.000 Tonnen pro Jahr betragen die kumulativen (1984–1996) Mehrkosten 50 Milliarden und steigen im Falle eines 26.000-Tonnen-Restemissionsszenarios auf 80 Milliarden Schilling an.

Im Fall des Reduktionsszenarios auf 30.000 Jahrestonnen SO₂-Restemissionen entsprechen die durchschnittlichen jährlichen Mehrkosten 4 Milliarden Schilling (5,5 Schilling pro GJ erzeugter Endenergie). Dies entspricht etwa 10 Prozent des Wertes der Energieimporte nach Österreich im Jahr 1984. Die induzierten jährlichen Investi-

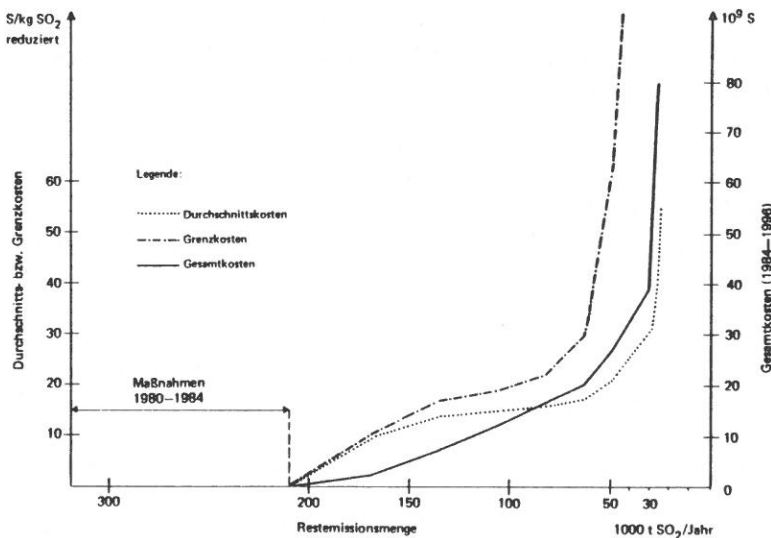


Abbildung 4: Kumulative (1984 bis 1996) Gesamt-, Durchschnitts- und Grenzkostenkurve zunehmender SO₂-Reduktion in Österreich, in Milliarden Schilling bzw. Schilling pro kg SO₂-reduziert versus 1.000 t jährlicher SO₂-Restemissionen zu Ende des Simulationszeitraumes (1996).

tionen in Entschwefelungsmaßnahmen würden mit 1,7 Milliarden Schilling etwa 7,4 Prozent der Investitionen des Energiesektors im Jahr 1985 (22,9 Milliarden Schilling, WIFO, 1986) betragen. Die kumulativen Mehrkosten von 80 Milliarden Schilling (1985) bei einer Reduktion der Restemissionsmenge auf den Extremwert von 26.000 Tonnen entsprechen maximal 8 Prozent der Gesamtkosten des Energiesystems während dieses Zeitraumes.

Aus den errechneten Mehrkosten der verschiedenen Reduktionsszenarien lassen sich die in Abbildung 4 dargestellten Durchschnitts- und Grenzkostenkurven ableiten. Wie aus Abbildung 4 ersichtlich, liegen die Durchschnitts- und die Grenzkosten bis zu einer SO₂-Reduktion auf etwa 25 Prozent der jährlichen SO₂-Emissionen des Jahres 1980 (das heißt 80.000 Tonnen SO₂-Restemissionen) relativ eng nebeneinander, was ein Indiz für die geringen Kosten der Schadstoffminderung bis zu diesem Niveau darstellt.

Bei zunehmend strikteren Emissionsbegrenzungen steigen die Durchschnitts- und Grenzkosten erwartungsgemäß stark an. Es ist interessant festzustellen, daß der Anstieg der Durchschnittskostenkurve erst ab einer Restemission von 47.000 Jahrestonnen SO₂ (also knapp 15 Prozent der SO₂-Emissionen Österreichs im Jahr 1980) dramatisch wird. Die Grenzkosten der Entschwefelung liegen bis zu diesem Reduktionsniveau noch unter 65 Schilling (1985) pro reduziertem kg SO₂, also auf einem ebenfalls relativ geringen Niveau.

Nach Abhandlung der Kosten verschiedener Emissionsreduktionsszenarien soll auch noch kurz auf eine Diskussion der Maßnahmen zur Erreichung möglichst geringerer SO₂-Emissionen eingegangen werden.

Bei zunehmenden SO₂-Emissionsbeschränkungen werden vom LP-Modell folgende Emissionsminderungsmaßnahmen in Reihung ihrer ansteigenden Kosten ausgewiesen:

Entschwefelung von schwefelreichen Brennstoffen bzw. Import niederschwefeliger Brennstoffe (vor allem Kohle).

Errichtung von Rauchgasreinigungsanlagen bei neuen Kraftwerken und bei industriellen Großfeuerungsanlagen (z. B. Hochöfen).

Einbeziehung von Altanlagen in Rauchgasreinigungsmaßnahmen.

Massiver Einsatz von Erdgas und die Entschwefelung auch niederschwefeliger Erdölprodukte (z. B. Diesel oder Heizöl Extra Leicht auf 0,1 Prozent Schwefelgehalt).

Abbildung 5 stellt das absolute Ausmaß der Reduktion der jährlichen SO₂-Emissionen in den verschiedenen Sektoren zur Erreichung zunehmend geringerer Emissionswerte dar. Das größte kurzfristige Potential (zu geringsten Kosten) hat zweifelsohne der Kraftwerkssektor (Stilllegung alter Braunkohlekraftwerke, Substitution von Heizöl Schwer durch Erdgas usw.). Nach Ausschöpfung des kostengünstigsten Emissionsminderungspotentials dieses Sektors (etwa bei einer SO₂-Reduktion um 60.000 Tonnen) müssen entsprechende Minderungsmaßnahmen im Industriesektor gesetzt werden. Erst nach Ausschöpfen auch dieses Potentials werden Emissionsminderungsmaßnahmen im Haushalt- bzw. im Verkehrssektor, der in Abbildung 5 mit dem Haushaltssektor zusammengefaßt ist, notwendig. Wie bereits erwähnt, bezieht sich diese Reihenfolge jedoch nur auf Emissionsminderungsmaßnahmen bei SO₂. Bei einer Reduktion von NO_x-Emissionen wären der Haushalt- und Verkehrssektor (als maßgebliche Verursacher von NO_x-Emissionen) vorrangig in Maßnahmen einzubeziehen.

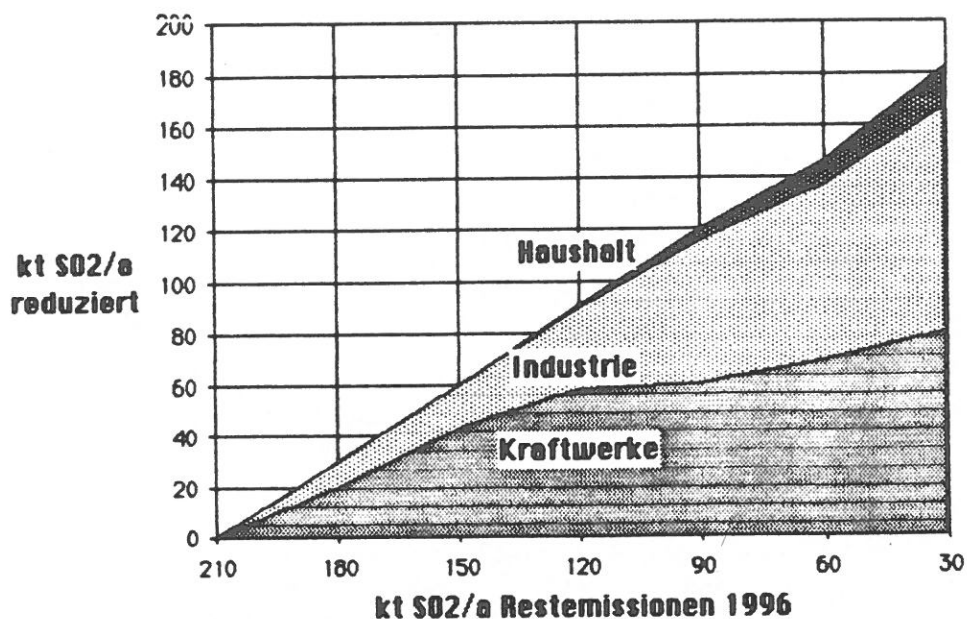


Abbildung 5: Reduktion der jährlichen SO₂-Emissionen verschiedener Sektoren bei zunehmend strikteren Emissionsstandards, in 1.000 t SO₂-reduziert versus 1.000 t jährlicher SO₂-Restemissionen zu Ende des Simulationszeitraumes (1996).

Sensitivitätsanalyse

Um die Sensitivität der Modellrechnungen und speziell der Durchschnitts- und der Grenzkostenkurven in Abhängigkeit von kritischen Inputvariablen zu testen, wurden zusätzlich zum Basisszenario noch drei weitere Szenarien gerechnet. Diese Szenarien umspannen einerseits Veränderungen in der Energiepolitik („Zubaustopp“ bei Wasserkraftwerken) und andererseits Veränderungen in der Kostenstruktur der Emissionsminderungsmaßnahmen (Annahme einer Kostensteigerung von Entschwefelungsmaßnahmen von 30 Prozent bzw. einer drastischen Verschiebung der Energiepreisrelationen durch eine einseitige¹² Verbilligung des Erdgases um 30 Prozent).

Abbildung 6 stellt die Ergebnisse der durchgeführten Sensitivitätsanalysen für die Durchschnittskostenkurve in diskontierten¹³ Schilling 1985 dar. Für die Grenzkosten- bzw. die Gesamtkostenkurven ergibt sich ein gleiches Resultat. Wie ersichtlich, erweisen sich die Ergebnisse der Modellrechnungen als robust gegenüber Veränderungen der Entschwefelungskosten bzw. des Ausbaupotentials von Wasserkraft.

Ein Zubaustopp von Wasserkraft bewirkt, daß die entsprechende Energiemenge zu etwa gleichen Teilen durch den Einsatz von Öl, Kohle und Erdgas substituiert wird.

¹² Eine Verbilligung der Ölpreise, wie sie im Vergleich zu 1984 stattgefunden hat, zeigt bei gleichbleibenden Preisrelationen zu den anderen Energieträgern keine signifikanten Auswirkungen auf die Entschwefelungskosten.

¹³ Mit 4 Prozent auf 1985 abgezinst.

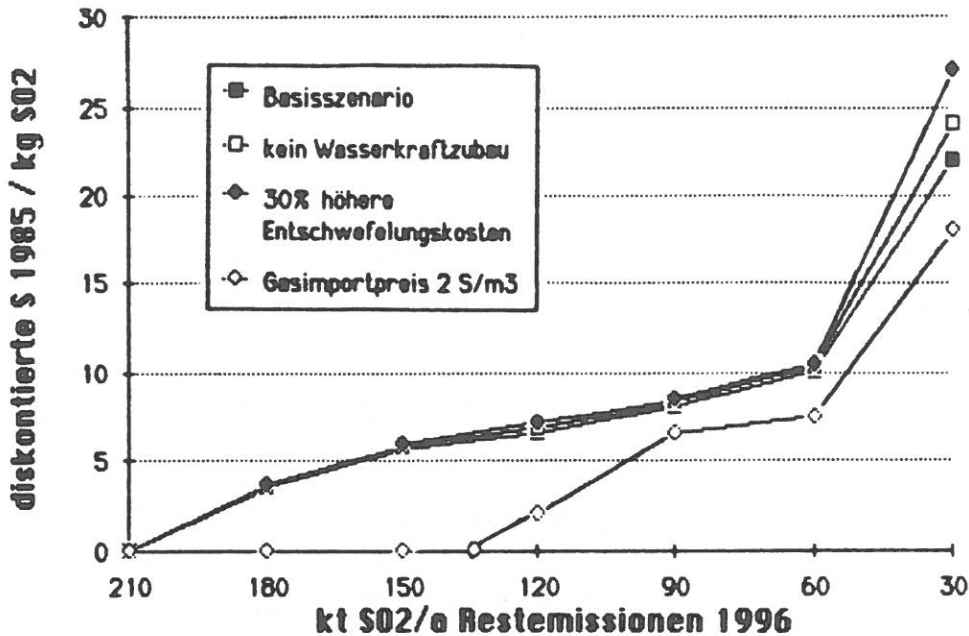


Abbildung 6: Sensitivitätsanalyse der Durchschnittskosten, in diskontierten Schilling 1985 pro kg SO₂-reduziert.

Die Mehrkosten eines Zubaustopps wirken sich hierbei nur bei extremer Emissionsreduktion merkbar auf den Verlauf der Kostenkurven aus. Die Importabhängigkeit erhöht sich in einem solchen Szenario bei Bewertung der Wasserkraft nach der Substitutionsmethode von 54 auf 58 Prozent bzw. bei Bewertung nach der Äquivalenzmethode von 67,7 auf 70,3 Prozent. Eine Erhöhung der Entschwefelungskosten bringt zwar eine geringfügige Erhöhung der Durchschnitts- und der Grenzkosten mit sich, verändert aber wegen der geringen Gesamtschwefelungskosten (etwa im Vergleich zu einer forcierten Verwendung von Erdgas) weder den Verlauf der Durchschnittskostenkurve (oder der Grenzkostenkurve) noch die Primärenergiestruktur.

Wie aus Abbildung 6 hervorgeht, bewirkt eine relative Verbilligung des Erdgases die stärksten Auswirkungen auf den Verlauf der Kostenkurven sowie zum kleineren Teil auch auf die Primärenergiestruktur (Erhöhung des Gasanteils). Am auffälligsten ist sicherlich die Reduktion der Emissionen des Basisszenarios auf zirka 130.000 Jahrestonnen SO₂. In weiterer Folge steigen aber die Mehrkosten ähnlich den anderen Szenarien an. Die Durchschnitts- und Grenzkostenkurven zeigen also – wenn auch auf etwas geringerem Niveau – dieselben Trends und erlauben dieselben Schlußfolgerungen wie die Emissionsminderungsszenarien der Basislösung.

Die Ergebnisse können also auch in Hinblick auf die 30prozentige Veränderung des Gasimportpreises als robust bezeichnet werden. Dies betrifft besonders die Aussagen über die Durchführbarkeit und die relativ geringen Kosten einer SO₂-Emissionsreduktion auf ein Niveau im Bereich von 10 bis 15 Prozent der Emissionen des Jahres 1980.

Zusammenfassung

Die hauptsächlich potentiellen Nutznießer einer Reduktion der SO₂-Emissionen Österreichs sind einerseits zu knapp 40 Prozent das Bundesgebiet selbst sowie die östlichen Nachbarländer Tschechoslowakei, Ungarn, die UdSSR und Jugoslawien mit insgesamt 42 Prozent.

Im Vergleich zu 1980 sind die jährlichen SO₂-Emissionen des Energiesektors in Österreich von 324.000 Tonnen auf geschätzte 234.000 Tonnen im Jahr 1984 zurückgegangen. Dies entspricht einer Reduktion des Emissionsniveaus von 1980 um knapp 30 Prozent, was bedeutet, daß die Verpflichtungen, die Österreich im Rahmen des internationalen Übereinkommens über grenzüberschreitende Luftschadstoffe eingegangen ist, bereits 1984 praktisch erfüllt waren. Diese Reduzierung der SO₂-Emissionen erfolgte großteils durch die Absenkung des Schwefelgehaltes in Erdölprodukten, vor allem bei Heizöl Schwer und Heizöl Mittel.

Bei Verfolgung einer rein volkswirtschaftlichen Kostenminimierungsstrategie des Energiesystems (das heißt ohne weitere Emissionsreduzierungsmaßnahmen) werden die SO₂-Emissionen etwa auf dem heutigen (1984/85) Niveau verbleiben.

Eine Reduktion der SO₂-Emissionen bis auf ein Niveau unter 10 Prozent der Emissionen des Jahres 1980 ist technisch machbar. Aus dem Verlauf der Durchschnitts- und der Grenzkostenkurve wird ersichtlich, daß erst eine Minderung der SO₂-Emissionen auf ein Niveau unter 15 Prozent (50.000 Jahrestonnen) der Emissionen des Jahres 1980 stark ansteigende Durchschnitts- und Grenzkosten der SO₂-Reduktion bedingt.

Trotzdem sind die Kosten der SO₂-Reduktion im Vergleich zu den Gesamtkosten des Energiesystems gering: Sie betragen maximal 8 Prozent der Gesamtkosten. Bei einer Reduktion der SO₂-Emissionen auf einen Wert von 30.000 Tonnen (unter 10 Prozent der Emissionen des Jahres 1980) werden die kumulativen (1984 bis 1996) Kosten auf unter 50 Milliarden Schilling geschätzt. Die jährlichen Mehrkosten des Gesamtenergiesystems würden 4 Milliarden Schilling betragen. Das jährliche Investitionsvolumen in Entschwefelungsmaßnahmen würde mit 1,7 Milliarden Schilling etwa 7,4 Prozent der Investitionen der Energiewirtschaft im Jahr 1985 (22,9 Milliarden Schilling, WIFO, 1986) betragen. Die durchschnittlichen Entschwefelungskosten würden in einem solchen Szenario unter 40 Schilling, die Grenzkosten zirka 100 Schilling (1985) pro kg SO₂ reduziert betragen. Bei einer weitergehenden Reduktion (z. B. auf 26.000 Jahrestonnen, was – unter den getroffenen Modellannahmen – den erreichbaren Grenzwert darstellt) steigen die Kosten exponentiell. Die kumulativen Gesamtkosten eines solchen Szenarios würden sich auf zirka 80 Milliarden Schilling, die Durchschnittskosten auf über 50 Schilling pro kg SO₂ reduziert belaufen. Die Grenzkosten der Schwefelreduktion steigen in solch einem Szenario auf 840 Schilling pro kg SO₂ reduziert.

Das kurzfristig größte und kostengünstigste Potential für Schwefelemissionsreduktionsmaßnahmen besteht im Kraftwerkssektor. Bei weitergehender Schadstoffreduktion müssen zunehmend auch die Emissionen von Industrieanlagen verringert werden. Das absolute Reduktionspotential der SO₂-Emissionen des Haushalts- und Kleinverbrauchssektors ist demgegenüber gering.¹⁴ Diese Schlußfolgerung bezieht sich jedoch

¹⁴ Trotzdem kann eine Reduktion der SO₂-Emissionen des Haushaltssektors eine drastische Senkung der Immissionsbelastung städtischer Gebiete bewirken.

nur auf Schwefelreduktionsmaßnahmen. Bei einer Betrachtung der Gesamtemissions-situation unter Einbeziehung der NO_x-Emissionen werden auch für diese Sektoren als NO_x-Hauptemittenten Maßnahmen vorzunehmen sein.

Es muß darauf hingewiesen werden, daß alle bisherigen Schätzungen der SO₂-Emissionen – und so auch die vorliegende – aus Datenmangel keine Emissionswerte des Nicht-Energiesektors beinhalten. Dieses Manko zu beseitigen wäre von äußerster Dringlichkeit.

Auf Grund der in der IIASA-Studie ermittelten Zusammenhänge können folgende Prioritäten bei weiterführenden Emissionsminderungsmaßnahmen vorgeschlagen werden:

Reduktion des Schwefelgehaltes höherschwefeliger Brennstoffe durch Import niederschwefeliger Kohle und weitere Entschwefelungsmaßnahmen bei Ölprodukten. Diese Maßnahmen würden Emissionsminderungen in allen Endverbrauchssektoren bewirken. Hier sollten vor allem die Qualitäten vorrangig entschwefelt werden, die von gewerblichen oder privaten Kleinverbrauchern nachgefragt werden. Die Entschwefelung von Heizöl Schwer (der schwefelreichste Brennstoff, der in Österreich angeboten wird) wäre nur dann erforderlich, wenn keine entsprechenden gesetzlichen Bestimmungen die Rauchgasreinigung bei Verwendung von Heizöl Schwer, das praktisch ausschließlich in Großfeuerungsanlagen verbrannt wird, vorschreiben.

Progressive Reduktion der Emissionen des Kraftwerkssektors unter Einbeziehung von Altanlagen und weiterer Ausbau von Wasserkraftwerken.

Einbeziehung von industriellen Großanlagen und in weiterer Folge auch von kleineren Anlagen in die Emissionsminderungsmaßnahmen. Diese können von der Installation von Rauchgasreinigungsanlagen über die Verbrennung niederschwefeliger Kohle unter Kalksteinbeigabe in Wirbelschichtöfen bis zum forcierten Einsatz von Erdgas reichen.

Absenkung des Schwefelgehaltes leichter Erdölprodukte sowie die Substitution von Kohle durch Erdgas im Haushalts- und Kleinverbrauchssektor.

In einer Sensitivitätsanalyse erweisen sich die vorgeschlagenen Maßnahmen und die Durchschnitts- und Grenzkosten für Entschwefelungsmaßnahmen in Österreich als robust gegenüber Veränderungen der Energiepolitik und des relativen Preisgefüges.

Literatur

- Akademie der Wissenschaften, 1975, Kommission für Reinhaltung der Luft, Schwefeloxide in der Atmosphäre, Luftqualitätskriterien, Bundesministerium für Gesundheit und Umweltschutz (Hrsg.), Wien.
- Amann, M., 1984, Simulation von Entwicklungstendenzen in der Raumwärmeversorgung Wiens, Institut für Energiewirtschaft, TU Wien.
- Beijer Institute (Royal Swedish Academy of Sciences) and USSR Academy of Sciences, 1983, Environmental Implications of Expanded Coal Utilization, Assessment of Recent Developments and Effects, Beijer Institute, Stockholm.
- Blank, L. W., 1985, A New Type of Forest Decline in Germany, Nature Vol. 314, 28 March 1985, pp. 311–314.
- Chadwick, M. J. – Lindman, N. (Hrsg.), 1982, Environmental Implications of Expanded Coal Utilization, Pergamon Press, Oxford.
- CONCAWE, 1983, Trends in Residual Fuel Oil Demand and Conversion Capacities in Western Europe – Impact on Sulphur Emissions, Report 14/83, CONCAWE, Den Haag.
- CONCAWE, 1984, Desulphurisation of Gas Oils, Report 11/84, CONCAWE, Den Haag.

- Deutscher Bundestag, 1983, Waldschäden und Luftverunreinigungen, Sondergutachten März 1983 des Rates von Sachverständigen für Umweltfragen, Drucksache 10/113, Bonn.
- ECE (Economic Commission for Europe), Executive Body for the Convention on Long-Range Transboundary Air Pollution, 1985, Strategies and Policies for the Abatement of Air Pollution, EB. AIR/R. 1/Rev. 1, ECE Genève.
- Eliassen, A. – Saltbones, J., 1983, Modelling of Long-Range Transport of Sulphur Over Europe: A Two-Year Model Run and Some Model Experiments, Atmospheric Environment Vol. 17 No. 8, pp. 1457–1473, Pergamon Press, London.
- Energiebericht (und Energiekonzept) 1984 der Österreichischen Bundesregierung, Bundesministerium für Handel, Gewerbe und Industrie; Sektion V – Energie (Hrsg.), Wien.
- EVA (Energieverwertungsagentur), 1986, Abschätzung der atmosphärischen Emissionen verursacht durch das Energiesystem, Internes Papier, EVA, Wien.
- Häfele, W. (Program Leader), 1981, Energy in a Finite World, a Global Systems Analysis, Ballinger, Cambridge.
- Häfele, W. – Barnert, H. – Messner, S. – Strubegger, M. – Anderer, J., 1984, Zur zukünftigen Energieversorgung: Das Konzept des neuartigen horizontal integrierten Energiesystems, Energie-wirtschaftliche Tagesfragen 1/1984, Gräfelfing.
- Hettenlingh, J. P., et al. (Hordijk, L. – Olsthoorn, A. A. – Thomas, R. – Vos, J. B. – Hafkamp, W. A.), 1984, RIM: a Modelling and Information System for Environmental Policy in the Netherlands, Instituut voor Milieuvraagstukken, Vrije Universiteit Amsterdam.
- IKE (Institut für Kernenergetik und Energiesystem der Universität Stuttgart), 1983, Bericht der Arbeitsgruppe Energiebedarf – Umwelt – Kraftwerksbetrieb zur Antwort auf die – verkürzte – Frage: Wie kann der zukünftige Energiebedarf durch umweltfreundliche Kraftwerksbetriebe gedeckt werden?, IKE, Universität Stuttgart.
- IKE, 1985, Stellungnahmen bundesdeutscher Großkraftwerksbetreiber zur UBA, 1983 Studie, internes Papier, IKE, Universität Stuttgart.
- Klaiß, H. – Friedrich, R. – Nitsch, J., 1984, Emissionen von Öl-, Kohle- und Gaskesselheizungen, in: Tagung: Umweltschutz in der kommunalen Energieversorgung, Saarbrücken.
- Kubitzka, K.-H. – Leininger, D., 1983, Conditions, Possibilities and Costs of Reducing the Sulphur Content of Hard Coal, in: Costs of Coal Pollution Abatement, Results of an International Symposium, Rubin, E. S. – Torrens, I. M. (Hrsg.), OECD, Paris.
- Last, F. T. – Fowler, D. – Freer-Smith, P. H., 1984, Die Postulate von Koch und die Luftverschmutzung, Forstw. Cbl. 103 (1984), pp. 28–48, Paul Parey Verlag, Hamburg, Berlin.
- Messner, S., 1984, User's Guide for the Matrix Generator of MESSAGE II, Part 1: Model Description and Implementation Guide, Part 2: Appendices, WP-84-71a und WP-84-71b, IIASA, Laxenburg.
- ÖMV, 1985, Zur Senkung der SO₂-Emissionen aus der Verbrennung von Mineralölprodukten, ÖMV Generaldirektion Unternehmensplanung, Wien.
- ÖStZA, 1984, Statistisches Handbuch für die Republik Österreich, XXXV. Jahrgang, Neue Folge, Wien.
- Petroleum Economist, Vol. LI No. 1 bis Vol. LII No. 8 (Ausgaben Jänner 1984 bis August 1985), Petroleum Press Bureau Ltd., London.
- Platt's Oilmanac, 1984, Platt's Oil Price Handbook and Oilmanac 60th Edition: 1983 Prices, McGraw-Hill, New York.
- Rentz, O. – Hanicke, Th. – Hempelmann, R., 1981, Einbeziehung der Umweltbelastung in Energiemodelle vom MESSAGE-Typ, Projektgruppe Techno-Ökonomie und Umweltschutz, Universität Karlsruhe.
- SGP, 1985 (Simmering-Graz-Pauker AG), interne Ausschreibungsunterlagen und persönliche Mitteilungen.
- Strubegger, M., 1984, User's Guide for the Postprocessor of MESSAGE II, WP-84-72, IIASA, Laxenburg.
- Swedish Ministry of Agriculture, 1982, Acidification Today and Tomorrow: A Swedish Study Prepared for the 1982 Stockholm Conference on the Acidification of the Environment, Ministry of Agriculture, Stockholm.
- Torrens, I. M., 1985, Controlling Acid Rain, Second U.S.-European Coal Conference, The Netherlands Conference Center, The Hague.
- UBA (Umweltbundesamt Berlin), 1983, enthalten in: Schärer, B. – Haug, N., On the Economics of

Flue Gas Desulphurization, in: Costs of Coal Pollution Abatement, Results of an International Symposium, Rubin, E. S. – Torrens, I. M. (Hrsg.), OECD, Paris.

WEC (World Energy Conference), 1985, Conservation Commission, The Environmental Effects Arising from Electricity Supply and Utilization and the Resulting Costs to the Utility, PVG/eh August 16, 1985, WEC, London.

WIFO, 1986, Monatsberichte 7/1986.