

酸性雨プログラムの削減行動パターン分析

——排出権取引制度の影響——

金 星 姫

I はじめに

酸性雨プログラムに対する研究の多くは制度の過渡期である制度初期の実績を分析するものであって，規制が完全に実施される2000年以降の規制効果に対する研究は乏しい。本稿は酸性雨プログラムの2000年以降の環境効果及び発電事業体の削減行動パターンを検討するものである。とりわけ，削減実績を発電ユニット別，州別，地域別に比較分析し，排出権取引制度が排出量削減行動にどのような影響を及ぼし，どのような変化をもたらしめているのかについて検討する。

酸性雨プログラム（1990年の大気浄化法改正案第4条）は1995年からアメリカで実施されたSO₂排出量を削減するための環境政策である。従来のアメリカの大気汚染防止規制は指令と統制型（Command and Control）の直接規制であった。これは，連邦政府が汚染物質の排出基準を定め，各州政府はその遵守方法を決め，実施・監督するといった「連邦基準—州実施システム」の自治体中心の環境規制である。一方，酸性雨プログラムは経済的手段である「排出権取引制度」を取り入れた新しい形の環境政策である。

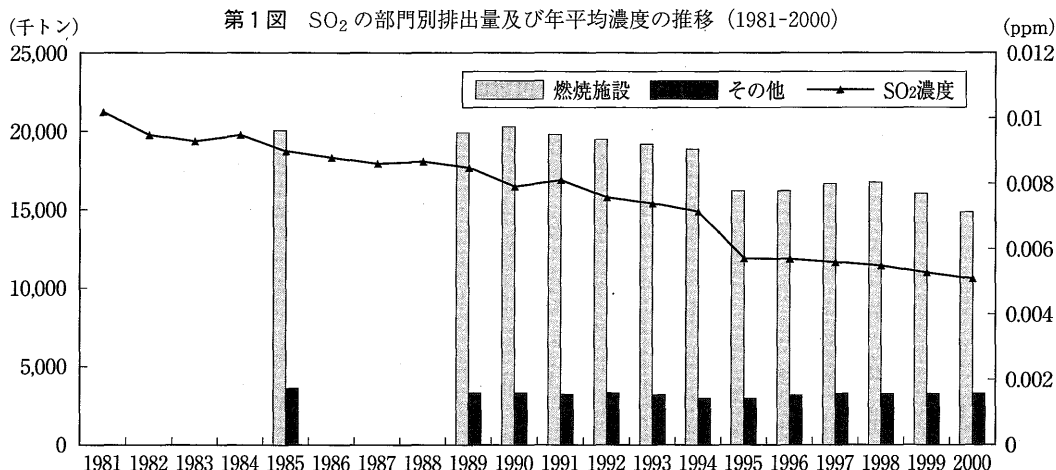
酸性雨プログラムの環境目標は，火力発電所からのSO₂の排出量を2010年までに80年代の排出水準から50%削減した約890万トンに抑えることである。まず，第1期（Phase 1：1995年-1999年）では発電容量100メガワット以上，排出率（1985年基準）2.5 lb/mmBtu以上の発電ユニットを対象とし，平均排出率を2.51b/mmBtuまでに削減することを，第2期

（Phase 2：2000年以降）では発電容量25メガワット以上のすべての発電ユニットに対して平均排出率を1.2 lb/mmBtuまでに削減するよう要求している。規制対象には過去の排出実績に応じて排出権が無償で配分され，1の排出権で1トンのSO₂が排出できる。この排出権は自由に売買でき，また未来の使用のために取っておくこともできるが，これをバンキングとよぶ。

酸性雨プログラムが導入される前の連邦基準—州実施システムにおいて，SO₂の削減方法指定，排出監視などは州の権限であった。一方，1980年代になるとアメリカの北東部における酸性雨問題が深刻化し，ここで，隣接する中西部地域でのSO₂排出が北東部の酸性雨の原因となっていたことが問題視された。中西部地域は高硫黄石炭の産地であることから，大規模，高SO₂排出率の発電所が多かったのである。しかし，中西部地域で環境規制を強化する場合の削減費用は非常に高いと予測されており，反面，その便益は小さいと評価されていた。酸性雨問題のような広域的環境問題に対し，州の利益を重視する既存の環境規制には限界があり，大規模排出源を抱える中西部地域の費用負担が新しい環境政策導入のハードルとなっていた。他方，西部地域は低硫黄石炭産地であり，排出率規制は容易に遵守されていたものの，経済成長に伴う排出量の増加が懸念されていた。

以上を政策導入の背景に，排出権取引制度を取り入れた酸性雨プログラムが1995年から実施された¹⁾。酸性雨プログラムが実施されれば10

1) 酸性雨プログラムの導入背景については金 [2005] を参照せよ。



注：燃烧施設は発電部門，産業部門の燃烧施設からの排出量。

資料：EPA [2004b].

年が過ぎ、様々なデータは排出権取引制度が実際の社会でどのように機能するのかに対する多くの答えを提供している。

II 酸性雨プログラムの環境効果

第1図はアメリカにおける1981年から2000年までの年平均SO₂濃度及び1985年から2000年までの部門別SO₂排出量の推移を表している。年平均SO₂濃度は1981年には0.0102 ppmであったが、徐々に減少し、1995年には0.0057 ppmと約半分に減少している。部門別SO₂排出量の推移を見ると他部門の排出量に変化がほとんどないのに対して、燃烧施設からの排出量は、1990年から減少し始め、1995年から著しく減少している。第2図は1980年から2003年までの火力発電所からのSO₂排出量の推移を表す。85年の総排出量は約1,600万トンあったが、1995年酸性雨プログラム導入により、85年の排出水準から約35%削減された。

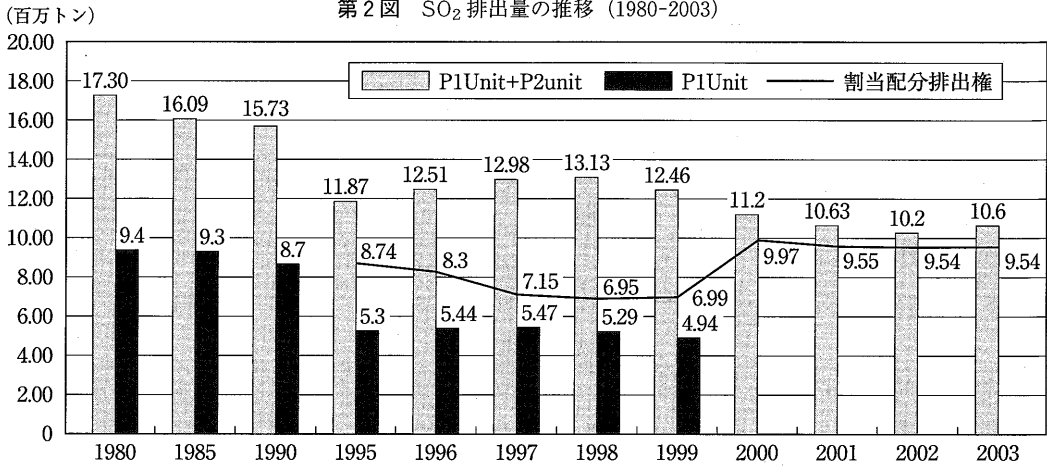
第2図の線は割当配分排出権の総量を表す。P1Unitとは第1期から規制対象となる発電ユニットのことで、P2Unitとは第2期から規制対象となる発電ユニットを指す。定義上、P1Unitは大規模・高排出率発電ユニットで、P2Unitは低排出率発電ユニットである。規制対象発電ユニットには85年から87年の熱投入量の平均を

ベースに2.5 lb/mmBtuの平均排出率をかけた分の排出権が無償配分され、2000年からは平均排出率1.2 lb/mmBtuをかけた分の排出権が無償配分されている。1995年から1997年までは脱硫装置を設置した発電ユニットにボーナス排出権が配分され、また2000年には2000年以前に削減行動を取ったP2Unitへの早期削減排出権が追加的に配分された²⁾。

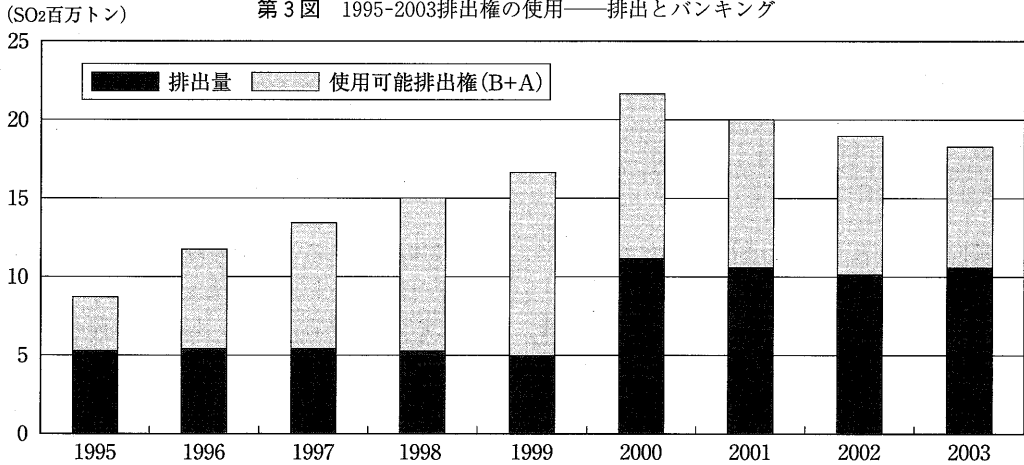
実際の排出量と割当配分排出権の総量とを比較すると、第1期では割当量よりも約3割過剰削減していたが、第2期になると割当量よりも多く排出していることが分かる。なお、第1期の排出量削減は主にP1Unitによるものである。第1図及び第2図から、1995年以降の年平均SO₂濃度改善に、酸性雨プログラム実施後の発電部門の排出量減少が寄与していることが分かる。

第3図は1995年から2003年までの割当配分排出権の使途を表す。1999年までかなりの量の排

2) 割当配分排出権には基本排出権とボーナス条項による排出権がある。基本排出権は全規制発電ユニットに配分ルール（1985-87年の熱投入量×基準排出率）により配分される排出権であり、ボーナス排出権とは省エネ、脱硫装置設置、早期削減などを促すために特別に配分される排出権である。例えば、排出量を90%削減する発電ユニットには第1期の5年間に総350万の排出権—第1期延長排出権（Phase 1 Extension Allowance）—が配分された。

第2図 SO₂ 排出量の推移 (1980-2003)

第3図 1995-2003排出権の使用——排出とバンキング



注：使用可能排出権とは前期までの累積バンキングと当年の割当排出権配分量をあわせたもの。

使用可能排出権 = $\sum (A_{t-1} - E_{t-1}) + A_t$

A：割当排出権配分量

E：排出量

B：累積バンキング残高 $\sum (A_t - E_t)$

資料：EPA [2004a].

出権がバンキングされ、バンキング残高は99年の1,179万をピークに2000年から減り始め、2003年には約770万の累積バンキングがあった。これは、P1Unitが第1期の期間中、排出権を購入して、排出量を増やすよりも、過剰削減し余剰排出権をバンキングにまわしたからである。その理由は2000年から始まる第2期では規制が厳しくなる上、P2Unitまでにと規制対象が拡

張されることから、遵守費用が高くなると予想していたからである。また、脱硫装置設置発電ユニットに配分されたボーナス排出権も過剰削減を促す一つの要因であった。これらのバンキングの目的は、第2期規制遵守を遅延させるためのものに他ならない。従って、2000年からのバンキング残高は減少しており、2000年から2003年までのバンキングの平均減少率は10%で、

第1表 SO₂ 排出率の推移 (1985-1993)

	1985	1988	1989	1990	1991	1992	1993
全ユニット							
排 出 率 (lb/mmBtu)	1.75	1.6	1.59	1.6	1.59	1.56	1.49
排 出 量 (千トン)	16,243	15,830	15,993	15,820	15,651	15,285	15,065
Table A ユニット							
排 出 率 (lb/mmBtu)	4.24	4.02	4	3.95	3.89	3.74	3.45
排 出 量 (千トン)	9,302	8,887	8,862	8,683	8,396	8,140	7,597
Table A 外ユニット							
排 出 率 (lb/mmBtu)	0.98	0.9	0.91	0.93	0.94	0.93	0.94
排 出 量 (千トン)	6,041	6,943	7,132	7,137	7,255	7,145	7,486
石炭発電ユニット							
排 出 率 (lb/mmBtu)	2.14	1.89	1.9	1.89	1.87	1.82	1.71
排 出 量 (千トン)	15,630	15,804	15,208	15,186	15,005	14,742	14,456
オイル/ガス発電ユニット							
排 出 率 (lb/mmBtu)	0.31	0.39	0.39	0.34	0.36	0.32	0.36
排 出 量 (千トン)	613	746	785	633	646	542	610

資料: Ellerman et al. [2000].

この傾向が続くとすると、約10年後にバンキングは完全になくなる。

以上のデータを踏まえると、第1期には過剰削減が行われ、第2期には第1期のバンキング分を利用することで、過剰排出が可能となり、規制遵守負担を緩和していることが分かる。

III 1995年以前の SO₂ 排出パターン

米国環境保護庁 (United States Environmental Protection Agency: 以下 EPA) は1990年の大気浄化法改正案の立法前に、酸性雨プログラムの政策効果を予測するためにICFに政策効果分析を依頼した。ICFによると従来の規制体系では2005年までにSO₂排出量は1985年の水準から25%が増加すると予測されていた (ICF [1990])。しかし、第1図、第2図からも明らかのように、酸性雨プログラムの導入前から、火力発電所のSO₂排出量は減少傾向にあった。これは、単純に基準年 (1980年) から比較すると酸性雨プログラムの環境効果が

過剰に評価されることを意味する。本章では酸性雨プログラムの環境効果を政策外の要因による効果と分離するために、1995年以前の排出傾向について簡単に述べる。第1表に1985年から1993年までの酸性雨プログラムの規制対象ユニットのSO₂排出率および排出量を表した。1993年の排出量は1985年から7.3%減少した約1,500万トンである。第1表のTable A ユニットとは第1期規制対象として法律上記載されている263の発電ユニットのことで、第1期 (1995-1999) 期間中に参加する発電ユニットがPIUnitである。PIUnitにはTable A ユニット以外に本来は規制対象ではないが、自発的に参加している代替ユニット、補償ユニットなどが含まれる。自発的に参加する形態には代替 (substitution)、補償 (compensation)、自主参加 (opt-in) などがある。代替ユニットはTable A ユニットの代わりに参加する第2期規制対象ユニット、補償ユニットはTable A ユニットにおける発電量減少を補う第2期規制対

象ユニット、自主参加ユニットは、本来は酸性雨規制対象ではない産業燃焼施設が自主的に参加するユニットのことである。しかし、実際に酸性雨プログラムに参加した自発的参加はほとんどが代替ユニットであった。

Table A ユニットは定義上高排出率、大規模の発電ユニット（発電容量100メガワット以上、SO₂ 平均排出率 2.5 lb/mmBtu 以上）であり、Table A ユニットからの1993年の SO₂ 排出量は1985年水準から約18%減少し、排出率は4.24 lb/mmBtu から 3.45 lb/mmBtu に減少している。一方、Table A ユニット以外からの排出量は発電量の増加に従って増加したが、排出率は若干減少した。全体では1993年には発電量が約9%増加したが、SO₂ 排出量は減少しており、その減少は主に Table A ユニットの排出量削減によるものであった。

酸性雨プログラムが導入される以前から規制対象となっている火力発電所の排出量が減少している理由については、(1) 規制違反のリスクを減らすための早期削減行動 (2) 州独自の環境規制の効果などが要因として考えられる。しかし、削減には費用がかかるので、酸性雨プログラムの対策であるとする(1)は1993年以前の削減を十分に説明できない。1995年以前に削減した分は取引もバンキングもできないので、企業側にすれば費用負担にしかならないからである。従って、早期削減行動を1993年以前から行うことは考えにくい。(2)については、削減行動がもっとも顕著にみられたのは Table A Unit であり、Table A Unit が多い地域は中西部地域であることから、これらの地域では厳しい州規制がかけられていないことを考慮すると1995年以前の削減行動の原因は他にあるように考えられる。

この点については、鉄道部門の規制緩和の結果、競争導入による運賃値下げが起り、低硫黄石炭燃料の経済性が高まったことから、中西部地域で1985-1993年の間に低硫黄石炭への燃料転換が集中的行われたことが主な原因として挙げられている (Ellerman and Montero [1998],

第2表 1979年-1993年、中西部地域への石炭輸送の鉄道料金

年	供給地域		
	PRB ³⁾	Illinois Basin	Appalachian
1979	2.0	3.1	3.2
1983	2.2	3.5	4.5
1987	1.8	3.2	3.0
1988	1.6	3.8	3.4
1993	1.0	3.4	2.4

単位：1990mills/トン・マイル(mills は cent の10分の1)

資料：Ellerman et al. [2000].

Carlson et al. [2000], Ellerman et al. [2000], Schennach [2000])。

1985-1993年の排出削減量を地域的にみると、当期間の削減の多くは PRB の600-1000マイル周辺の中西部地域で行われていた。第2表は1979-1993年の間の中西部地域への石炭1トンあたりの運賃の推移を表している。

アメリカ石炭産業の特性は、PRB 地域の低硫黄石炭の鉱山口価格が他の競争的地位にある中西部産地 (Illinois Basin) と南東部産地 (Appalachian) に比べて安い点にある。\$0.2-0.3/mmBtu のPRB石炭の SO₂ 排出率は0.51-1.2 lb/mmBtu であり、価格面でも SO₂ 排出率でも優位である。従来 PRB 石炭が利用されていなかった理由は、運輸コストが最終価格の3分の2から4分の3を占め、割高になるからである (Ellerman et al. [2000])。

しかし、1980年代鉄道の規制緩和による長距離鉄道料金の引き下げは PRB 石炭に競争力を与え、中西部の発電所に PRB 石炭に燃料転換するようなインセンティブを与えた。Carlson et al. [2000] は、第1期における低硫黄石炭への燃料転換による削減に関して、鉄道規制緩和による運輸料金の値下げを原因とする燃料転換を「経済的転換 (economic switching)」とし、酸性雨プログラムの規制効果とは区別している。Schennach [2000] は1995年から1997年までの削減量の内、酸性雨プログラムによる削

3) PRB (Power River Basin) はアメリカ西部 Wyoming 州の北東部に位置する低硫黄石炭産地である。

第3表 規制対象ユニット数 (1995-2003)

年	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
ユニット数	445	431	423	408	398	2,262	2,792	3,208	3,497

資料：EPA [2004a].

稿では削減行動のパターンを分析することを目的に比較分析するので、大きい差し支えはないと考える。2000年の基準排出量 (RE2000) は、1990年の排出率に2000年の熱投入量をかけて得られ (式2), 2000年の削減量 (R2000) は、2000年の基準排出量から2000年の実質排出量を引いて得られる。要求削減量 (Required Reduction: RR) とは規制を遵守するために削減しなければならない削減量のこと、基準排出量から排出権の割当配分量を引いて得られる (式3)。

3 発電ユニット別削減行動パターン

(式1) を用いて1996年と2000年の発電ユニットごとの削減量 (R) を推定し、削減量の大きい発電ユニットから小さい発電ユニットを連続する線で表したのが、第4図と第5図である。1996年には少数の発電ユニットで大量の削減が行われている。削減量の大きい連続する100の発電ユニットの削減量は全体の84%を占めており、50の発電ユニットの削減量は総削減量の6割を占めていた。19万トン以上削減したユニットは4つのユニット (Ohio州の Gen J M Gavin 発電所の2つの発電ユニットと Tennessee州の Cumberland 発電所の2つの発電ユニット) で、これらの削減量だけで93万トンに上る⁴⁾。

2000年の基準排出量 RE2000は約1,883万トン、排出量 E2000は1,097万トンで約786万トンの削減が行われた。各ユニットにおける削減量の分布は第1期と同様、ほとんどのユニットでは、排出量削減は行われず、削減の多くは上位200ユニットで行われている (第5図)。削減量の大きい、上位100のユニットの総削減量は554万トンで全削減量の70%を占め、上位

第4表 SO₂の年平均排出率 (lb/mmBtu)

	第1期 (379ユニット)		第2期 (1380ユニット)	
	1990年	1996年	1990年	2000年
全ユニット	3.63	1.86	1.76	1.02
P1Unit			3.78	1.54
P2Unit			0.97	0.83
上位100ユニット	4.46	1.33	4.62	1.01

注：第2期のP1Unit数は342、平均値は加重平均を採用。

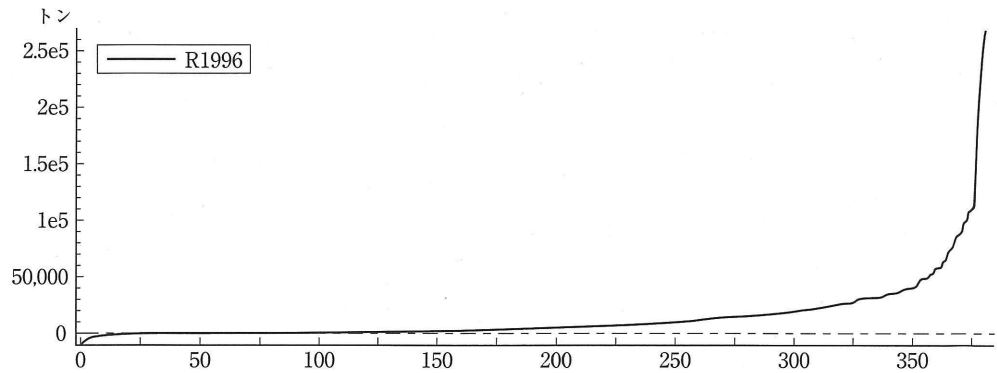
200のユニットの削減量合計は約700万トンで、約89%を占める。

第4表はユニットの年平均SO₂排出率を表わす。排出権の初期割当の基準となった平均SO₂排出率は第1期が2.5 lb/mmBtu、第2期が1.2 lb/mmBtuである。第1期の1996年の年平均排出率は1.86 lb/mmBtuで基準値 (2.5 lb/mmBtu) より低い。上位100ユニットの年平均排出率は1990年の4.46 lb/mmBtuから1996年には1.33 lb/mmBtuまで約70%減少しており、より汚い排出源 (高い排出率ユニット) がより削減していることが分かる。2000年の年平均SO₂排出率は基準値 (1.2 lb/mmBtu) 以下の排出率であるが、P1Unitの場合は基準値以上の排出率である。また、P1Unitの削減はほとんど第1期で行われており、第2期における追加的削減は少なかった。P2Unitは1990年の時点ですでに基準値より低い排出率であったが、2000年には約14%減少している。

第6図に2000年のP1UnitとP2Unitの排出量を比較したものを表わした。P1Unit (総342ユニット) の1990年の排出量は約932万トンであったが、2000年には約半分の449万トンに削減された。しかし、これは、2000年の排出権の割当量288万を超える水準であり、第1期期間のバンキングを利用し、第2期の遵守対策を遅

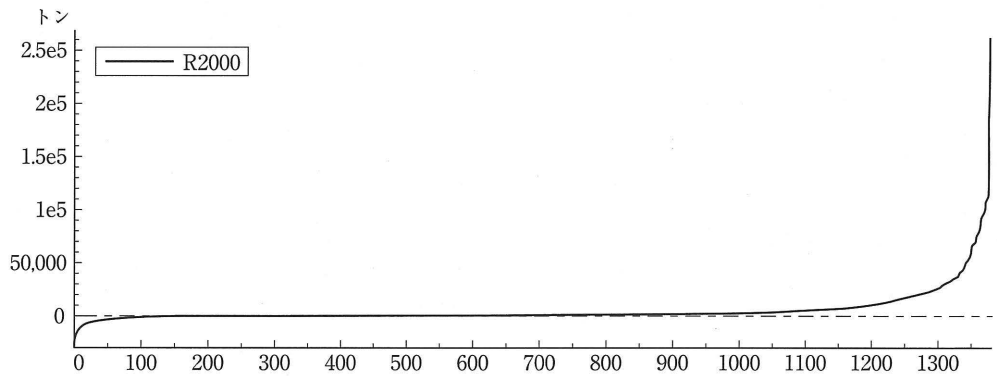
4) 第1期の削減行動に関するより詳しい分析に関しては Ellerman et al. [2000] を参照せよ。

第4図 発電ユニット別 SO₂ 削減量 (R) の分布 (1996年)



資料：EPA [1997].

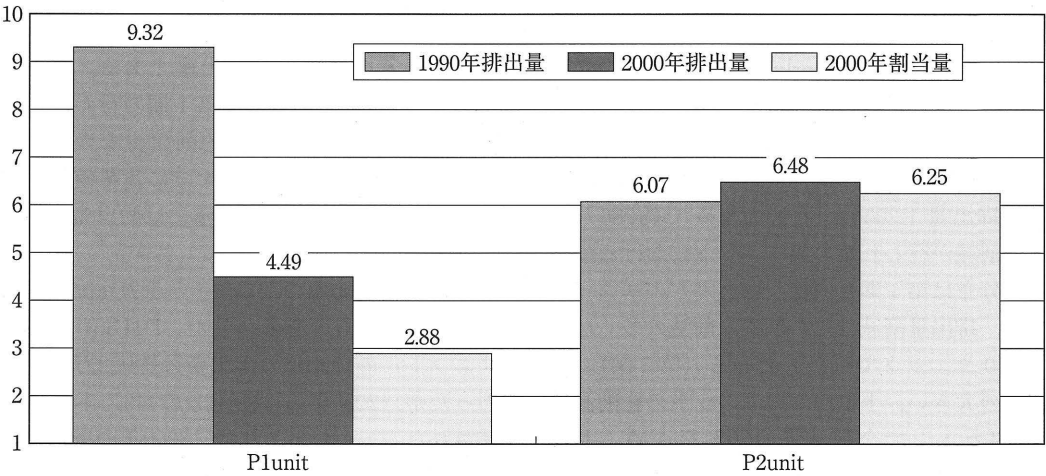
第5図 発電ユニット別 SO₂ 削減量 (R) の分布 (2000年)



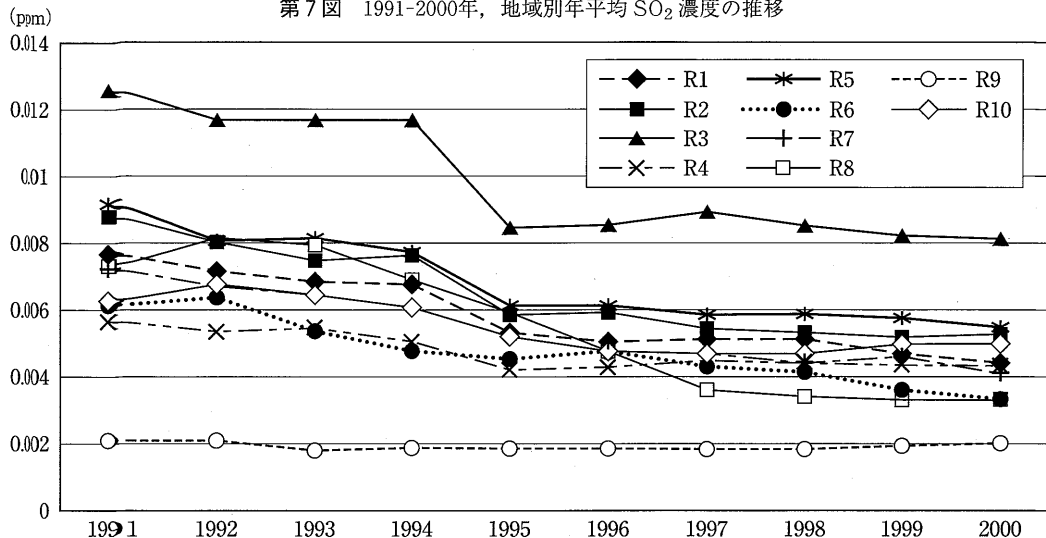
資料：EPA [2001].

(SO₂百万トン)

第6図 P1Unit, P2Unit の SO₂ 排出量比較



資料：EPA [1997], [2001].

第7図 1991-2000年、地域別年平均 SO₂ 濃度の推移

注：R1からR10までの地域区分はEPAの環境モニタリングによる区分。

R1, 2, 3は北東部, R4, R6の一部は南東部, R5, R7の一部は中西部, R6-10は西部に該当。

資料：EPA [2004b].

らせていることがわかる。P1Unitの発電量は熱投入量比で1990年の水準から19%増加した。

一方、P2Unitの1990年の排出量は607万トン、2000年の排出量は648万トンと約7%の増加した。発電量は1990年の水準から25%増加した。P1UnitとP2Unitの排出率の変化を考慮するとP2Unitにおける排出量は増加しているものの、排出率は減少しており、この排出量の増加は主に電力需要増加によるものである。

4 地域別環境改善効果

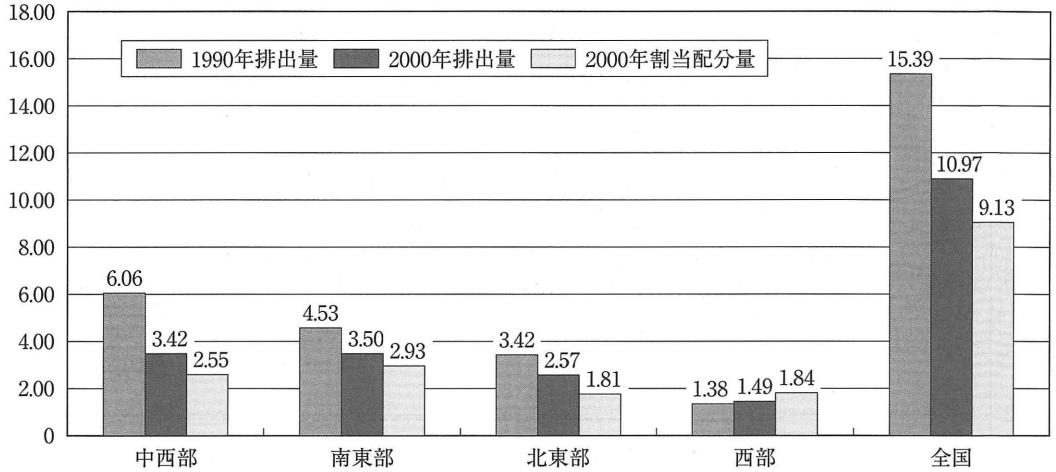
第7図に地域別年平均SO₂濃度(1991-2000)を表した。アメリカのSO₂濃度の地域間格差は大きく、年平均SO₂濃度がもっとも高いのはR3, R5, R2の順である⁵⁾。R3での環境改善がもっとも著しく、R9の変化はほとんどなかった。その他の地域では1991年以降継続的減少傾向にある。SO₂は広域的汚染問題を引き起こす汚染物質であるので、R3での著しい濃度減少がR3地域のみの排出量減少によるものであるとは限らない。以下州別、地域別

削減行動パターンをさらに詳しく分析する。

第8図に地域別排出量と排出権の割当量を表した。排出権取引制度の導入で排出権を購入することによって規制値より排出量を増やすことが可能となる。2000年のSO₂排出量は1990年の約7割であり、2000年の排出権の割当量913万に対して、排出量は1,097万トンで、割当量より約2割多くなっている。中西部、南東部、北東部地域は割当量より多く排出しているが、西部地域は1990年より増加しているものの、2000年割当より少ない。1990年の排出量と2000年の排出量を比較すると、特に中西部地域の排出量削減が著しい。年間排出量の地域別割合を見ると、中西部地域の排出量が総排出量の内占める割合は1990年の40%から2000年の31%に減少した(第9図)。

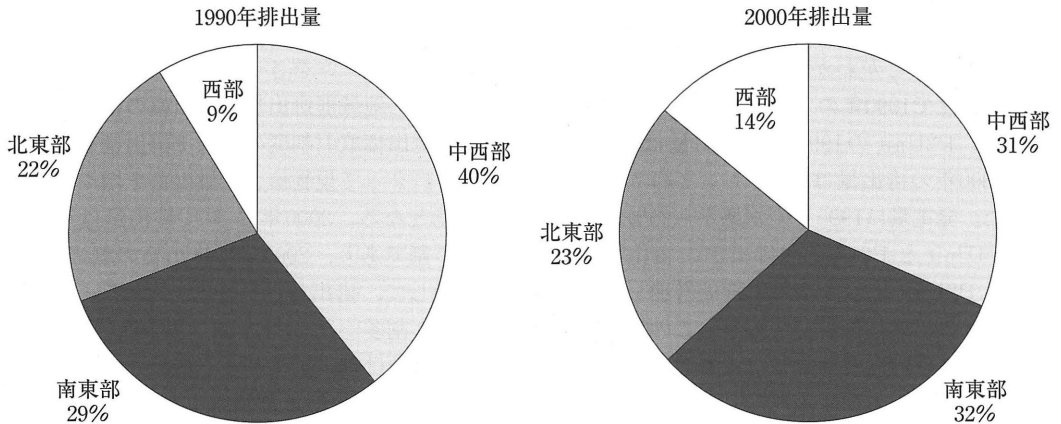
もっとも環境改善が見られたR3地域が中西部地域に隣接していること、排出量削減が主に中西部地域で行われていたことから、酸性雨プログラムの実施により、全体的環境改善が見られ、とりわけ北東部の環境改善に中西部地域での削減が寄与していることが分かる。

5) R1-R10の分類に関しては<http://www.epa.gov/epahome/locate2.htm>を参照せよ。

(SO₂百万トン)第8図 地域別 SO₂ 排出量及び排出権の割当配分量

資料：EPA [2001], EPA 酸性雨プログラム規制対象リスト (2000年度版)。

第9図 地域の排出量の割合の変化



資料：EPA [2001], EPA, 酸性雨プログラム規制対象リスト (2000年度版)。

5 排出権取引制度の削減行動への影響

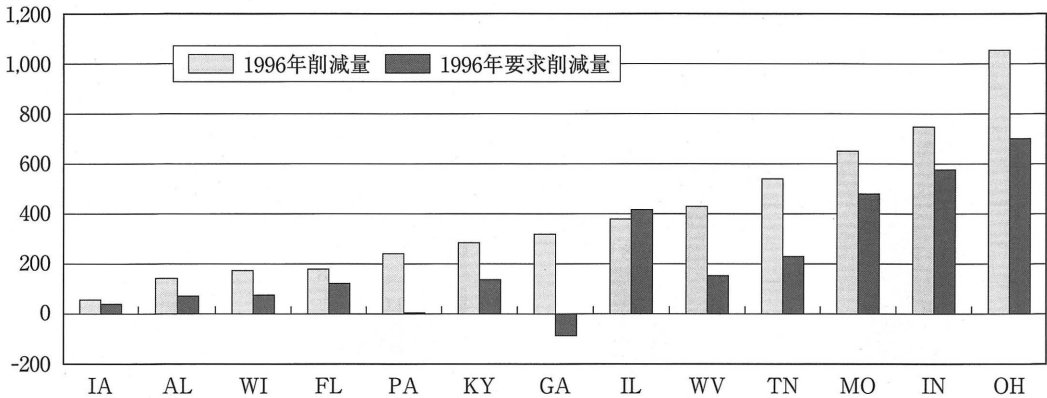
排出権取引制度が発電事業者の削減行動に及ぼした影響を検討するために、要求削減量と実質削減量の関係を比較する。要求削減量とは排出権の割当配分量を尺度とし、どのくらい削減しなければならないかを表わすもので、基準排出量 (RE) から割当配分量 (A) を引いて得られる (式3)。これに対して削減量とは実際の削減量で、基準排出量 (RE) から実際の排出量 (E) を引いて得られる (式1)。要求削減量 (RR) > 削減量 (R) の場合は割当量より

多く排出していることを意味し、要求削減量 (RR) < 削減量 (R) は割当量より少なく排出していることを意味する。従来の直接規制の枠組みでは $RR \leq R$ でなければならない、企業にとっては $RR < R$ のメリットは少ない。そこで、本分析では RR と R の間のばらつきを排出権取引制度の影響と考える。第10図、第11図のそれぞれに、1996年と2000年の削減量 (R) 及び要求削減量 (RR) を州別に表している。

単純に排出量と割当配分量を比較するよりも、このように要求削減量と削減量を比較すること

(SO₂千トン)

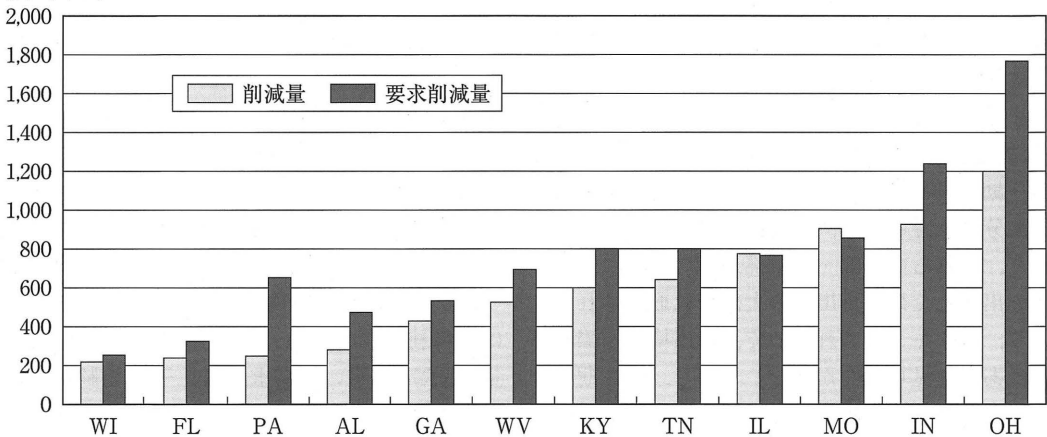
第10図 州別削減行動 (1996年)



資料: EPA [1997].

(SO₂千トン)

第11図 州別削減行動 (2000年)



資料: EPA [2001].

によってより詳しい情報を得ることができる。例えば、第10図の Georgia州 (GA) の要求削減量が負であるということは排出権取引のキャップが負担にならないことを意味する。このような要求削減量と削減量の関係から、排出権の割当キャップの負担の大小を図ることができる。

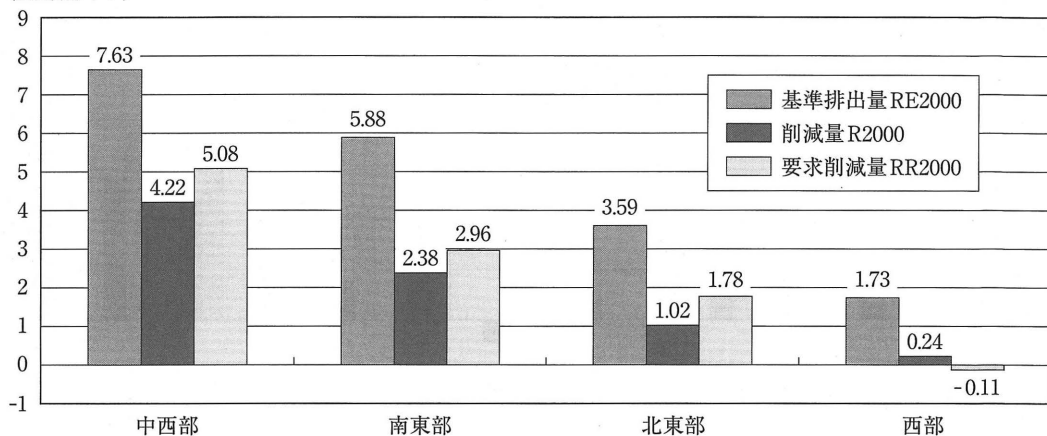
1996年に20万トン以上削減している州は9つの州で、主に中西部と南東部の地域に位置する州である。これらの州では要求削減量より多く過剰削減している。中西部地域には高硫黄石炭地があり、南東部地域においても主に高硫黄石炭を利用していた。Kentucky, Tennessee,

West Virginia は主に脱硫装置を削減方法として取っており、Ohio, Indiana 州は脱硫装置と燃料転換が半々であった。例外的な州は Illinois 州である。Illinois 州の場合、Illinois Power 社による脱硫措置設置計画が州公益事業委員会の料金審査において拒否されたことから、脱硫措置設置が延期され、遵守方法として排出権の購入が取られた。

中西部地域における大量削減の背景には低硫黄石炭の利用が容易になった点と脱硫装置に規模の経済性が働いている点がある。脱硫措置の SO₂ 削減トン当りの費用は削減量が多ければ多いほど安くなる。酸性雨プログラム対応のた

(SO₂百万トン)

第12図 地域別削減行動 (2000年)



資料: EPA [2001].

めに設置された脱硫措置 30 の内23が中西部地域に位置していた。

また、排出権の初期配分において、1997年までに脱硫措置を設置する発電ユニットに対して、第1期中約350万の排出権（延長排出権）が追加配分されたことも、脱硫措置の設置を促した。ただ、これら中西部・南東部地域の削減により生み出された余剰排出権の大部分は取引されるより、バンキングされたので、排出権の州際移動はあまり見られなかった。しかし、第2期に入ると中西部、南東部地域の州の過剰削減行動はなくなり、過剰排出が見られている。中西部・南東部地域においては第1期中のバンキング排出権を利用し、さらなる削減行動を先延ばしにしていた。Illinois 州の Illinois Power 社は第2期の規制遵守のため、延期していた脱硫措置を設置したので、要求削減量より若干多く削減している。第2期の総削減量786万トンの内89%にあたる699万トンが第11図に示した12州で削減されており、Ohio から Georgia 州までの8州の削減量合計は600万トンで総削減量の76%を占める。

次に2000年の排出権取引制度の地域への影響を見る（第12図）。2000年の削減量と要求削減量の関係を見ると中西部、南東部、北東部において削減量<要求削減量で、西部地域では削減

量>要求削減量であった。中西部地域の基準排出量からの要求削減量は約67%に上り、酸性雨プログラムは中西部における排出削減を意図している政策であることが伺える。

6 酸性雨プログラムの地域別負担度

続いては、次の2つの計算式を用いて酸性雨プログラムの地域別負担度を推定する。ここでは基準排出量（RE）、削減量（R）、要求削減量（RR）を用いて要求削減比率と規制遵守度を求める。この分析手法は、基準排出量、排出量、規制値を利用して1973年から79年までの規制遵守行動を検討し、電力事業体の規制の負担について検証した Gollop and Roberts [1985] にならったものである。

要求削減比率

$$= \text{要求削減量 (RR)} / \text{基準排出量 (RE)} \quad (\text{式 4})$$

規制遵守度

$$= \text{削減量 (R)} / \text{要求削減量 (RR)} \quad (\text{式 5})$$

要求削減比率とは要求削減量を基準排出量に割った比率のことで、規制の目標値が該当地域においてどれくらい厳しいものであるかを表す尺度となる。要求削減比率 ≤ 0 だとその規制に

第6表 地域別の規制の負担度

2000年	中西部		南東部	北東部	西部
要求削減比率	0.666		0.503	0.496	—
規制遵守度	0.831		0.804	0.573	—
1976—1979年*	中西部*	5大湖*	南部	北東部	西部
要求削減比率	0.126	0.403	0.156	0.328	0.287
規制遵守度	0.423	0.497	0.569	0.498	0.696

注：1976-1979年の数値は Gollop and Roberts [1985] から引用。

中西部* IA, KS, MN, MO, NE, ND, SD

5大湖* IL, IN, MI, OH, WI

意味がないと解釈される。規制遵守度は定められた規制値がどのくらい遵守されているのかを表す尺度である。この数値は1に近いほど規制が遵守されていることを意味する。規制遵守度 >1 は定められた規制値よりも多く削減する場合を指す。また、規制遵守度 <0 はまったく削減されていないか（削減量が負の場合）、規制そのものが削減を要求していない（要求削減量が負の場合）ことを意味する。第6表に地域別の要求削減比率と規制遵守度を表し、これを Gollop and Roberts [1985] の研究結果と比較する。

第6表の上段は2000年のデータを用いて作成したもので、下段は Gollop and Roberts [1985] の研究結果を引用したものである。1970年代の SO_2 削減政策は5大湖、北東部、西部において厳しく、規制遵守度は西部、南部の順に高かった。Gollop and Roberts [1985] によると、5大湖地域の場合の許容排出率は北東部の約2倍であり、要求削減比率が高いのは基準排出が高いからであった。

2000年には全体的に要求削減比率及び規制遵守度が高くなっている。要求削減比率は中西部及び南東部で高くなっており、規制遵守度も改善されている。西部地域においては要求削減量が負であるので、規制の負担はなく、要求削減量 $<$ 削減量であった。

注目しなければならない点は、酸性雨プログラムがより厳しい環境目標を設定していたにも

かわらず、1970年代より規制遵守度が改善されていることである。この背景には排出権の売却による削減費用節約の可能性がある。例えば、脱硫装置はもっとも高費用の遵守手段であるが、排出権が無償で配分されるので、脱硫装置により生じる余剰排出権を売却すれば、削減費用を相殺できる。つまり、中西部や南東部においては排出権取引制度導入が総削減費用の節約につながり、このインセンティブが規制遵守度改善の背景にあると考えられる。

7 分析におけるバイアス

最後にこれらの分析結果の解釈における留意事項について簡単に述べる。本稿の分析においては1990年、及び2000年の排出量が1トン以上、熱投入量100万mmBtu以上の発電ユニットを分析対象としている。最初の条件をみたすためには1990年にすでに運転を開始している発電ユニットに限られるので、1990年以降に運転を開始した発電ユニットや排出率の低い発電ユニットなどが分析対象から除外される。分析対象外となった発電ユニットの排出量への影響は約2%で非常に少ないが、排出権の割当配分量から見ると、2000年の総割当量が997万であるのに対して、分析対象発電ユニットの総割当排出権配分量は872万で全体の約88%であり、分析対象外の発電ユニットが12%を占める。低排出発電ユニットを分析対象外とする、排出量と割当排出権配分量の差を過大評価するバイアスがある。なお、1990年以降に建設・運営された新規ユニットに対する分析が今後必要である。

V 終わりに—削減行動の環境への影響

酸性雨プログラムはもともと排出の地域的制限を設けていない。つまり、排出権を購入することによって排出量を自由に調整できるのである。排出権取引制度の導入が議論された当時、特に北東部地域を中心とする環境運動家たちは汚い大規模の排出源からの排出量の増加が酸性雨問題を深刻化させるのではないかと懸念していた。例えば、New York州の排出権売買の制