

研究論文

電力供給計画モデルを用いた中国における 環境負荷排出削減ポテンシャルの評価

An Assessment of CO₂ and SO_x Emission Mitigation Potentials
by Using Electric Power Planning Models for Three Regions in China

西村一彦*・中野 諭**
Kazuhiko Nishimura Satoshi Nakano

(原稿受付日2003年10月7日, 受理日2004年8月4日)

Abstract

We estimate CO₂ and SO_x mitigation potentials of the electric power supply sector in three developing regions in China, namely, the East, the North and the Sichuan power grids, by varying the emission constraints of the dynamical cost-minimum power planning model. The model considers the accessibility of the western natural gas reserve to the East and the Sichuan region, while substitution from coal to oil is considered in the North. The results show that (1) about 5 mega tons of CO₂ can be mitigated by ¥3,000 per ton of CO₂ in the East region, (2) 4–20 mega tons by ¥200–¥1,000 in the North, (3) 3 mega tons or less by ¥2,000 in Sichuan. Unit CO₂ mitigation costs increase after 2010 or later due to the introduction of natural gas, except in the North. As for SO_x, unit mitigation costs were estimated to be constant around ¥300 per kg of sulfur except in Sichuan, declining after 2010 due to sulfur intensive coal consumption.

1. はじめに

近年、中国はめざましい経済発展を続けているが、それに伴ないエネルギー消費量も急増しており、現在では北東アジア地域のエネルギー総消費量の約6割を占める¹⁾に至っている。中国における主要エネルギー源は石炭であるため、このままの推移が続けば二酸化炭素(CO₂)や硫黄酸化物(SO_x)の大量排出が見込まれ、温暖化や大気汚染などの越境性をもつ環境問題も深刻化すると考えられる。

北東アジア地域の持続可能な発展を考える場合、中国が経済発展を維持しつつ、適切な環境投資が行われることが重要である。その際、日本のような環境負荷削減の余地があまり残されていない国よりも、中国に投資される方が効率的であるのは明白である。実際上においても、京都メカニズムのような、他国における環境負荷削減を自国の目標達成に利用できるしくみによって、日本から中国への環境投資のインセンティブが高まりつつある。

このような状況においては、中国への環境投資に際し、どの程度の費用でどの程度の排出削減が可能なのかといった、環境負荷排出削減ポテンシャルの定量的評価が必要と

なる。本稿は、経済発展と共に急速な需要増加が見込まれる電力エネルギーに焦点を絞り、さらに対象地域として、経済成長の著しい沿海部に位置する華東電力網、北京市を擁する華北電力網、および主要電源に水力を有する四川電力網(重慶含む)を選び、発電起源の環境負荷排出量と、その削減費用との関係を明らかにすることを目的とした。

この分野における先行研究では、評価対象とする技術代替やその規模を予め想定する²⁻⁸⁾、あるいは当事者の合理的行動をモデル化する^{9)・10)}ことによって、排出削減量や追加的費用の評価を行うのが一般的である。これらの研究では、特定の評価対象技術あるいは一定規模の排出制約に対する排出削減量やその費用が算定されるが、排出削減量の大小に対する単位削減費用の違いや、将来起り得る削減費用の変化に関する分析などは殆どなされていない。

然るに、規模の異なる排出削減量を扱うには、時間帯で異なる電力需要を賄いつつ燃料代替などによって削減を行う運転計画のみならず、長期的に増加していく電力需要を賄いつつ既設設備や新設予定設備の停止や起動時期の調節によって比較的大規模な削減を行う設備計画を、それらの相互関係も含めて同時に扱うことが要求される。その際、各々の地域における需要特性や燃料価格、既設・新設設備のスペックや建設・運転コストといった実態や特徴と、その運用における意思決定を十分に考慮することが当然求められる。

そこで本研究では、対象とする三つの地域における発電

*日本福祉大学経済学部助教授

E-mail: nishimura@n-fukushi.ac.jp

〒470-3295 愛知県知多郡美浜町奥田

**慶應義塾大学大学院商学研究科博士後期課程

〒108-8345 東京都港区三田2-15-45

設備の運転および建設計画を、予め用意された電力需要の予測値を供給側がみたすことを条件に、運転費や設備費からなる総費用を最小化するべく決定する電力供給計画モデルを用いた。このモデルは、中国電気事業の電力需給計画モデル¹⁾を参考に、その供給計画モジュールに対して環境負荷排出制約や長期の費用構造分析を行なうために大幅な改造を施したものである。電力供給計画モデルでは、(1) 既設設備を考慮しながら新設予定の発電設備の運用開始時期と(2) 電力需要の年時変動を考慮しながら既設および新設設備の運転計画を決定する。その際、三地域で利用可能な新旧あわせて850基以上の発電設備に関するスペックやコスト、新設予定設備の運用開始可能時期、燃料価格などに関するデータを文献^{12~16)}に基づいて作成した。

電力需要の予測期間は2022年までとした。ただし、2010年までの期間の予測には計量経済分析に基づく電力需要モデルの値を用い、それ以降は外挿値を用いた。表1に、本研究で用いた各地域での電力需要の予測値を示す*1。尚、排出削減の実行可能性を十分確保する意味で、(1) 華東および四川地域に関しては2004年以降、天然ガス火力が西気東輸計画の範囲（最大120億m³/年、約1.3元/m³）で利用可能であり、(2) 華北地域に関しては、石油火力がバックストップ技術として導入可能であるものとした。石炭価格は、華東において165~190元/ton、華北において125~145元/ton、四川において95~131元/ton、石油価格は900~1100元/tonとした*2。発熱量等は文献¹⁷⁾を参照した。換算レートは1元=15円を用いた。各地域における新規石炭火力発電設備のコストデータの一部を、表2に示す。

表1 電力需要の実績と予測

代表年	'92	'95	'98	'01	'04	'07	'10	'13	'16	'19	'22	
<i>k</i>	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	
華東	GW	20	29	39	51	64	79	97	113	130	146	163
	TWh	135	185	244	313	385	467	563	650	739	828	917
華北	GW	17	22	30	41	54	69	89	106	124	142	159
	TWh	117	155	211	289	377	486	624	743	867	991	1114
四川	GW	4	6	8	10	14	19	27	31	37	42	48
	TWh	28	35	46	63	85	114	151	177	207	236	266

表2 新規石炭火力発電設備に関する各種コスト
(規模別平均)

	規模	割合	燃料消費	運転費	修繕費	資本費
	MW	%	g/kWh	元/kW	元/kW	元/W
華東	125以下	4	353	33.5	60.8	3.13
	126-300	22	323	52.3	70.6	2.87
	301以上	74	296	56.3	102	5.01
華北	125以下	0.3	358	36.0	57.0	6.00
	126-300	29.7	331	47.4	69.2	4.24
	301以上	70	308	57.6	101	5.86
四川	125以下	7	362	33.3	61.2	3.04
	126-300	30	335	43.4	67.8	3.43
	301以上	63	312	57.4	99.6	2.87

*1 実際には1992年から2001年までの実績値に基づいてモデルの説明力を検証した。

*2 化石燃料の予想価格は文献¹⁰⁾を参考にしているが、不確実性も大きい。

環境負荷排出削減ポテンシャルは、ベースラインとして電力供給の総費用最小化問題において環境負荷排出に関する制約がない場合を用い、環境負荷排出量に対する制約によって実現する削減量と、それによって生じる費用増から計測した。また、環境負荷の単位削減費用においては、一定量の削減に必要な平均単位費用での評価を行った。本稿においては、次節でモデルの概要を示し、第3節でCO₂、第4節でSO_xに関する各地域における排出削減ポテンシャルの分析結果を述べる。第5節で結論をまとめ、今後の課題を示す。

2. 電力供給計画モデルの概要

本稿で扱う電力供給計画モデルは、需要、環境、資源の制約を満たしながら、資本費などの固定費と燃料費などの変動費からなる総費用を最小化するような、発電設備の運転開始時期および個別設備の運転計画を決定することを目的として、かかる問題を線形計画の形に定式化したものである。以下に、モデルの定式化の概要を述べる。

2.1 変数と制約条件

表3~5に、本稿で用いる記号、変数およびパラメータをまとめておく。ここでは図1に示すように、電力需要の負荷持続曲線*3を、いくつか（実際にはピーク、中間高、中間低、オフピークの四つ）の時間帯と、各時間帯での平均需要量で近似した。ここで、各時間帯 $i \in T = \{1, 2, 3, 4\}$ での電力需要量 P_i は外生変数として与えられる。また、ある年の最大需要を与える時間を、瞬間ピーク時間帯 $i = 0$ と呼ぶ。さらに本稿では、設備の運転出力を扱う都合上、近似負荷曲線を負荷側から見たそれぞれの領域を負荷領域 $i \in L$ と呼ぶ。

制約条件としては、まず、新設、既設を含めた発電設備の容量が瞬間ピーク時のkW電力需要を賄う必要がある。このとき、新設設備はその運用開始可能時期、既設設備はその運用停止時期をそれぞれ考慮した上で、各期 $k \in K$ において運用可能なものでなくてはならない。これは次のように表すことができる。

$$\sum_{i \in I_k} \theta_i C_i x_{ik} + \sum_{j \in I_k} \theta_j C_j \geq (1 + \delta_k) P_{0k} \dots \dots \dots (1)$$

ただし、 x_{ik} は $i \in I$ の $k \in K$ での稼動状況を表す次のような連続変数である。

$$0 \leq x_{ik} \leq 1, \quad x_{ik} \leq x_{i,k+1} \dots \dots \dots (2)$$

当然、既設、新設の発電設備の運転によって、各期毎の近似負荷曲線の時間帯別電力需要を賄う必要がある。これは、揚水用の動力も考慮すれば、次のように表される。

*3 年間の時間毎の電力需要量を高い順に再配列して得られる曲線。

表3 集合と定義記号

I_k	$k \in K$ で運転可能な新設設備の集合	\bar{I}_k	I_k のうち揚水発電の集合
J_k	$k \in K$ で運転可能な既設設備の集合	\bar{J}_k	J_k のうち揚水発電の集合
K	計画期間の期の集合	L	負荷領域の集合
L_t	$t \in T$ に含まれる負荷領域の集合	M	燃料種の集合
T	時間帯の集合		

表4 決定変数

f_{ikm}	$i \in I_k, k \in K, m \in M$ の消費量 (ton)	g_{jkm}	$j \in J_k, k \in K, m \in M$ の消費量 (ton)
x_{ik}	$i \in I_k, k \in K$ の運用状態	y_{ikl}	$i \in I_k, k \in K, l \in L$ での出力 (MW)
z_{jkl}	$j \in J_k, k \in K, l \in L$ での出力 (MW)	μ_{tk}	$t \in T, k \in K$ の揚水用出力 (MW)

表5 パラメータ

A_{ik}	$i \in I_k, k \in K$ の年資本費 (元)	B_{km}	$k \in K, m \in M$ の燃料単価 (元/ton)
C_i	$i \in I_k$ の設備容量 (MW)	C_j	$j \in J_k$ の設備容量 (MW)
d_l	$l \in L$ の時間長 (h)	E_{im}	$i \in I_k, m \in M$ の消費率 (ton/MWh)
E_{jm}	$j \in J_k, m \in M$ の消費率 (ton/MWh)	H_k	$k \in K$ の年総費用 (元)
P_{0k}	$k \in K$ の瞬間ピーク時の電力需要 (MW)	P_{tk}	$k \in K, t \in T$ の電力需要 (MW)
S_m	$m \in M$ の環境負荷排出原単位 (ton/ton)	V_{ik}	$i \in I_k, k \in K$ の運転費 (元/MWh)
V_{jk}	$j \in J_k, k \in K$ の運転費 (元/MWh)	W_{ik}	$i \in I_k, k \in K$ の容量費 (元/MW)
δ_k	$k \in K$ での瞬間ピーク時の設備予備率	η	揚水発電効率
γ_{km}	$k \in K, m \in M$ での資源制約 (ton)	λ_k	$k \in K$ での環境負荷排出量制約 (ton)
θ_i	$i \in I_k$ の瞬間ピークでの利用可能率	θ_j	$j \in J_k$ の瞬間ピークでの利用可能率
θ_{it}	$i \in I_k, t \in T$ での利用可能率	θ_{jt}	$j \in J_k, t \in T$ での利用可能率

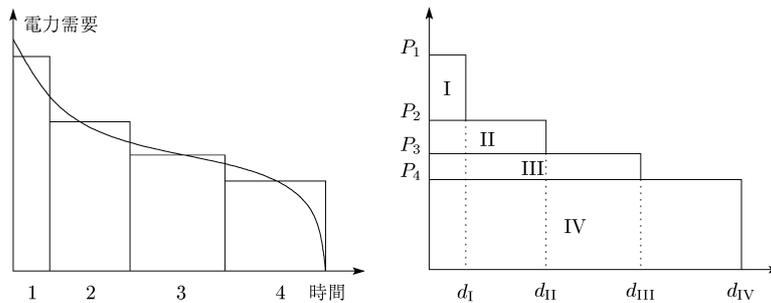


図1 負荷持続曲線と近似負荷曲線 (時間帯 t はアラビア数字, 負荷領域 l はローマ数字で表記している.)

$$\sum_{i \in I_k} \sum_{l \in L} y_{ikl} + \sum_{j \in J_k} \sum_{l \in L} z_{jkl} \geq P_{tk} + \mu_{tk} \dots (3)$$

$$\mu_{tk} \leq P_{3k} - P_{4k} \dots (7)$$

各時間帯における新設, 既設の各設備の運転出力は, その時間帯における設備の利用可能率を加味した設備容量の範囲内でなくてはならない.

ただし, (7) は, 揚水動力を電力需要に加えた結果, オフピーク時間帯の需要が, $t = 3$ のそれよりも大きくならないことを表す.

$$\sum_{l \in L} y_{ikl} \leq \theta_i C_i x_{ik} \dots (4)$$

発電電力量と燃料消費量のバランス, 燃料資源制約, 環境負荷排出量に関する制約は, それぞれ次のように表される.

$$\sum_{l \in L} z_{jkl} \leq \theta_j C_j \dots (5)$$

$$\sum_{i \in I_k} \sum_{l \in L} d_l E_{im} y_{ikl} = \sum_{i \in I_k} f_{ikm} \dots (8)$$

揚水式発電設備は, 負荷領域 $l = I, II$ で発電を行うが, そのための (揚水用) 出力はオフピーク時間帯 $t = 4$ で賄われる. 揚水発電効率を考慮すれば, 揚水動力に関する制約は次のように表される*4.

$$\sum_{j \in J_k} \sum_{l \in L} d_l E_{jm} z_{jkl} = \sum_{j \in J_k} g_{jkm} \dots (9)$$

$$\mu_{tk} \eta (d_{IV} - d_{III}) = \sum_{l=I}^{II} \left(\sum_{i \in I_k} y_{ikl} + \sum_{j \in J_k} z_{jkl} \right) d_l \dots (6)$$

$$\sum_{i \in I_k} f_{ikm} + \sum_{j \in J_k} g_{jkm} \leq \gamma_{km} \dots (10)$$

$$\sum_{m \in M} \sum_{i \in I_k} S_m f_{ikm} + \sum_{m \in M} \sum_{j \in J_k} S_m g_{jkm} \leq \lambda_k \dots (11)$$

2.2 目的関数

このモデルでは, 新設設備の建設費および容量に対する

*4 揚水発電の汲み上げは $t = 4$ (深夜) において行なわれる.

固定費，新旧設備の燃料費および運転費の総和からなる毎年の総費用 H_k を期待利率 r で割り引いた現在価値を目的関数として最小化する．

$$\min \sum_{k \in K} (1+r)^{-k} H_k \dots\dots\dots (12)$$

$$H_k = \sum_{i \in I_k} A_{ik} x_{ik} + \sum_{i \in I_k} \sum_{m \in M} B_{km} f_{ikm} + \sum_{j \in J_k} \sum_{m \in M} B_{jm} g_{jkm} + \sum_{i \in I_k} \sum_{l \in L} V_{ik} y_{ikl} d_l + \sum_{j \in J_k} \sum_{l \in L} V_{jk} z_{jkl} d_l + \sum_{i \in I_k} W_{ik} C_{ik} x_{ik} \dots\dots\dots (13)$$

x_{ik} を連続変数とすれば，電源供給計画モデルは，(1-11, 13)を制約条件，(12)を目的関数とする線形計画問題として定式化される．最適化にはGAMS/MINOS5.0およびSSLINK（インターフェース）を使用した．

2.3 各地域の地勢的特長と電力需要予測

各地域の電力需要予測は，産業レベルのGDP，電気料金，気温などを外生変数として電力需要や最大電力量を説明する計量経済モデルによる．本稿では，この予測値を2022年まで延ばした値（表1）を電力供給計画モデルで用いた．なお，近似負荷持続曲線は，これらの電力需要予測を各月の代表的な4日の負荷持続曲線に基づいて各時間帯の需要に展開することにより求めた．以下に，各地域の電力需要予測の概略を述べる．

華東地域は中国東部の沿海地域であり，上海市，江蘇省，浙江省，安徽省からなる中国における重要な工業地域の一つである．この地域のGDP成長率は1980年代の年率8.9%から1990年代にさらに加速し年率15%となったが，2000年以降はやや緩やかになり年率9%前後になると予想される．これより，電力需要は1990年代での年平均約11%から2000年代には8.6%の伸びを示すと予測される．負荷率は1990年代に年率0.8%で低下しており，2000年以降は年率約0.6%低下すると予想され，このため，最大電力の伸びは2000年代で9.3%になると予想される．

華北地域は中国北部の北京市，天津市，河北省，山西省，内蒙古自治区からなる．この地域のGDPは1980年代に年率9.0%で拡大し1990年代には年率12%となったが，2000年以降は若干減速し年率9%前後になると予想されている．これより，電力需要は2000年以降年平均11.5%で増加すると予測される．また，負荷率は1990年代のレベルで一定（79.8%）と予測されている．

四川地域は中国の内陸盆地に位置する亜熱帯地域で降水量が多く，この地域の四川電力網では自流水力発電が多い．この地域のGDPは1980年代に年率7.3%で拡大し1990年代には年率9.4%となったが，2000年以降はやや減速し年率7.5%前後になると予想されている．これより，電力

需要は2000年以降年平均9.9%で増加すると予測される．また，負荷率は1990年代のレベルで一定（70.3%）と予測されている．

3. CO₂排出削減ポテンシャル

3.1 CO₂排出のベースライン

ベースライン（ $\lambda_k = \infty$ ）における各地域の電源構成（発電容量比）の推移と，CO₂排出予測結果を，それぞれ図2および図3に示す．各地域の設備容量に関する電源構成は概ね次のようになっている．華東地域においては石炭火力が約8割，水力が約1割，残る約1割が石油火力と原子力

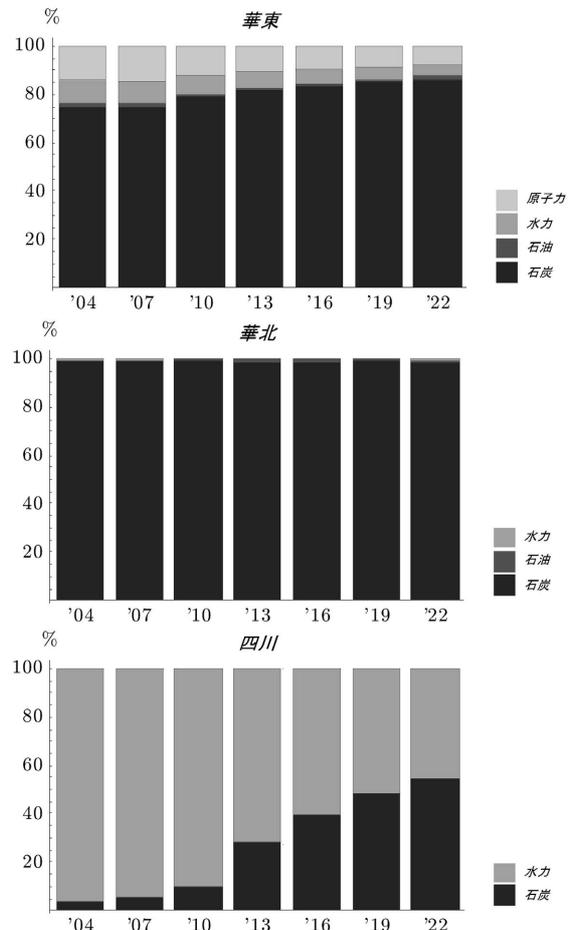


図2 ベースラインにおける電源構成（容量比）の推移

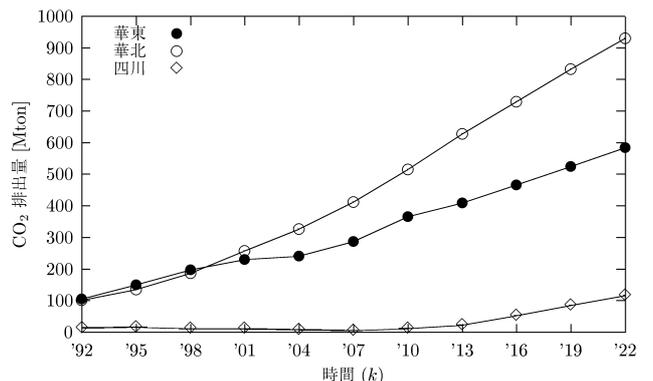


図3 ベースラインにおけるCO₂排出量の推移

である。華北地域においては石炭火力が約98%で、それ以外は石油と水力で賄われている。四川地域においては水力と石炭火力が主要な電源となっている。

3.2 CO₂排出削減と費用

次に、計画期間'04~'22において一定のCO₂排出制約をかけた場合に、ベースラインの場合と比べて費用増となる分をCO₂削減費用とし、これと排出制約で実現するCO₂削減量との関係をプロットしたものを図4に示す。ここでの排出削減量は華東および華北地域ではベースラインから各期1%削減、四川地域では各期2.5%削減のケースを図示している。CO₂削減量は、各地域のベースラインを反映して、華北の規模は大きく、四川は規模が小さい。

図4の結果から各期ごとの単位削減費用を求めた結果を図5に示す。華東では、'07と'10の間で、削減費用が急激に上昇しているが、これはこの頃、石炭の炭種代替と石炭設備間代替では十分なCO₂排出削減が実現できなくなった結果、天然ガス火力が導入されることを反映している。四川でも同様に、それまで石炭火力で電力需要を賄っていたところを'16の前後で天然ガス火力が代替することを反映している。一方、華北では石炭の炭種代替や設備代替に加えて'13以降石油への燃料代替が起き、若干削減費用が上昇する。

3.3 CO₂排出削減の単位費用

本研究では、さまざまなCO₂排出制約のもとにモデルの

費用最小化計算を行なった。図6~8は、各地域におけるCO₂排出量をベースラインから段階的に削減していった場合のCO₂排出削減量と単位削減費用との関係を示している。モデル計算はベースラインの0~2%の間を4段階に分けたそれぞれのレベルの削減量に対して行なった。

華東においては、何れの削減レベルにおいても'10以降に石炭火力が一部天然ガス火力に代替される。図6によれば、この頃、単位削減費用3,000円/tonCO₂に対して約5 MtonのCO₂排出削減が可能であることがわかる。その際、CO₂排出削減量が大きくなるにしたがい、単位削減費用は逡増している。

華北においては、何れの削減レベルにおいても'13以降に石炭火力が一部石油火力に代替される。図7によれば、その頃を境に1 Mtonの追加的CO₂排出削減に対して単位削減費用が約47円/tonCO₂上昇することがわかる。また、この地域では1,000円/tonCO₂以下で20Mton以上のCO₂排出削減が可能であることがわかる。

四川においては、'13以降に水力開発で賄えなくなる需要増加分を石炭火力で賄うことになり、CO₂削減はその部分を天然ガス火力が代替することによって実現される。図8によれば、この頃、単位削減費用2,000円/tonCO₂に対して約3 MtonのCO₂排出削減が可能であることがわかる。その際、CO₂排出削減量が大きくなるにしたがい、単位削減費用は逡減している。

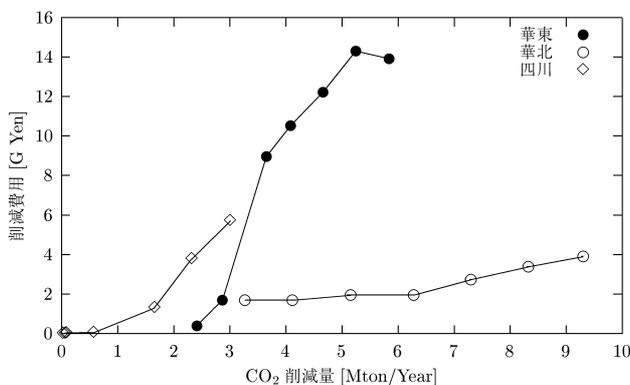


図4 CO₂削減量と削減費用 ('04~'22)

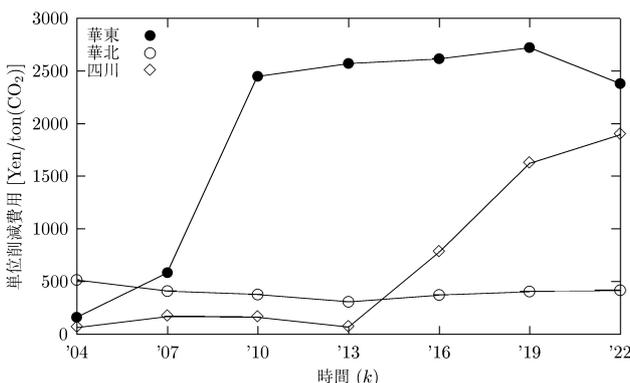


図5 CO₂単位削減費用の推移

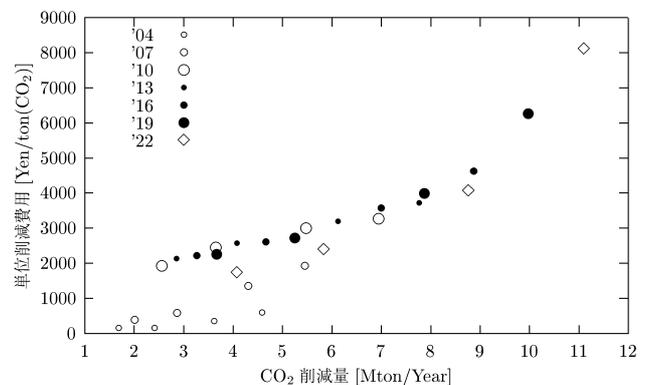


図6 華東におけるCO₂削減量と単位削減費用の関係

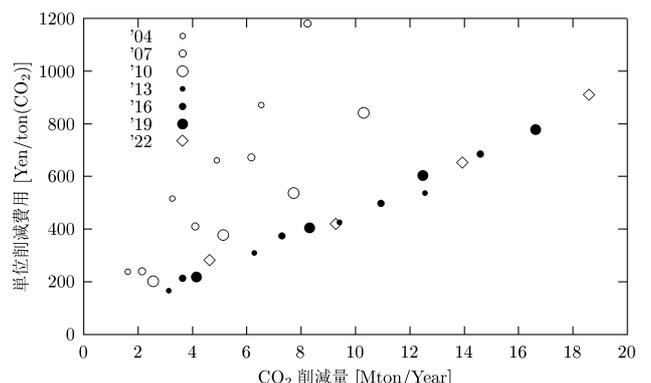


図7 華北におけるCO₂削減量と単位削減費用の関係

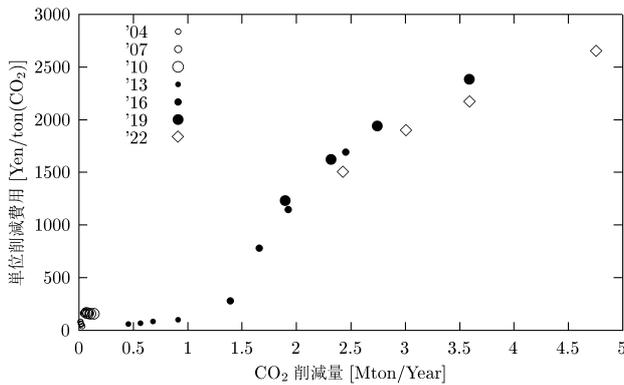


図8 四川におけるCO₂削減量と単位削減費用の関係

中国全土を対象にした電源計画モデルを用いた研究⁹⁾では、20ドル/tonCO₂以上の炭素税でCO₂排出削減効果が現れはじめ、ベースラインから10%のCO₂排出削減にかかる単位費用は111ドル/tonCO₂と算定している。削減量と削減単位費用との関係は地域特性を考慮する必要があるが、特殊な技術オプションは本研究と同様に想定されていないため、本研究で得られた単位費用はこれらと合致している。

4. SO_x排出削減ポテンシャル

4.1 脱硫オプションの定式化

環境制約としてSO_xを考える場合、燃料代替で実現できるSO_x排出削減は非常に限られており、実際的には脱硫装置の付設が必要になる。本研究では、日本の脱硫技術¹⁷⁾をもとに、低コストで簡易にできる脱硫率70%で容量費が300元/kWの半湿式のを脱硫装置として想定した。また、脱硫装置はすべての火力発電設備に付設する可能性があるものとした。ただしこの場合、上述のモデルを若干改造する必要がある。

まず、 s_{ik} を $i \in I_k \cup J_k$, $k \in K$ における脱硫装置の付設状態を表す変数（1：付設，0：付設せず）とすれば、少なくとも脱硫装置付設設備の容量が発電設備の容量を上回らず、しかも k 期に付設されていれば $k+1$ 期には少なくとも付設されていることから、次の条件が必要となる。

$$s_{ik} \leq x_{ik}, \quad s_{ik} \leq s_{ik+1} \dots \dots \dots (14)$$

また、 $i \in I \cup J$, $k \in K$, $t \in T$ における脱硫装置付設設備の出力 (MW) を v_{ikt} とすると、脱硫装置付設設備の運転出力は容量を上回らないことから、次の条件が必要となる。

$$\sum_{i \in I} v_{ikt} \leq \theta_{ik} C_{Sik}, \quad i \in I_k \cup J_k \dots \dots \dots (15)$$

脱硫率を ϕ とすれば、除去される硫黄分 (SO_xも同様) の量は、次のように求められる。

$$\sum_{i \in I_k \cup J_k} \sum_{t \in T} \sum_{m \in M} d_i E_{V_{ikt}} \phi S_m \dots \dots \dots (16)$$

したがって、(16) で表される分の環境負荷排出削減量を

(11) の左辺から引く必要がある。また、目的関数にも、脱硫装置付設費用を加える。

4.2 SO_x排出削減と費用

図9は、ベースラインから70%のSO_x排出削減制約をかけた場合の脱硫量とSO_x排出削減費用の関係を表したものである。ベースラインにおける $k=4$ 期 ('01) の硫黄分排出量は、華東、華北、四川においてそれぞれ0.69Mton, 0.80Mton, 0.05Mtonであった。したがって、脱硫設備費用 (SO_x排出削減費用) も、華東や華北のレベルに比べて四川は非常に低い。ただし、石炭火力が大幅に導入される'13以降はベースラインのSO_x排出量も増えるため、脱硫量も増加する。

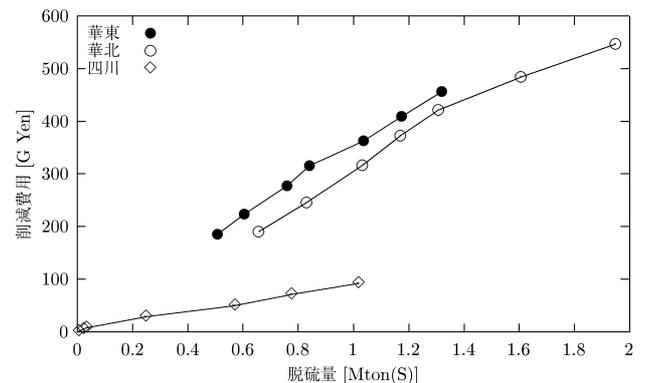


図9 SO_x削減量と削減費用 ('04~'22)

4.3 SO_x排出削減の単位費用

脱硫量は発電電力量 (Wh) に比例的な関係がある一方脱硫費用は発電設備容量 (W) に比例的な関係があるため、それぞれの地域における単位削減費用は、設備利用率を反映したものになる。図10に、各期ごとのSO_x単位削減費用を求めた結果を示す。華東および華北においては、単位削減費用として300~350円/kg(S)という結果を得た^{*5}。一方、四川においては'13以降100円/kg(S)以下に低下する。これは、石炭火力が大幅に導入される結果、重慶、芙蓉、鯖決など硫黄分の高い石炭の導入を余儀なくされ、その分の脱硫効率が上がるためである。

SO_x排出削減の単位費用の評価においては、想定する脱硫技術オプションや燃料の違いが鋭く影響する。文献⁹⁾では、ベースラインから40%のSO_x排出削減にかかる単位費用を360~960ドル/ton(S)と算出している。文献¹⁰⁾では中国北西部を対象とした先進的発電技術の環境負荷排出削減ポテンシャルを評価しているが、SO_x排出削減にかかる限界費用は5ドル/kg(S)前後となっている。

*5 文献⁹⁾ などでは脱硫費用として0.7ドル/kg(S)が用いられているが、本研究のように発電設備の運用面を考慮した場合、地域全体での単位削減費用は当然大きくなる。

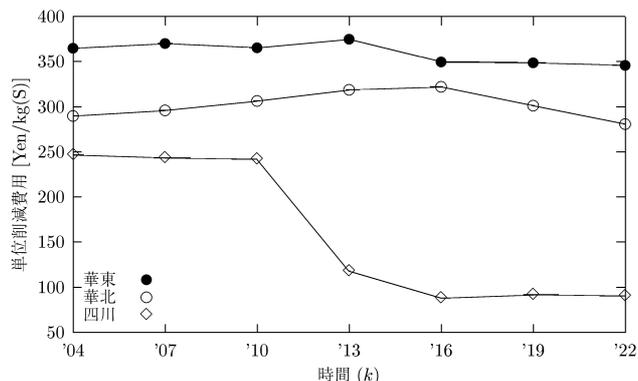


図10 SO_x単位削減費用の推移

5. おわりに

本稿では、華東、華北、四川の各地域における2022年までの電力需要予測に対し、供給側で予定されている設備の導入時期や各設備の運転計画を、費用最小化問題の解として決定する電力供給計画モデルを用いて、環境負荷排出量をベースラインから一定量削減する環境制約を課したときに実現する削減量と、モデルから計算される費用増分から、環境負荷排出削減ポテンシャルの評価を行なった。これより、各地域における電力供給計画の特徴を考慮しつつ、環境負荷排出削減量がいつ頃どれくらいの費用で実現可能であるかということを明らかにした。

本研究では環境負荷排出削減をベースラインから各期一律の割合で課したが、これはベースラインでの排出量が多い期の削減量が多く、排出量が少ない期の削減量が少ないという性質をもつ。このような排出削減シナリオは必ずしも常に望ましいとは限らず、これ以外の様々な可能性を研究する余地がある。また、本研究では華東、四川については天然ガス、華北に関しては石油代替を含めた分析を行なったが、より先進的で環境配慮型設備の導入可能性を検討することによって、さらに大きな削減量を扱うことが可能となる。少なくとも以上は今後の研究課題である。

謝辞 本稿は、総合研究開発機構・北東アジア環境配慮型エネルギー利用研究会において筆者らが行った研究に基づ

いている。有益なコメントを頂いた関係者の方々ならびに二名の匿名査読者に心より感謝の意を表す。

参考文献

- 1) World Energy Statistics & Balances 2002, International Energy Agency.
- 2) P. Criqui, S. Mima and L. Viguier ; Marginal abatement costs of CO₂ emission reductions, geographical flexibility and concrete ceilings : an assessment using the POLES model, Energy Policy, 27 (1999), 585-601.
- 3) A. Michaelowa et al. ; CDM projects in China's energy supply and demand sectors-Opportunities and Barriers, Discussion Paper 90 (2000), Hamburg Institute of International Economics.
- 4) J. Roy et al. ; Estimating baselines for CDM : case of eastern regional power grid in India, Environmental Economics and Policy Studies, 5 (2002), 121-134.
- 5) W. Zhihong ; CDM project opportunities in China, Global Climate Change Institute (2002), Tsinghua University.
- 6) 小杉隆信, 時松宏治, 周璋生 ; 中国における新エネルギー技術導入の費用対効果に関する定量的検討, 政策科学, 9-2 (2002), 39-44.
- 7) 周璋生 ; 日中比較から見た技術移転による省エネとCO₂削減のポテンシャル, 政策科学, 9-2 (2002), 45-54.
- 8) 藤井稔, 川口修, 山口光恒 ; 中国華北地区発電所排出CO₂削減ポテンシャル, 環境経済・政策学会2003年大会予稿集, (2003), 46-47.
- 9) Z. Dadi et al. ; Developing Countries and Global Climate Change : Electric Power Options in China (2000), Pew Center on Global Climate Change.
- 10) T. Takeshita and K. Yamaji ; Assessment of Electric Power Options for Reducing SO₂ and CO₂ Emissions in Northeastern China, Environmental Economics and Policy Studies, 5 (2002), 63-103.
- 11) 電力需給計画モデル日中共同研究会 ; 中国電気事業の電力需給計画モデルの開発, (1996) 電力中央研究所/中国電力企業連合会.
- 12) Y. Hongxun (ed); Electric Power Industry in China, (2000), China Electric Power Information Center.
- 13) 電力年鑑編集委員会編 ; 中国電力年鑑 (2001), 中国電力出版社.
- 14) 中国石炭高度化調査課題組 ; エネルギー価格の推移 (全国平均・北京・上海・広東)
- 15) 中国電力可靠性, www.chinaer.org, 中国電力企業連合会.
- 16) 国家電力信息网, www.sp.com.cn, 国家電力公司.
- 17) 本藤祐樹, 内山洋司 ; 火力発電プラントの環境対策コスト分析, 電力中央研究所, (1994) 研究報告 Y92009.