

# エネルギー輸送に着目した 中国山東省電力部門のモデル分析

## Energy Transportation Modeling for the China Energy Technology Program

キーワード：中国、電力部門、統合評価、エネルギー輸送、電力系統、最適設備計画モデル

今 中 健 雄

### 1. はじめに

中国は、その増え続ける世界第二のエネルギー消費、石炭依存、そして低効率な利用と不十分な環境対策がもたらす深刻な環境影響により、世界のエネルギー・環境問題において重要な地位を占めている。中国において持続可能なエネルギーシステムを構築することは、世界的に重要な課題である。この課題に対する取組みの一つとして、東京大学、マサチューセッツ工科大学、スイス連邦工科大学を中心とする Alliance for Global Sustainability (AGS) では、1999年5月より共同研究プログラム the China Energy Technology Program (CETP) を実施している。本稿ではまずCETPの概要を述べ、続いて筆者が共同担当した Energy Transportation Modeling の概要を紹介する。

### 2. The China Energy Technology Program

CETPは、中国山東省をケーススタディの対象として、電力部門を包括的に評価し、意思決定へと繋げる統合評価手法の構築を目的とする共同研究プログラムである。プログラムは図1に示すように様々な研究タスクからなり、上記大学以外にも、様々な研究機関、中国の関連機関、そして産業界から多数の参加者を集めている。また、手法の利用者となる関係者 (stakeholder) との意見交換を組み込むなど、実用的な手法の構築を進めている点も

特徴である。当所も以前より様々な中国関連研究、エネルギーシステム分析を進めており、多くの知見を有することから、東京大学と連携して同プログラムに協力することとなった。

ケーススタディの対象である山東省 (Shandong Province) は中国東部沿岸地方に位置し、その面積は15.3万km<sup>2</sup>。中国第二の人口 (8800万人)、第三のGDP (665億元、1元=約US\$0.13) を誇り、中国で最も活気ある省の一つである。山東省は化石燃料資源に恵まれている一方、水力資源に乏しく、エネルギー供給の石炭への依存度は中国平均を超える (約8割)。代表的な都市である済南 (Jinan)、青島 (Qingdao)、ツォー (Zibo) が二酸化硫黄の大気中濃度で中国の上位10市に含まれるなど、同省における大気汚染は既に深刻化している (以上、

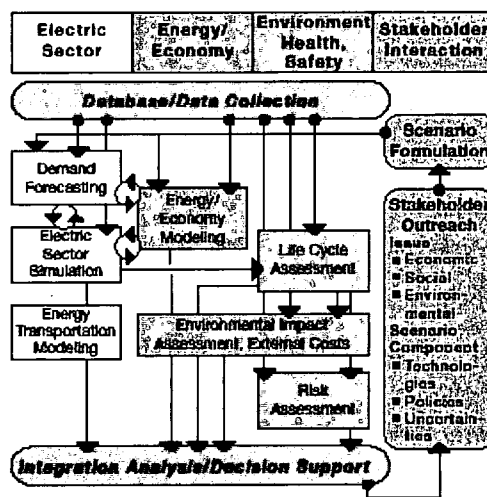


図1 CETPタスクフロー<sup>(1)</sup>

1997年のデータ<sup>[2]</sup>に基づく)。

山東省は省として独立した電力システムを持ち、1998年時点での発電設備容量は17.5GW、発電電力量は84.2TWhである。1978年からの20年間でそれぞれ5.3倍、4.5倍に増大しており、今後も更なる成長が予想されている。前述の通り、水力資源に乏しく、石炭火力電源が発電設備の大半を占める<sup>[2]</sup>。

### 3. Energy Transportation Modeling

CETPにおける電力部門の包括的評価の一端として、Energy Transportation Modeling (ETM) タスクではエネルギー輸送に着目した電力部門のモデル分析を行なう。効率的な電力システムを構築するためには、燃料の輸送、そして需要地までの電力輸送を考慮することが望ましい。中国、特に山東省において主要な発電燃料は石炭であり、省内および省外に点在する産炭地 (coal mines) から省内各地の発電所までの石炭輸送が電力システムの構築に大きな影響を与える。また、硫酸化物の排出は局所的な環境汚染をもたらすため、環境影響評価や排出削減策の検討に際しても、排出源である発電所立地の特定が必要とされる。こうしたこと踏まえ、ETMタスクでは石炭輸送を考慮した電力システム最適設備計画モデル (Energy Transportation Model: ETM) を構築した。ETMは工学的なボトムアップ型の線形最適化モデルである。

### 3.1 モデルの概要

図2にモデル化対象範囲を示す。電源の立地点、需要分布は省内17の市によって表現され、基幹送電網は各市を結ぶようモデル化されている。石炭輸送については、省内、および省外の主要な供給源である山西省 (Shanxi Province) の複数の産炭地を想定し、各市までの輸送を模擬している。

ETMは2005年からの20年間 (1期5年×4期) について、各市における電源建設容量と使用燃料を含むその運用、送電線増設容量などを決定する。ETMの目的関数は、対象システムの計画期間中総費用の現在価値の最小化である。総費用には、電源の投資回収費用、運転・保守費用、輸送費を含む燃料費用、送電線固定費、およびシナリオによっては硫黄税が含まれる。以下、モデルの主な設定について説明する。

**送電システムモデル:** 省基幹システムを簡略化したもので (図3)、各ノードには対応する市の電源、負荷が接続する。送電網の増強は既存の送電ルートの送電容量増加という形で模擬される。

**発電技術:** ETMでは発電技術として各種石炭火力、天然ガス火力、および原子力を扱う (表1)。排煙脱硫装置 (FGD system) は新設微粉炭火力 (PC) と既設石炭火力に導入可能なSO<sub>x</sub> 対策技術である。

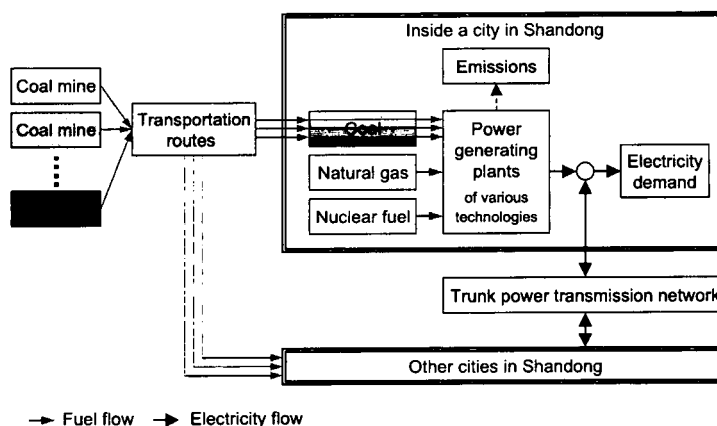


図2 モデルの対象範囲

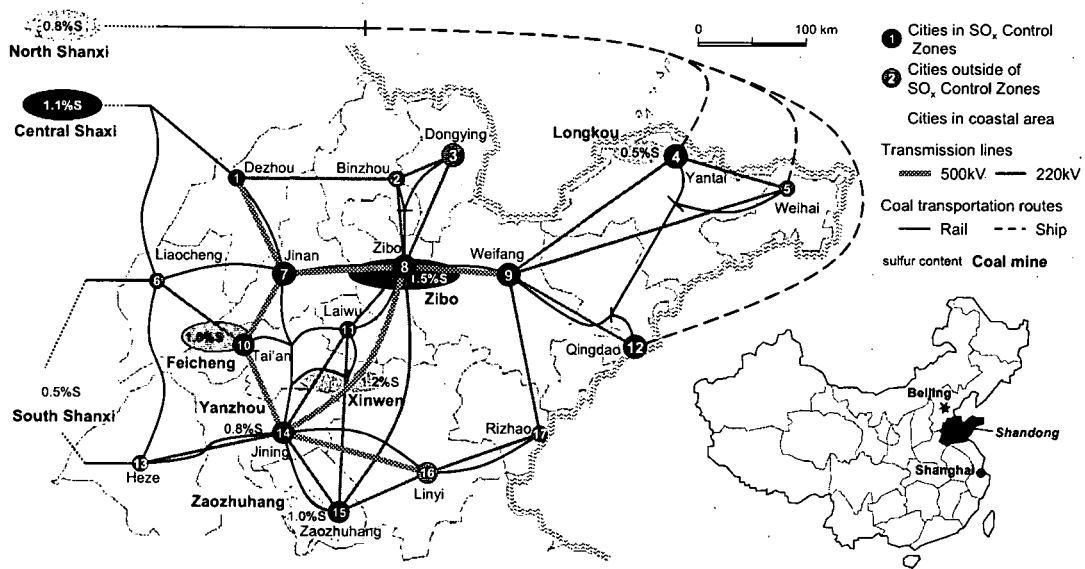


図3 送電網および石炭輸送ルート

発電燃料：ETMでは、生産価格、硫黄含有量等が異なる複数の産炭地を想定している（図3）。各ノードには、各産炭地から生産価格に輸送費を加えた価格で石炭が供給される（\$1~1.6/GJ）。一方、天然ガスについては、現時点で山東省におけるパイプライン敷設ルートが未定であることから、全ノードで同一の価格（\$3.3/GJ）を設定している。原子力燃料についても全ノード同一価格とした（\$0.6/GJ）。

### 3.2 シミュレーション結果

ETMによる主な計算結果を表2に示す。環境規制が課されないBAUケースでは、微粉炭火

力電源が排煙脱硫装置（FGD system）を付けないまま導入される。その結果、需要成長（2000年86TWh→2020年256TWh（需要端））にほぼ比例してSO<sub>x</sub>排出量、CO<sub>2</sub>排出量とも3倍程度に増大する。

SCZケースは現在試行中のSO<sub>x</sub>排出抑制政策を模擬したケースである。SO<sub>x</sub>抑制ゾーン（SO<sub>x</sub> Control Zones）に指定された市（17市中10市、図3参照）では、SO<sub>x</sub>排出に\$50/t-Sの硫黄税が課されるほか、硫黄含有量が1%を超える石炭を用いる場合は脱硫技術の導入が求められる。SO<sub>x</sub>抑制ゾーン内では硫黄含有量1%以下の石炭を用いることで規制を守ることとなっ

表1 発電技術

		Investment (\$/kW)	Fixed O&M cost (\$/kW/yr.)	Variable O&M cost (\$/MWh)	Net Thermal Efficiency (% LHV basis)	DeSO <sub>x</sub> Efficiency (%)	Available year
Coal	Pulverized Coal-fired (PC)	550	18	1	37	-	2000
	+ Flue Gas Desulfurization (FGD) system						
	Wet Scrubber	+ 70	+2	+3	-1	90	-
	Sea Water Scrubber	+ 24	+2	+1	-1	90	-
Coal	Atmospheric Fluidized-Bed combustion (AFB)	880	31	4	38	95	2000
	Integrated Gasification Combined Cycle (IGCC)	1200	31	1	45	99	2000
Natural Gas	Combustion Turbine (CT)	400	1	3	38	-	2010
	Combined Cycle Gas Turbine (CCGT)	600	13	0.5	58	-	2015
Nuclear	Advanced Light Water Reactor (ALWR)	1400	42	0.5	33	-	2010

表2 ETMによる主な計算結果

Simulation case			BAU	SCZ	LSC	CLSC	
SO <sub>x</sub> emission in 2020	SO <sub>x</sub> Control Zones	Mt-S (% of 2000)	1.08 (280)	0.58 (150)	0.39 (100)	0.37 (95)	
	Outside of the Zones	Mt-S (% of 2000)	0.31 (814)	0.49 (1263)	0.04 (100)	0.03 (72)	
	Total	Mt-S (% of 2000)	1.39 (328)	1.06 (251)	0.42 (100)	0.39 (93)	
CO <sub>2</sub> emission in 2020		Mt-C (% of 2000)	70.3 (292)	70.3 (292)	70.9 (294)	35.2 (146)	
Share of electricity generation (%)	by power generation technologies	Conventional coal-fired	w/o FGD system	95	94	66	59
			w/ FGD system	5	6	34	10
		CCGT		0	0	0	7
		ALWR		0	0	0	24
	by zones	SO <sub>x</sub> Control Zones		80	70	79	74
		Outside of the Zones		20	30	21	26
Average sulfur content of used coal (%)	Conventional coal-fired	w/o FGD system	1.22	0.99	0.76	0.89	
		w/ FGD system	0.79	1.04	1.25	1.28	

た。また石炭輸送による費用増を避けようと発電を抑えるため、ゾーン内のSO<sub>x</sub>排出はBAUケースに比べ減少する。一方で、ゾーン外のSO<sub>x</sub>排出量が増加し、同政策の抜け穴を示す結果となった。

LSC (Local SO<sub>x</sub> Control) ケースでは、各市のSO<sub>x</sub>排出量に対し2000年水準以下という制約が課される。省外炭を含む低硫黄炭の利用促進、および排煙脱硫装置の導入によって目標を達成する。逆にCO<sub>2</sub>排出量は脱硫による発電効率の低下によって、僅かながらもBAUケースを超える結果となった。

LSCケースに、省CO<sub>2</sub>排出量をBAUケースにおける2020年排出量の1/2以下とする制約を追加したケースがCLSC (CO<sub>2</sub> and Local SO<sub>x</sub> Control) ケースである。CO<sub>2</sub>対策として原子力、CCGTが利用され、低硫黄炭の利用促進や排煙脱硫装置の導入等のSO<sub>x</sub>対策はLSCケースに比べて抑えられる。

#### 4. おわりに

本稿では、中国における電力部門の統合評価を行なう The China Energy Technology Programの一環である Energy Transportation Modeling について紹介した。燃料輸送に着目した電力システム最適計画モデルにより、いくつかの特徴的な知見が得られている。これらは他の

タスクによる知見とともに統合評価に寄与することになる。各タスクの詳細を含めたプログラム全体の最終報告については、近日発刊予定の書籍<sup>[3]</sup>を待たれたい。

#### 謝辞

本研究の遂行にあたり、ABB の Dr. Baldur Eliasson、Dr. Yam Lee、東京大学山地憲治教授をはじめとするCETP参加者各位から多大なるご協力を頂いた。本研究はAlliance for Global Sustainability、およびABBの支援を受けて行なわれている。ここに記して謝意を表する。

#### 【参考文献】

- [1] B. Eliasson, B. Xue, Y. Lee (2000) "Integrated Impact Assessment of Electric Power Systems in China - CETP", ABB Corporate Research Ltd.
- [2] B. Xue, B. Eliasson (1999) "Shandong Energy and Emissions", ABB Corporate Research Ltd.
- [3] B. Eliasson, et. al. "Integrated Assessment of Sustainable Energy Systems in China - The China Energy Technology Program (CETP) -", Kluwer publishing with AGS (to be published)

いまなか たけお  
電力中央研究所 経済社会研究所