

中国電力部門における低炭素化政策の定量的評価：最適化モデルによるシナリオ分析

“A Quantitative Evaluation of China’s Low Carbon Policies on the Power Generation Sector: Scenario Analysis Using an Optimization Model”

關 思 超 ・ 山 口 馨

Sichao Kan Kaoru Yamaguchi

(本稿は「エネルギー・資源 第37巻1号」に掲載されたものである)

The purpose of this study is to examine the long term impact of energy policies- translated into scenario settings- on the power sector and to evaluate the policies in terms of economic efficiency, environmental impact, and energy security simultaneously. At the core of this study is an optimization model to calculate the power generation mix in China through 2050 under certain scenario settings. While the projection of electricity demand over the same period was carried out by using the least square regression approach. Based on the simulation results, a quantified evaluation of impacts on economics, environment, and energy security (‘3E’) was taken out. The results suggested that there was no policy scenario that could solve the ‘3E’trillima. However, in order to select a scenario that could answer the expectations best, a decision matrix approach was deployed. In this approach, the scenarios were scored on economic efficiency, environmental impact, and energy security, which form an evaluation matrix. By multiplying the evaluation matrix with another matrix indicating the priority order of the 3 ‘E’s a ranking matrix could be yield. The scenario with the highest score in the ranking matrix is the one that should be selected.

Keyword: China, Power Generation, Optimization Model, Decision Making

1. 背景

2010年には中国の一次エネルギー消費量は25.2億石油換算トン(toe)に達し、米国を抜いて世界最大のエネルギー消費国となった(文献⁴⁾). 中国のエネルギー需要の7割弱は石炭で賄われることから、同国の温室効果ガスの排出も急速に増加している。現在、中国は世界最大の温室効果ガス排出国である。また、石炭への過度な依存は近年同国で深刻化してきた大気汚染問題の主因であると指摘されている。このような背景の下、中国政府は環境の改善が喫緊の問題であると認識し、環境汚染緩和の取組みを本格化している。中でも特にエネルギーシステムの低炭素化を解決策の一つとして重視している。

中国では、発電部門がエネルギー起源の温室効果ガス排出の4割を占めている。中国の電源構成では7割強が石炭火力である。経済成長および都市化によって、今後中国の電力需要は引き続き伸びていくと予想され、新規電源の導入も必要である。従って、エネルギーシステムの低炭素化には新設電源の脱石炭化が重要である。

発電プラントは建設されてから数十年間発電し続けるため、現在の政策方針が経済、環境、およびエネルギー安全保障(三つの‘E’)に対し長期的な影響を与える。従って、発電部門に関するエネルギー政策を設定する際に、その政策の長期的な影響を評価することが欠かせない。中国の発電分野の低炭素化に関する研究は多数行われているが、長期的な政策評価が行われていないか(文献¹⁵⁾と文献⁵⁾、

あるいは個別の政策の政策設計や(上記と同じ文献)、クリーン発電技術の経済性だけの評価(文献³⁾)などに限定されてしまうケースが多い。近年、一般均衡分析モデルを駆使し、中国の低炭素化による経済、環境、およびエネルギー安全保障への長期的な定量的影響評価の研究(文献¹⁷⁾)が中国国内の研究機関によって行われている。ただし、シミュレーションの結果からいかに各政策シナリオを3つの‘E’の視点から総合的に評価し、最善の政策シナリオを選択するか、に関する検討は少ない。

2. 研究手法

この研究では、今後の中国のエネルギー・環境政策の方向性を参考に、複数のシナリオを設定する。各シナリオにおいて中国の発電部門の低炭素化とその長期的な影響(経済、環境、エネルギー安全保障)の定量的な評価を行う。具体的には計量経済モデルで、2050年までの中国の電力需要を予測する。将来の電力需要をベースに、各政策シナリオに対し、最適化モデルを用いたシミュレーションを行い、コスト最小の電源構成を選択する。

シミュレーションの結果から、各政策シナリオにおける電源構成の総発電コスト、CO₂排出量、および燃料消費量を計算し、その政策シナリオが経済、環境、エネルギー安全保障に与える影響を定量的に評価する。最後に、ディシジョンマトリックスの手法を用い、意思決定の際の懸念事項(三つの‘E’)に優先順位を与え、各政策選択肢の総合評

価をランキングすることによって、一定の政策・エネルギー需給環境における各政策選択肢の優位性を定量的に示す手法を紹介する。

3. モデル

本研究で用いたモデルのフレームワークを図1に示す。

(1) 電力の需要サイド

2050年までの中国の電力需要を、産業部門、家庭部門、とその他部門に分けて、GDP、電力価格、人口（家庭部門のみ）を説明変数（将来のGDP、電力価格、人口を外生変数として入力する）とする以下の計算式に基づいた計量経済モデルを用いて試算する。

$$\text{電力需要} = A * (\text{GDP}^{\text{GDP弾性値}}) * (\text{電力価格}^{\text{価格弾性値}}) * (\text{人口}^{\text{人口弾性値}})$$

すなわち、家庭、産業、その他の3つの部門に分け、過去（1981年～2012年）の電力需要、GDP、電気料金、人口の実績値から回帰分析により、定数A、GDP弾性値、価格弾性値、人口弾性値を推計する。計算された弾性値を外生変数として本研究のモデルに入力し、上記説明された手法で将来の電力需要を計算する。

現在産業部門による電力消費は中国の電力総消費量の約7割を占めている（図2）。将来は、経済構造の変化と産業部門の省エネが進むことによって、電力総消費に占める産業部門のシェアが減っていくと考えられる。そのため、産業部門の電力消費のGDP弾性値は0.9台から2050年まで徐々に減少するように調整している。2050年頃に中国における産業部門電力消費のGDP弾性値は日本の1981年～2010年の同長期弾性値水準（0.8台）に到達すると想定している。

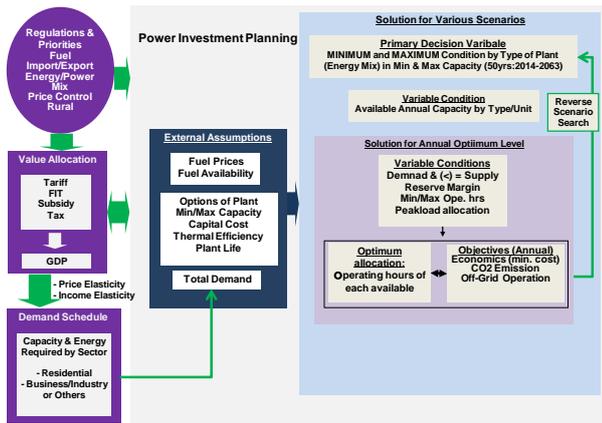


図1 モデルのフレームワーク

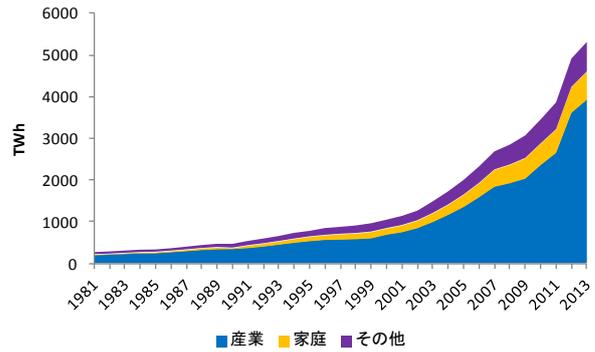


図2 部門別電力消費の実績

（出所）文献²⁾、文献⁴⁾、と文献¹³⁾をもとに筆者が作成

(2) 電力供給の最適化モデル

電力の供給については、既存の電源構成及び各発電設備の寿命を考慮した上で、必要となる毎年の新設設備容量を計算する。本モデルでは21の発電技術（各発電の詳細は表2a～cに示す）を候補として、各発電技術の発電コストと技術特性を配慮しつつ、政策シナリオ毎に設定した制約条件を満たした最適な電源構成を選択する。

最適化においてはコスト最小（燃料コストも含む）を目的とする。ただし、本モデルにおいては線形計画ではなく、各年毎に長期的にコストを最小にするような組み合わせを直接計算して求めている。すなわち各年毎に各プラントで20年使用した場合の燃料費等変動費を含む現在価値（加重平均資本コストを割引率として使用）を計算、各プラントを発電コストが安価な順に制約条件の中で動的に序列化する。これに基づき2050年（36年間）までの積算が最小コストとなる投資計画を求めている。

なお、本モデルにおいてはそれぞれのタイプによる発電の最大導入可能量（資源制約）を制約条件として入れることができ、この資源制約そのものを政策変数とすることによりCO₂の排出量などを目標値とするなどの応用を可能としている。また、発電技術をピークロードとミドル・ベースの2つに分け、ピークには石油火力、水力、太陽光等というように、メリット・オーダー¹⁾の考え方も併用している。

本モデルでは家庭、産業、その他の3つのセクターに分けた分析を行っているが地域ごとの細分化は行っていない。

¹⁾ メリットオーダーとは、発電プラントのタイプを発電コストの安い順に並べたものを指すが通常は燃料単価の安い順をさす。本モデルにおいてはメリットオーダーとしてさまざまな優先順位付けを可能としている。たとえばピークロードに対し特に燃料単価ではなく恣意的に太陽光や石油火力を優先的に割り当てるなどの操作を可能としている。なお、同じレベルの優先順位では全体コストを最小にすることを目的関数とする計算の中で固定費・変動費を含む長期的コスト最小のものから優先的に割り当てられる。

4. 前提条件とシナリオの設定

4.1 マクロ経済

中国の実質 GDP 伸び率は 2020 年まで年率 7.1%、2035 年まで同 4.3%、2050 年まで同 3.4%と設定している。2050 年の GDP は 2012 年水準の約 5.4 倍になる。中国の人口は 2035 年に約 14.2 億に達した後、ピークアウトすることを想定している。GDP と人口の実績値については、世界銀行の統計データ（文献¹⁶⁾）を用いている。

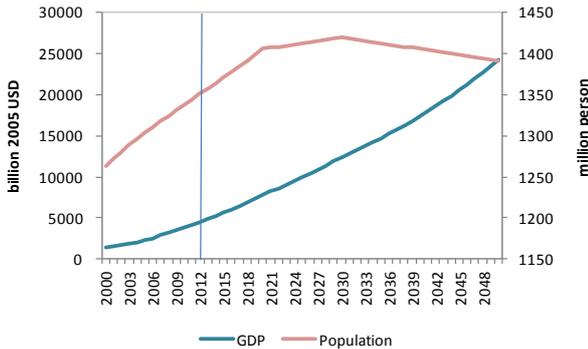


図3 実質 GDP と人口の想定

4.2 電気料金

中国の電気料金は政府によって設定されているが、地域及び需要家タイプによって電力価格が異なる。本モデルでは、中国全国の電力需要を予測するため、全国平均の電気料金水準を試算し、そのデータを利用する（過去の平均電気料金を文献^{7)~11)}を参照し計算した）。将来の電気料金（名目値）については、燃料コストとインフレ率等を総合的に考慮し、年率 2%で上昇していくと想定している。

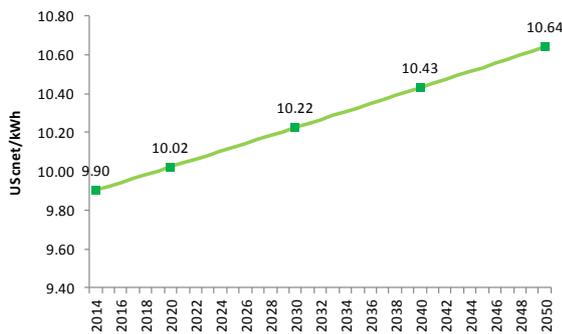


図4 全国平均の電気料金の想定

4.3 燃料価格

石油、天然ガス、石炭、及び原子力発電の燃料価格（名目）の想定は以下の表に示す。将来の中国国内の石油価格は完全に国際価格と連動すると想定している。中国の天然ガス価格は現在、政府により設定されているが、2020 年前後に国際価格とリンクすると仮定している。石炭価格につ

いては、国内価格を基準にしている。なお、2014 年後半の国際石油価格の暴落とそれに起因する天然ガス国際価格、中国国内の石炭価格の下落についても反映している。

表 1 燃料価格の想定

		Current Price	Current Price in USD/toe	Compound Growth Rate (%)
Crude Oil	USD/bbl	60.0	408.00	1.98
Natural Gas	USD/Mbtu	7.0	314.38	1.38
Coal	USD/t	80.9	131.71	0.58
Nuclear	USD/MWh	9.33	108.51	0

(注) 現在価格 (current price) は 2014 年時点の名目価格水準である

(出所) 各資料より筆者設定

4.4 発電技術毎の発電コスト

各発電技術の技術特性とコスト係数を表 2a~c に示す²⁾。太陽光と風力などの再生可能エネルギー技術の発電コストは技術進歩によって低下していくと設定している。一方、水力や地熱などの発電技術について、容易に開発できるサイト（地点）がすでに開発されているため、将来の開発コストは徐々に上昇していくと見ている。

表 2a 各発電方式の技術、コスト係数、排出係数

Technology	Capacity (GW)	Life (Years)	Max Operating hr/yr	Min Operating hr/yr	Thermal Efficiency (*11630kWh/toe)
Oil 1	0.01	20	7000	0	0.3
Oil 2	0.02	20	7000	0	0.35
Natural Gas Open Cycle	0.3	30	7000	1000	0.45
Natural Gas CCGT1	1.36	30	7000	1000	0.58
Natural Gas CCGT2	0.4	30	7000	1000	0.55
Coal Super Critical 1	0.56	40	7000	3000	0.46
Coal Super Critical 2	1.12	40	7000	3000	0.46
Coal Ultra Super Critical	0.95	40	7000	3000	0.46
Small Hydro	0.00037	80	4380	0	1
Large Hydro 1	6.277	80	4380	0	1
Large Hydro 2	4.783	80	4380	0	1
Geothermal 1	0.05	40	6132	3000	1
Geothermal 2	0.1	40	6132	3000	1
Geothermal 3	0.2	40	6132	3000	1
Biomass	0.025	20	3500	3000	0.2
Onshore Wind	0.05	25	2028	0	1
Offshore Wind	0.1	25	4000	0	1
Solar PV	0.02	20	1752	0	1
CPR1000	1	60	7000	3000	1
CPR1000	1	60	7000	3000	1
AP1000	1.25	60	7000	3000	1

²⁾ 表 2a~c に示されたコストはすべて 2013 年の名目値である。なお、需給予測において時系列の変数を用いる場合は価格やコスト等の数値は実質に変換した値を用いている。

表 2b 各発電方式の技術、コスト係数、排出係数

Technology	CAPEX (Direct Inv. Cost) USD/kW	Weighted Average Cost of Capital	CAPEX annual Cost Reduction (Tech. Progr ess)	OPEX (Non-fuel) USD/kWh
Oil 1	500	0.06	1	0.02600
Oil 2	800	0.06	1	0.02600
Natural Gas Open Cycle	718	0.06	1	0.00650
Natural Gas CCGT1	583	0.06	1	0.00304
Natural Gas CCGT2	521	0.06	1	0.00304
Coal Super Critical 1	672	0.06	1	0.00168
Coal Super Critical 2	602	0.06	1	0.00151
Coal Ultra Super Critical	656	0.06	1	0.00164
Small Hydro	1800	0.06	1.01	0.00410
Large Hydro 1	757	0.06	1.01	0.00254
Large Hydro 2	896	0.06	1.01	0.00137
Geothermal 1	7000	0.06	1.01	0.01800
Geothermal 2	5000	0.06	1.01	0.01800
Geothermal 3	2567	0.06	1.01	0.01800
Biomass	2140	0.06	1	0.00430
Onshoer Wind	1541	0.1	0.99	0.01954
Offshore Wind	3680	0.1	0.99	0.04626
Solar PV	2878	0.1	0.99	0.01565
CPR1000	1748	0.06	1	0.00710
CPR1000	1763	0.06	1	0.00704
AP1000	2302	0.06	1	0.00928

表 2c 各発電方式の技術、コスト係数、排出係数

Technology	CO ₂ Emission Factor (ton C/toe)	NOX Emission Factor (ton/toe)	PM Emission Factor (ton/toe)
Oil 1	0.79	0.0502416	0.0005443
Oil 2	0.79	0.0502416	0.0005443
Natural Gas Open Cycle	0.58	0.011723	0.0002093
Natural Gas CCGT1	0.58	0.011723	0.0002093
Natural Gas CCGT2	0.58	0.011723	0.0002093
Coal Super Critical 1	1.04	0.0125604	0.0016747
Coal Super Critical 2	1.04	0.0125604	0.0016747
Coal Ultra Super Critical	1.04	0.0125604	0.0016747
Small Hydro	0	0	0
Large Hydro 1	0	0	0
Large Hydro 2	0	0	0
Geothermal 1	0	0	0
Geothermal 2	0	0	0
Geothermal 3	0	0	0
Biomass	0	0	0
Onshoer Wind	0	0	0
Offshore Wind	0	0	0
Solar PV	0	0	0
CPR1000	0	0	0
CPR1000	0	0	0
AP1000	0	0	0

(出所) 文献⁶⁾, 文献¹⁴⁾, とその他インターネット資料をもとに
筆者が設定

4.5 シナリオの設定

本研究では、「レファレンスシナリオ」、「天然ガスシフトシナリオ」、および「CO₂削減シナリオ」の三つのシナリオを主要シナリオとして想定している。さらに、「CO₂削減シナリオ」と同じCO₂削減目標を達成することを前提として、電力料金への補助金をフェーズアウト（段階的に廃止）す

る「電力料金補助金フェーズアウトシナリオ」と（石炭火力の）「CCS 導入シナリオ」を設定した。各シナリオの概要を表 3 に示す：

表 3 シナリオ概要

シナリオ	シナリオ概要
①レファレンス	最新の政策方針を反映したコスト最小化
②天然ガスシフト	新規石炭発電所の建設なし、原子力の建設ペースは現ペースを維持、従って天然ガス火力が主要電源になる
③CO ₂ 削減シナリオ	GHG削減目標を達成する（2020年まで、GDP 当たりCO ₂ 排出量は2005年比で45%削減；2050年までにCO ₂ 排出量は2005年と同じ水準まで削減）
④電力料金補助金フェーズアウト	CO ₂ 削減目標を達成したうえで、電気料金に対する補助金をフェーズアウトする
⑤CCS導入	CO ₂ 削減目標を達成するため、石炭火力にCCSを導入する

(1)レファレンスシナリオ

レファレンスシナリオでは、現行のエネルギー政策方針が反映される。2014年に中国政府は大気汚染を緩和するため、エネルギー産業に対して、石炭利用量の削減や、天然ガス・再生可能エネルギーなどクリーンエネルギーの導入拡大を政策として打ち出している（文献¹²⁾）。また、同政策の中で2017年までのクリーン電源の導入目標³⁾を設定した。レファレンスシナリオでは、2017年までにこの導入目標が達成され、さらに2017年から2050年までは2017年までの導入トレンドが維持されるよう導入量を想定している。本シナリオでは、現行の再生可能エネルギーの固定価格買取政策も継続されるとしている。

(2)天然ガスシフトシナリオ

このシナリオでは、2014年以降石炭火力発電所を新設しないと想定している。原子力の建設ペースは（すべてのシナリオに対し）現在と同じ水準を維持するとの制約条件を掛けているため、コスト最小化の結果として、将来的には天然ガス火力が電源構成において最大のシェアとなると予想される。

(3)CO₂削減目標達成シナリオ

本シナリオは、2050年までのCO₂削減目標を達成しつつ、最も経済性がある電源構成を求める。中国政府は2020年までにGDP当たりの温室効果ガスを2005年比で40%~45%を削減する目標を設定した。2050年までの削減目標は発表されていないが、CO₂排出量に対して削減目標を課した場合の影響を検証するため、2050年までのCO₂排出量を2005年水準まで削減することを仮の目標として設定している⁴⁾。

³⁾ 原子力：50GW、水力：330GW、太陽エネルギー：70GW、風力：150GW、バイオマス：11GW

⁴⁾ 2014年11月の米中気候変動対策合意で、中国政府は2030年に

なお、電力部門については中国のエネルギー起源のCO₂排出量の4割（現状）を維持することを前提として、電力部門のCO₂排出量削減目標を設定する。

(4)電気料金補助金フェーズアウトシナリオ

このシナリオではCO₂削減シナリオと同じCO₂削減目標を達成することを前提としつつ、電気料金に対する補助金⁵をフェーズアウトした場合の影響を検証する。補助金フェーズアウトに伴う電気料金の上昇によって、電力消費量は補助金ありのケースより減少することが予想される。

(5)CCS 導入シナリオ

このシナリオもCO₂削減目標を達成することを前提としている。本シナリオでは石炭火力にCCS技術を導入した場合の影響を検証する。CCS技術の技術特性とコスト⁶に関連する係数を表4に示す。

表4 CCS技術の技術とコストの係数

CCS Technology	Capacity (GW)	Life (Years)	Max Operati ng hr/yr	Min Operati ng hr/yr	Thermal Efficiency (**11630k Wh/ton)	CAPEX (Direct Inv. Cost) USD/kW	Weighted Average Cost of Capital	CAPEX annual Cost Reduction (Tech.Pro gress)	OPEX (Non-fuel) USD/kWh	CO ₂ Emission Factor (ton C/ton)	NOX Emission Factor (ton/ton)	PM Emission Factor (ton/ton)
Coal ASC with post combustion CCS	1.6	40	7000	3000	0.35	4519	0.06	0.967	0.0197	0.1040	0.01256	0.00167
Coal ASC with oxy combustion CCS	0.8	40	7000	3000	0.36	3656	0.06	0.967	0.0170	0.0520	0.01256	0.00167
Coal IGCC with CCS	0.82	40	7000	3000	0.351	3800	0.06	0.967	0.0175	0.1144	0.01256	0.00167

(出所) 文献¹⁾と文献¹⁴⁾をもとに筆者設定

5. シミュレーション結果

5.1 電力需要

中国の電力需要は2050年に11353TWh, 2013年(5320TWh)の2倍以上に伸びると予測する。なお、電気料金に対する補助金をフェーズアウトすると、電力需要は微減する(図5のオレンジ色の線)。

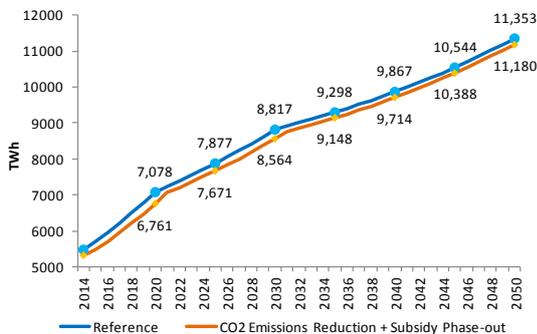


図5 2050年までの中国の電力需要

温暖化ガスの排出量をピークアウトすると発表したが、本研究の計算はその前に行われたため、2030年の目標が配慮されていない。

⁵ モデルで推計された総発電・送配電コストと電力料金の差を補助金とする

⁶ 表4におけるコストは2013年の名目値

5.2 各シナリオにおける電源構成

(1)主要シナリオ

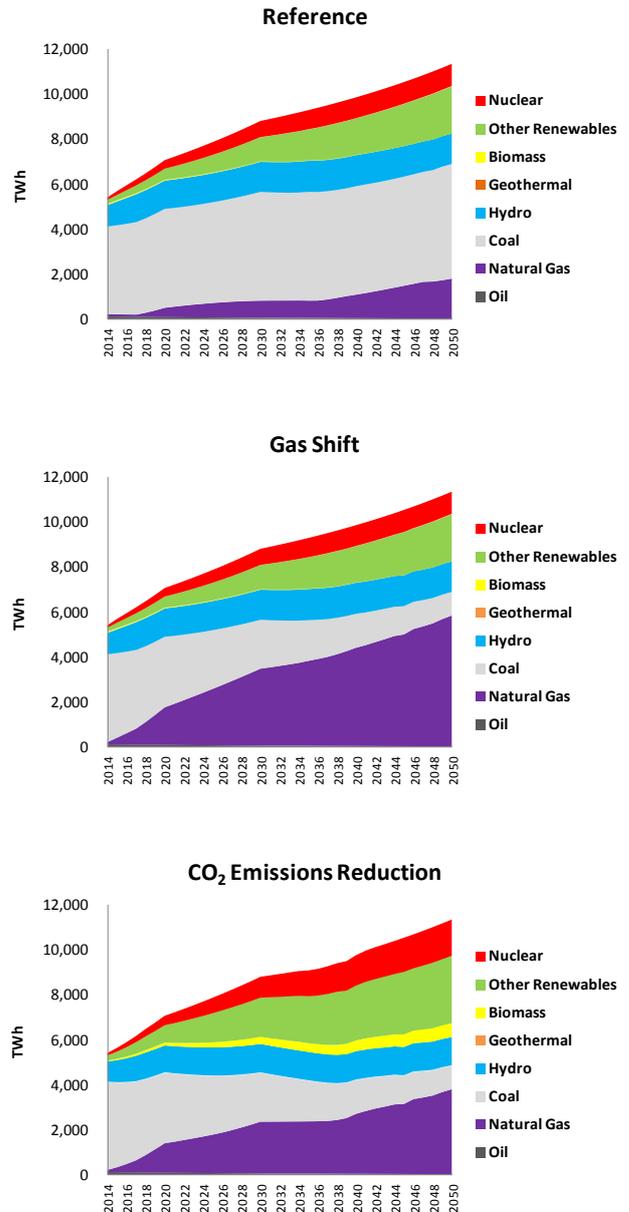


図6 各シナリオにおける電源構成 (上から: レファレンスシナリオ, 天然ガスシフトシナリオ, CO₂削減シナリオ)

レファレンスシナリオでは、石炭火力が依然として最大の電源であるが、そのシェアが2050年に45%に下がる。レファレンスシナリオは現状の政策（石炭の消費量を抑える方針）を反映するシナリオであり、従って石炭火力のシェアも徐々に減少していく。なお、石炭火力の新設がない場合（天然ガスシフトシナリオ）、天然ガスの発電電力量に占めるシェアは徐々に増加し、2050年に51.3%に達すると予測している。CO₂削減シナリオの電源構成を見ると、2050年のCO₂の削減目標を達成するためには、天然ガスだけでは十分ではなく、再生可能エネルギー電源や原子力の導入

拡大も必要となる。このシナリオで 2050 年に非水力再生可能エネルギー電源のシェアが 31.8%に伸びる。

(2)CO₂削減シナリオ

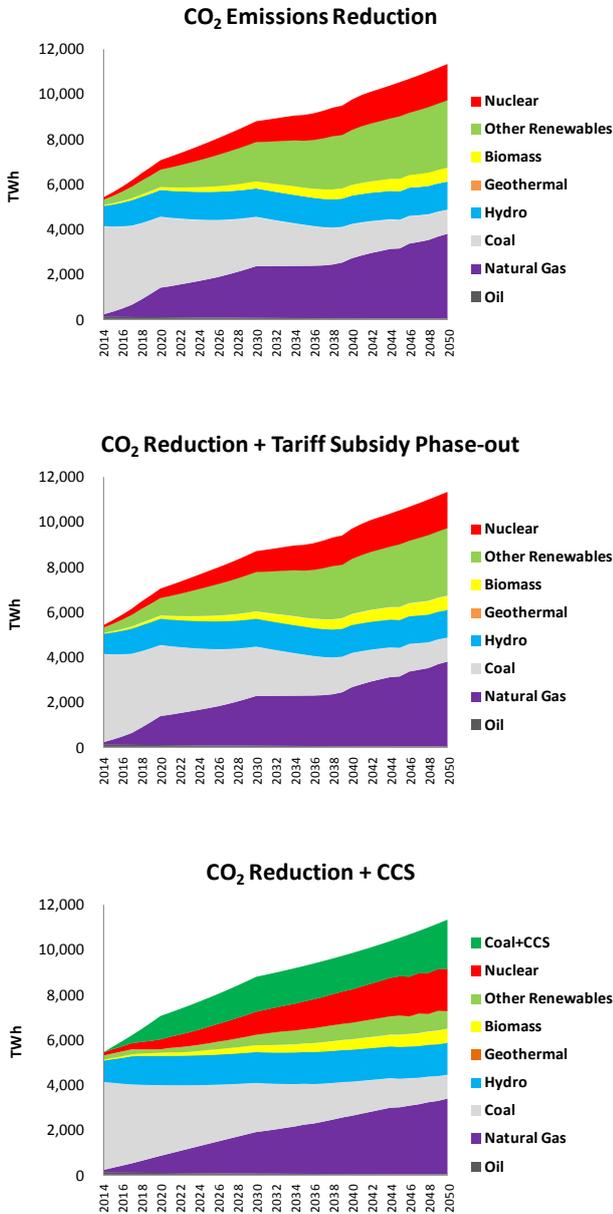


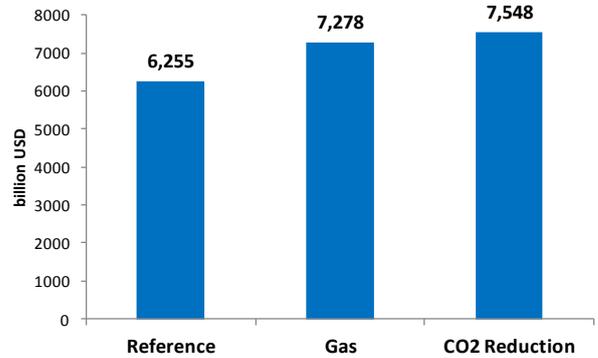
図7 CO₂削減シナリオでの電源構成（上から：CO₂削減シナリオ，電気料金補助金フェーズアウトシナリオ，CCS導入シナリオ）

CO₂削減目標を達成することを前提にしたCO₂削減目標達成シナリオ，電気料金補助金フェーズアウトシナリオ，及びCCS導入シナリオにおける電源構成を図7に示す。図5に示した通り，電気料金をフェーズアウトにしても，電力需要は微減するが，大きい変化はない。従って，CO₂削減目標達成シナリオと比較して，電気料金に対する補助金をフェーズアウトしても電源構成に殆ど変化はない。一方，

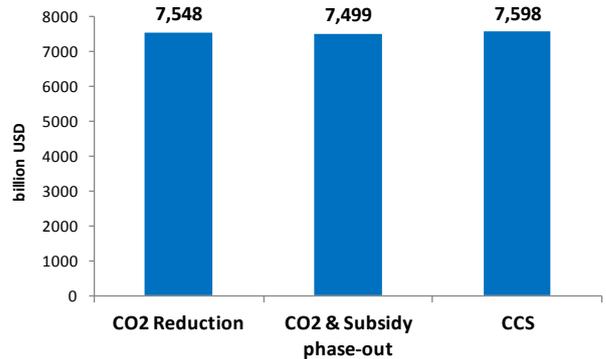
CO₂削減目標達成シナリオと比べて，CCS導入シナリオでは再生可能エネルギーのシェアが大幅に縮小している。CO₂削減においては，再生可能エネルギーと石炭火力+CCSに競合関係があることが考えられる。

5.3 各シナリオの比較

(1)コスト



(a) 主要シナリオ

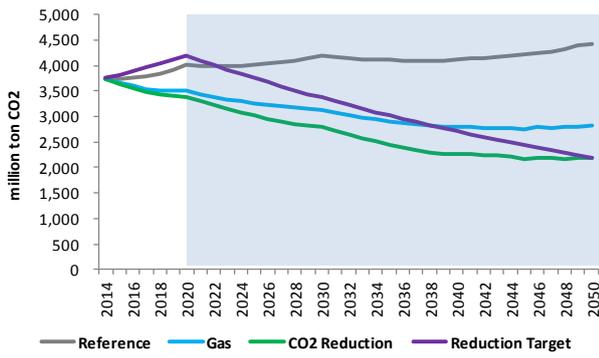


(b) CO₂削減シナリオ

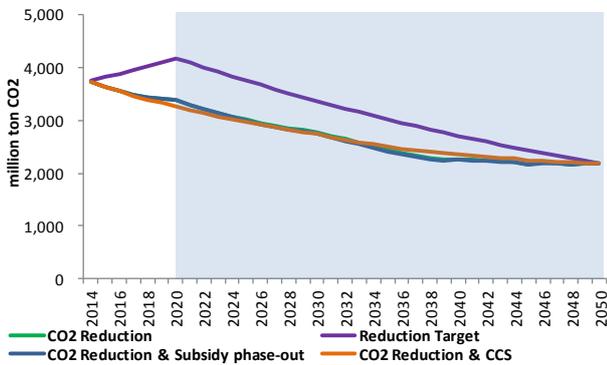
図8 燃料コストを含めた新規発電設備の総コスト

2050年までの発電所新設に伴う累積発電コスト（燃料コスト含む；割引率5%，基準年2014年）を図8に示す。レファレンスシナリオは6兆2550億ドルで最も低く，CCS導入シナリオは7兆5980億ドルで最も高い。CO₂削減制約がなく，火力（石炭や天然ガス）電源のシェアが高いレファレンスシナリオや天然ガスシフトシナリオの総投資コストは他のシナリオ（再生可能電源のシェアが比較的に高い）より低い。CO₂削減目標達成シナリオと比べると，電気料金フェーズアウトシナリオにおける発電所新設による累積発電コストは低い。電気料金に対する補助金をフェーズアウトすると，電力需要が縮小し，新規発電に対する投資も少なくなる。

(2)CO₂ 排出量



(a) 主要シナリオ



(b) CO₂ 削減シナリオ

図9 CO₂ 排出量

各シナリオにおけるCO₂排出量の推移を図9に示す。結果によると、いずれのシナリオでも2020年までのCO₂削減目標（政府による設定）を達成することが出来る。レファレンスシナリオにおけるCO₂排出量は最も多く、2050年の発電部門におけるCO₂排出量は44億3519万トン/年になり、2005年水準の約2倍となる。石炭火力を天然ガスにシフトすると、CO₂排出量は大幅に削減することが可能であるが、2050年のCO₂排出量を2005年水準まで削減するにはもっとクリーンな電源の導入を拡大することが必要である。

(3)CO₂ 削減の平均費用

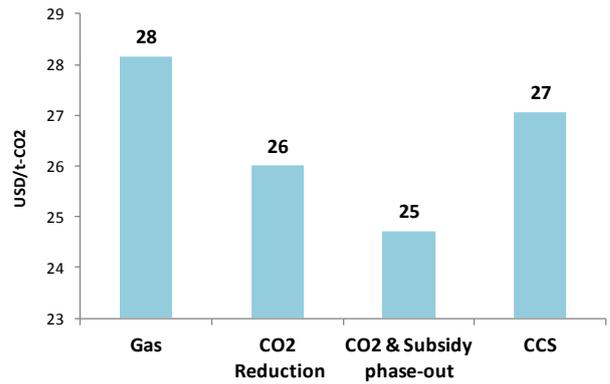
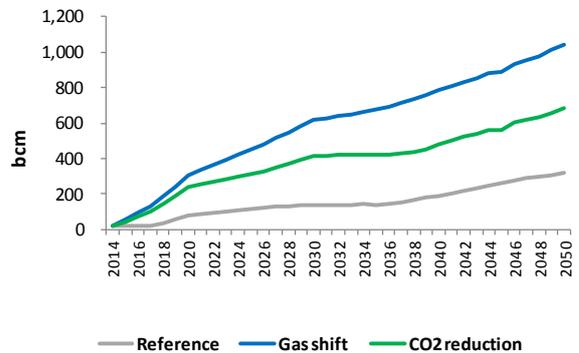


図10 各シナリオのCO₂削減の平均費用の比較

レファレンスシナリオと比較し、各シナリオにおけるCO₂削減の平均費用（トン当たりの削減費用）を図10に示す。結果によると、CO₂削減には天然ガスシフトシナリオが最もコストがかかることが分かる。CCSシナリオの総コストが最も高いが、安価な石炭火力の導入およびCCS技術によるCO₂削減の効果が大きいいため、平均コストを計算すると天然ガスシフトシナリオよりも低くなっている。

CO₂削減シナリオ（とそれをベースにした電気料金補助金フェーズアウトシナリオ）においてCO₂削減の平均費用が最も低い。このシナリオの電源構成をみると、天然ガスと再生可能エネルギーの組み合わせは最も経済性があるCO₂削減の発電オプションであることが分かる（本研究では原子力発電に対して制約条件を掛けているため、原子力によるCO₂削減の経済性を検証しない）。

(4)天然ガスの需要



(a) 主要シナリオ

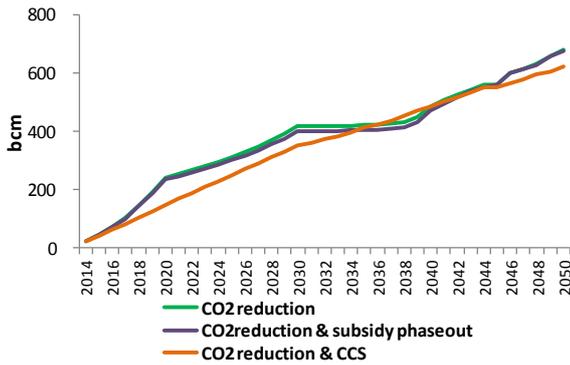
(b) CO₂削減シナリオ

図 11 発電用の天然ガス需要

各シナリオにおける発電用天然ガス消費量の推移を図 11 に示す。レファレンスシナリオでは、電源構成の大半が石炭火力であるが、天然ガス火力のシェアも徐々に上がっていく。従って、発電用天然ガスの需要も伸びていく。2050年にレファレンスシナリオにおける発電用の天然ガスの需要は 320bcm/年になり、2013年の約 13 倍強となる（2013年における天然ガス発電実績から発電用の天然ガス消費量は約 24bcm と推計している）。なお、レファレンスシナリオと比べて、天然ガスシフトシナリオでは発電用の天然ガスの需要は大幅に増える。このシナリオでは、2050年に発電用の天然ガスの需要は 1043bcm/年になり、レファレンスシナリオの 3 倍強（3.3 倍）となる。CO₂削減シナリオでは、再生可能エネルギー発電の導入拡大によって天然ガスの需要は緩和するが、2050年の天然ガス需要量は 682bcm/年に達し、レファレンスシナリオの 2 倍強（2.1 倍）となる。石炭火力 CCS の導入によって、同じ CO₂削減目標を達成するために天然ガスの需要はさらに削減出来るが、2050年における発電用天然ガスの需要は 625bcm/年、レファレンスシナリオの 2 倍弱と、大きな改善とは言えない。

現在、石炭火力と水力は中国における電源構成の 9 割以上を占めている。中国の石炭供給の輸入依存度はわずか 7%（2012年）で、中国の発電部門の大半が国内資源に依存していると言える。一方、2007年から中国の天然ガスの輸入は急増し、2012年に天然ガスの輸入依存度が 26%になった。そのため、天然ガス火力のシェアの増加に伴い、発電部門の輸入依存度も高くなると予想される。この意味で、中国にとって、天然ガス火力は経済性があるクリーンな発電技術であるが、発電用天然ガスの需要が増えることはエネルギー安全保障の懸念材料にもなる。

6. 政策の意思決定

上記の分析結果を見ると、経済性、環境性及びエネルギー安全保障という三つの‘E’を同時に満たした政策シナリ

オはないことが分かる。なお、上記の分析結果によって経済性、環境性及びエネルギー安全保障の側面から各政策シナリオに対して相対評価を可能にする方法として、表 5 のような「政策シナリオ評価マトリックス」を作成した（評価の低い順から高い順へ 1 から 5 までの 5 段階評価）。これを用い、経済性、環境性、エネルギー安全保障といった懸念事項の優先度を定めることにより、各政策シナリオを総合的に評価することが可能となる。

表 5 政策シナリオ評価マトリックス

	経済性	環境性	エネルギー安全保障
レファレンス	5	1	5
天然ガスシフト	3	4	1
CO ₂ 削減	2	5	2
電気料金補助金フェーズアウト	4	5	2
CCS導入	1	5	3

政策上の懸念事項の優先順位によって総合的に各政策シナリオをランキングした二つの例を以下に示す：

【例 1】経済性＞エネルギー安全保障＞環境性

経済性＞エネルギー安全保障＞環境性のケースで、政策上の懸念事項の優先順位マトリックスは表 6 のようになる（優先順位で最も高いのは 3）。この優先順位マトリックスを表 5 の政策シナリオ評価マトリックスに掛けた結果が総合的な政策ランキングマトリックスとなる（表 7）。経済性を最も重視する場合、総合的にレファレンスシナリオは最も得点が高くなる。

表 6 政策の懸念事項の優先順位（例 1）

経済性	3
環境性	1
エネルギー安全保障	2

表 7 各政策シナリオの総合的なランキング（例 1）

レファレンス	26
天然ガスシフト	15
CO ₂ 削減	15
電気料金補助金フェーズアウト	21
CCS導入	14

【例 2】環境性＞エネルギー安全保障＞経済性

一方、環境性＞エネルギー安全保障＞経済性のケースにおいては、【例 1】と同じ手法で、各政策シナリオに対する総合的なランキングマトリックスを表 9 に示す。このケースでは、総合的に考えると電力料金補助金フェーズアウト（CO₂削減を最優先とした場合）は最も望ましいシナリオ

である。

表 8 政策の懸念事項の優先順位 (例 2)

経済性	1
環境性	3
エネルギー安全保障	2

表 9 各政策シナリオの総合的なランキング (例 2)

レファレンス	18
天然ガスシフト	17
CO ₂ 削減	21
電気料金補助金フェースアウト	23
CCS導入	22

7. まとめ

本研究は中国のエネルギー・環境政策を勘案し、発電部門に対し 5 つの政策シナリオを設定した。最適化手法を用い、各政策シナリオにおける 2050 年までの電源構成を求めた。予測結果からは、経済性、環境性及びエネルギー安全保障という三つの‘E’を同時に満たす電源構成の選択肢はないことが分かった。石炭火力が大半を占めるレファレンスシナリオは経済性とエネルギー安全保障の観点から望ましいが、環境性は低い。一方、天然ガス火力と再生可能エネルギーの組み合わせは最も経済性があるクリーンなオプションであるが、天然ガス消費量が上昇するなどエネルギー安全保障の観点からは望ましくない。

このような状況において、最善の選択肢を決めるために、ディシジョンマトリックス手法を提案した。経済面、環境面、エネルギー安全保障の面で各政策シナリオに対して、相対評価を行い、政策シナリオ評価マトリックスを作成することができる。一定の経済性・環境性・エネルギー安全保障の優先順位 (3 つの要素の優先順位が同じケースも含む) を決めれば、各政策シナリオの総合的なランキングを数字で表すことが可能となる。これにより総合的に得点が最も高い政策シナリオは、最善の選択肢と評価できる。

参考文献

- 1) CCS Cost Reduction Taskforce, The Potential for Reducing the Costs of CCS in the UK, (2013), https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/201021/CCS_Cost_Reduction_Taskforce_-_Final_Report_-_May_2013.pdf (アクセス日 2014.11.05)
- 2) China Electricity Council; Analysis and Projection of Electric Power Supply and Demand in 2014, (2014)

<http://www.cec.org.cn/guihuayutongji/gongxufenxi/dianligongxufenxi/2014-02-25/117272.html> (中国語のみ, アクセス日 2014.11.05)

- 3) Dongjie Zhang, Linwei Ma, and et al.; A multi-period superstructure optimisation model for the optimal planning of China's power sector considering carbon dioxide mitigation: Discussion on China's carbon mitigation policy based on the model, Energy Policy, Volume 41, (2012), 173-183
- 4) International Energy Agency (IEA); World Energy Statistics and Balances Database, (2013)
- 5) IEA and ERI; Policy Options for Low-Carbon Power Generation in China, designing a emission trading system for China's electricity sector, (2012). https://www.iea.org/publications/insights/Insight_PolicyOptions_LowCarbon_China.pdf (アクセス日 2014.11.05)
- 6) IEA and NEA; Projected Cost of Generating Electricity (2010 edition), http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/projected_costs.pdf (アクセス日 2014.11.05)
- 7) 海外電力調査会; 海外諸国の電気事業 第 1 編 追補版 2 アジア主要国のエネルギー・電力事情, (2011), 127-154, 社団法人海外電力調査会
- 8) 海外電力調査会; 海外諸国の電気事業 第 1 編, (2008), 577-622, 社団法人海外電力調査会
- 9) 海外電力調査会; 海外諸国の電気事業 第 1 編 追補版, (2006), 305-334, 社団法人海外電力調査会
- 10) 海外電力調査会; 海外諸国の電気事業 第 1 編, (2003), 595-632, 社団法人海外電力調査会
- 11) 海外電力調査会; 海外諸国の電気事業 第 1 編, (1998), 425-458, 社団法人海外電力調査会
- 12) National Development and Reform Commission; Proposal on Reinforcing Air Pollution Prevention and Mitigation for the Energy Industry, (2014), http://www.sdpc.gov.cn/gzdt/201405/t20140516_611843.html (中国語のみ, アクセス日 2014.11.05)
- 13) National Energy Administration; Electricity Consumption in 2013, (2014), http://www.nea.gov.cn/2014-01/14/c_133043689.htm (中国語のみ, アクセス日 2014.11.05)
- 14) Parsons Brinckerhoff; Electricity Generation Cost Model-2012 Update of Non-renewable Technologies (Prepared for the Department of Energy and Climate Change), (2012). https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/65712/6884-electricity-gen-cost-model-2

012-update.pdf (アクセス日 2014.11.05)

- 15) Qixin Chen, Chongqing Kang, and et al.; Preliminary exploration on low-carbon technology roadmap of China's power sector, Energy, Volume 36, Issue 3, (2011), 1500-1512
- 16) World Bank Databank.
<http://databank.worldbank.org/data/home.aspx> (アクセス日 2014.11.05)
- 17) Yande Dai, Yuezhong Zhu, and et al.; Low Carbon

Pathway till 2050 for China – Analysis on Energy Demand and Carbon Emissions under different Scenarios, 経済研究参考 (中国語ジャーナル), Volume 26, (2010), http://wenku.baidu.com/link?url=9Gdt6xbSQ-recbNIY-eVPtWOAJ04Httkii6tdKkLie89d94JvQVeS1ytbgg5qMEJU8V_Xgdsb8EeOyu_BXKYebTT8A_BphJwk_ITNEYRdKW (アクセス日 2015.08.12)