

# 2050年に向けた最適電源構成の検討 -マクロ経済影響を加味した定量分析-

岡林 秀明, 柴田 智文, 松尾 雄司

(日本エネルギー経済研究所)

# 1.研究の目的

- 温室効果ガス排出ネットゼロの「理想」と経済負担増加の「現実」の葛藤が存在し、国内外を問わず、国家のエネルギー選択が経済や国民負担に与える影響の分析が活発
- エネルギー選択による電力部門の経済性評価の研究例は多いが、電力システム全体の整備と維持管理の総コストの経済性のみに焦点
- 「電源設備の整備により生じる設備投資が誘発する経済効果」「炭素税の経済負担」「その税収を原資に政府が歳出を拡大した場合の乗数効果」など、より広義のマクロ経済全体に及ぼす影響を定量的に検討した例は少ない
- 応用一般均衡モデルを用いてマクロ経済全体への影響を分析した先行事例が一部存在も、一定の経済成長率を前提に、炭素税導入等政策の導入がマクロ経済へ及ぼす影響を、導入しない場合の「均衡からの歪み」で表現
- 完全情報下で各主体が価格情報をもとに合理的な行動を行う前提で、実社会の不況・市場不均衡等のギャップが表現されず、モデルに炭素税等の何らかの制約を賦課した場合に必ずGDPが減少するなど、その適用に一定の制約が存在

## 2. 評価方法

### 2.1 統合型エネルギー経済モデル

- 2050年までの日本のエネルギー選択が、電力システムの総コストおよびマクロ経済に与える影響を評価するため、トップダウン型の「**計量経済モデル**」とボトムアップ型の「**OPGM**」(**最適電源構成モデル**)を組み合わせた**統合型エネルギー経済モデルを構築し試算**
- トップダウン型の「計量経済モデル」は、日本エネルギー経済研究所等が開発し改良したモデル※1を用いる
- ボトムアップ型のコスト最小化型技術評価モデルは、日本エネルギー経済研究所等が改良した「OPGM」※2を用いる

※1 柳澤 明;わが国の長期エネルギー需給展望-環境制約と変化するエネルギー市場の下での2030年までの見通し-,(2008).エネルギー・資源,29(6),pp13-17

室田 泰弘, 越国 麻知子, 伊藤 浩吉; マクロ・産業連関分析のためのパソコンによる経済予測入門,(2005),275,東洋経済新報社.

小宮山 涼一,鈴木 研悟,永富 悠,松尾 雄司,末広 茂;統合型エネルギー経済モデルによる2050年までの日本のエネルギー需給の分析,

『エネルギー・資源学会論文誌』, 33-2 (2012), pp.34-43. [http://www.jserr.gr.jp/journal/journal\\_pdf/2012/journal201203\\_5.pdf](http://www.jserr.gr.jp/journal/journal_pdf/2012/journal201203_5.pdf)(アクセス日2020.11.30)

※2 Y. Matsuo, S. Endo, Y. Nagatomi, Y. Shibata, R. Komiyama and Y. Fujii; A quantitative analysis of Japan's optimal power generation mix in 2050 and the role of CO2-free hydrogen, Energy, 165 (2018), pp.1200-1219.

Y. Matsuo, S. Endo, Y. Nagatomi, Y. Shibata, R. Komiyama and Y. Fujii; Investigating the economics of the power sector under high penetration of variable renewable energies, Applied Energy, 267 (2020), 113956.

松尾雄司,遠藤聖也,永富悠,柴田善朗,小宮山涼一,藤井康正: 2050年の発電部門ゼロ・エミッション化に向けた検討,(2018).

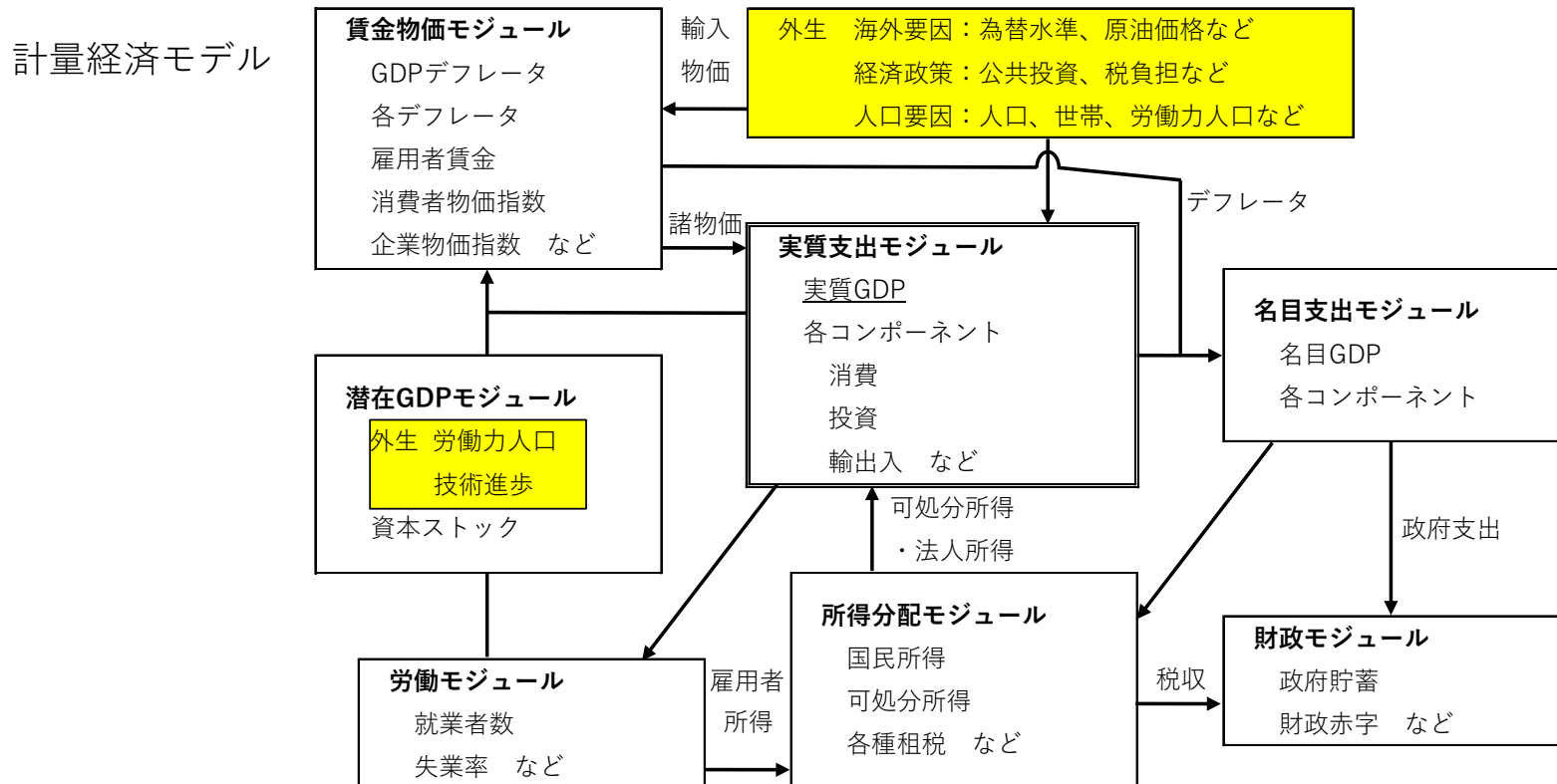
<https://eneken.ieej.or.jp/data/7801.pdf>(アクセス日2020.11.30)

松尾雄司,遠藤聖也,永富悠,柴田善朗,小宮山涼一,藤井康正: 2050年の発電部門ゼロ・エミッション化に向けた検討 (2) 気象条件の変動に関する評価,『エネルギー・資源学会論文誌』, 40-3 (2019), pp.49-58.

## 2.評価方法

### 2.2 計量経済モデル

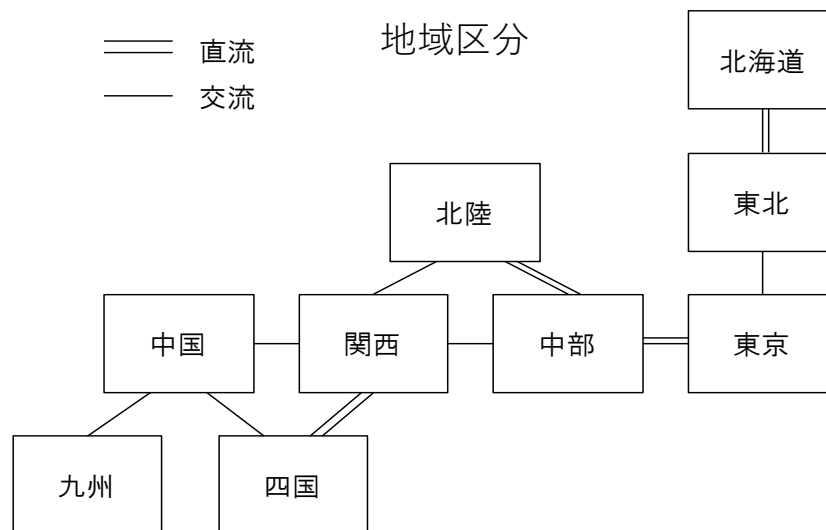
- **計量経済モデル**では、世界貿易等の海外要因、公共投資等の経済政策、人口動態、化石燃料価格等のエネルギー価格を前提条件として、**各種経済指標を推計**
- **GDP**やそれを構成する**投資、輸出入**等の動きに着目し、**国民経済の資金循環を計算**
- 実質支出モジュール、賃金物価モジュール、所得分配モジュール、労働モジュール等で構成され、**各種外生変数の変化が経済全体に与える影響の推計が可能**



## 2. 評価方法

### 2.3 OPGM

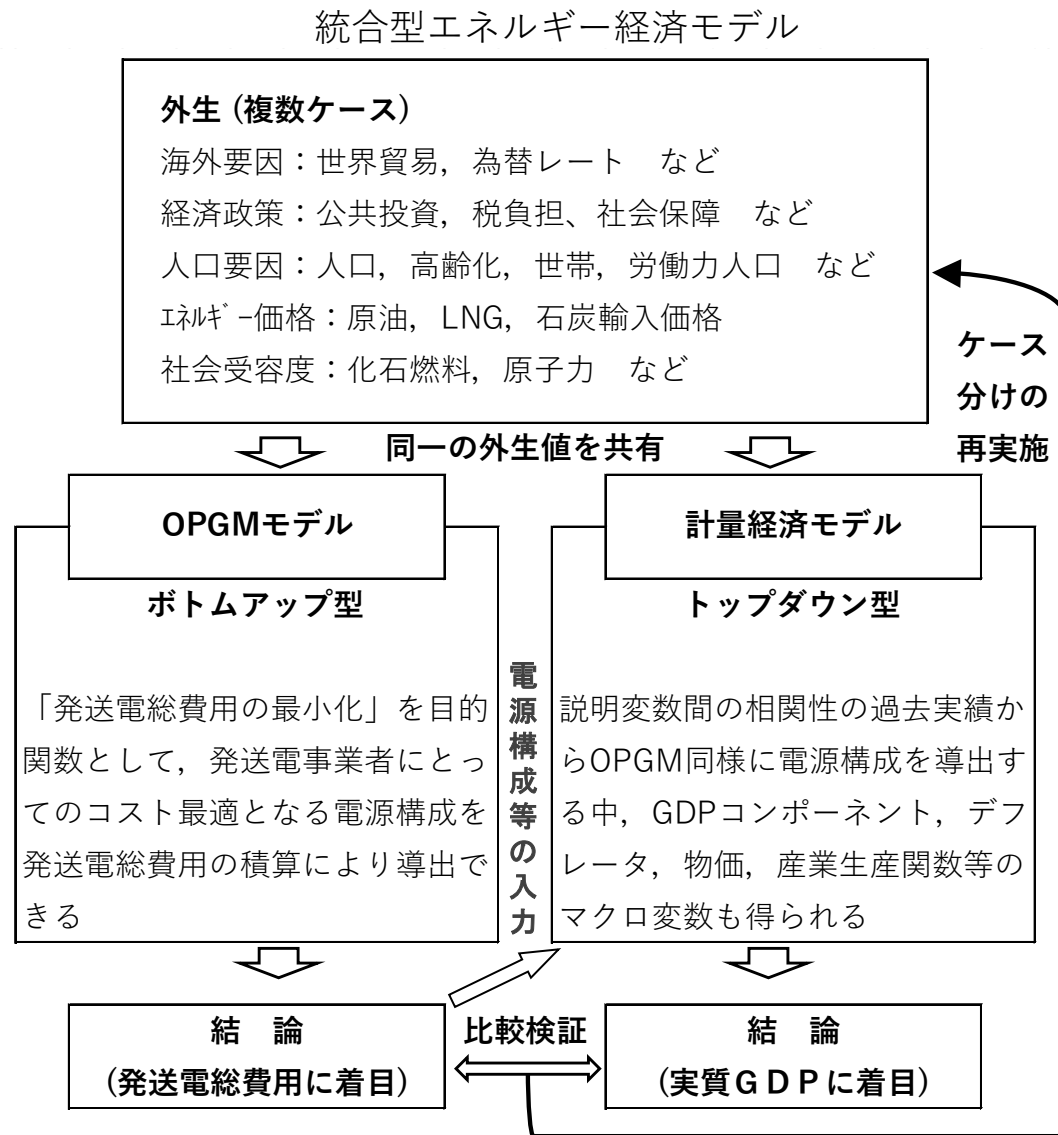
- **OPGM**は、2050年の日本の電力部門を対象とし、複数の制約条件下で費用が最小となる電力供給を模擬し分析
- 日本のエネルギーシステムが線形計画法でモデル化され、**エネルギー需給とエネルギー技術の「電気事業者にとって」経済合理的な導入規模を決定. 目的関数は算定期間における割引後のシステム総コスト**であり、制約式として、資源量制約、エネルギー需給バランス制約等を考慮
- 地域区分は、旧一般電気事業者の供給区域に従い沖縄を除く日本全国を9地域に分割. 地域間は相互に直流または交流の**連系線で接続**.
- 年間の電力需給を**1時間刻み**(365日×24時間 = 8,760分割)で計算し評価



## 2.評価方法

### 2.4 統合型エネルギー経済モデルの構造

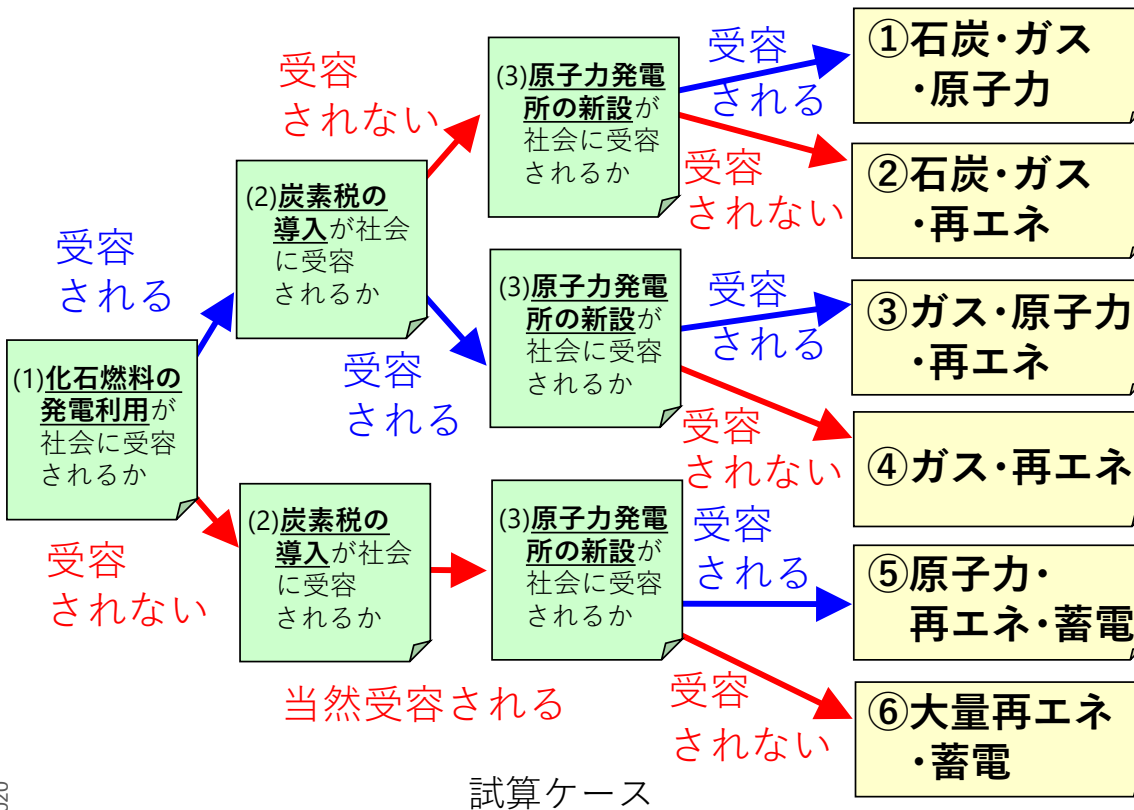
- 計量経済モデルとOPGMの間で前提となる**外生変数を共有する統合型エネルギー経済モデル**を構築
- 電源選択上の制約について設定した複数の前提下での**費用最小となる電源構成・システム総コスト**をOPGMより推計
- OPGMが算出した電源構成の実現に必要な**設備投資金額、燃料費、炭素税徴税額**等を勘案し、計量経済モデルに外生変数として入力、**実質GDP等のマクロ変数を推計し、両モデル間の結論を比較検証し、さらに検証が必要な場合は外生値のケース分けを追加し再分析。**



## 2.評価方法

### 2.5 試算ケース

- 2050年の電力システムを取り巻く制約を幅広く検討するため、まずは**基本となる6ケースを作成し、比較分析**。化石燃料の発電利用,炭素税の導入,原子力発電所の新設が社会的に受容されるか否かでケース分け
- (結果的に,6ケースの比較検証後,OPGMと計量経済モデルの評価結果のギャップを明確にするため,**5ケースを追加投入し,計11ケース**で比較検証 ⇒ **後述**)



試算ケースの基本的な電源の設置可否

ケース番号	①	②	③	④	⑤	⑥
炭素税賦課	現状維持		\$120/t-CO <sub>2</sub>			
石炭既設	○	○	×	×	×	×
ガス火力	○	○	○	○	×	×
原子力新設	○	×	○	×	○	×

※ World Bank “State and Trends of Carbon Pricing 2020” 12p. 2020.4.1時点の**最高値スウェーデン\$119/t-CO<sub>2</sub>**に2050年には**日本も到達**と仮定した試算.  
OPGMでは**石炭火力が全廃**に至る.

## 2.評価方法

### 2.6 前提条件

- 日本エネルギー経済研究所の**既往研究**※に従い、2050年の日本のエネルギーミックスを想定した前提条件を設定。**一部**条件は本研究の趣旨に従い、**独自設定**。

※ 松尾雄司，遠藤聖也，永富悠，柴田善朗，小宮山涼一，藤井康正：2050年の発電部門ゼロ・エミッション化に向けた検討,(2018).  
<https://eneken.ieej.or.jp/data/7801.pdf>(アクセス日2020.11.30)

松尾雄司，遠藤聖也，永富悠，柴田善朗，小宮山涼一，藤井康正：2050年の発電部門ゼロ・エミッション化に向けた検討  
(2)気象条件の変動に関する評価，『エネルギー・資源学会論文誌』，40-3 (2019)，pp.49-58.



## 2.評価方法

### 2.6 前提条件 (原子力発電・再生可能エネルギー)

- **原子力**発電は、現行既存大型炉の発電コスト・性能で算定。2050年の最大導入可能量は、廃炉未表明の既設炉と建設中の原子炉容量の**合計値42.5GW上限**。60年運転を前提とすると、**2050年までに既設炉の17.0GWが廃炉**へ移行するが、新設炉の採算が得られ、かつ社会的に**新設が許容される場合は、廃止される発電所の連系容量を上限にリフレッシュ**。なお、既設炉で2050年に運転開始後60年に到達しない炉の建設費は、電気事業者の sunk cost とし、算定時の資本費から控除。
- **再生可能エネルギーのコスト低減目標** (2020年2月 調達価格等算定委員会) は、2025年もしくは2030年までに太陽光発電7.0円/kWh、陸上風力発電8～9円/kWhまで低減。ただし、この目標は日本の過去のコスト低減トレンドを逸脱するため、**2050年 太陽光7.0円/kWh、陸上風力8.5円/kWhと想定**。洋上風力は概ね**陸上風力のコスト低減同等の低減率でコスト低減**とした(10.0円/kWh)。

発電コスト・性能想定 (原子力：既存大型炉・新設炉)

建設単価 [千円/kW]	420
稼働年数	新設 40
年経費率	1.00
自家消費率	0.04
燃料費 [円/kWh]	1.8
出力増加率上限	0.02
出力減少率上限	0.02
年間設備利用率上限	0.80
最小出力レベル	0.80

発電コストの想定 (太陽光及び風力)

		標準
太陽光 発電	建設単価 [千円/kW]	102
	稼働年数	30
	年経費率	0.014
陸上風力	建設単価 [千円/kW]	190
	稼働年数	30
	年経費率	0.021
洋上風力	建設単価 [千円/kW]	286
	稼働年数	30
	年経費率	0.044

## 2.評価方法

### 2.6 前提条件 (再生可能エネルギー・蓄電池)

- **太陽光・風力の最大導入可能量**は、7ページの既往研究と同様に、前述の太陽光・風力ともに環境省によるポテンシャルの評価値を利用。ただし、今回は、陸上風力発電のみ、現実的な利用制約の観点から別の研究※の数値を利用。
- **蓄電池コスト**についてはリチウムイオン電池を想定し、標準ケースとしてNational Renewable Energy Laboratoryの中位ケースである**150米ドル/kWh**を設定。
- 他、7ページの既往研究同様、別途、既存設備相当の**揚水発電(163GWh)**の利用を想定。

太陽光・風力の最大導入可能量想定

単位:GW	太陽光	陸上風力	洋上風力
北海道	14.7	16.4	177.1
東北	24.8	2.8	33.9
東京	54.4	0.6	38.8
北陸	9.3	0.2	0.1
中部	35.5	0.5	23.3
関西	26.0	0.6	0.04
中国	24.2	0.8	0.1
四国	13.1	0.5	1.9
九州	37.5	2.2	2.0
合計	239.3	<b>24.6</b>	277.2

(環境省 271 GW)

蓄電池コストの想定

	標準
蓄電池 [米ドル/kWh]	150

※ 尾羽秀晃,永井雄宇,朝野賢司:土地利用を考慮した太陽光発電および陸上風力の導入ポテンシャル評価,電力中央研究所報告,(2019).  
<https://criepi.denken.or.jp/jp/kenkikaku/report/detail/Y18003.html>(アクセス日2020.11.30)

## 2.評価方法

### 2.6 前提条件 (火力発電)

- **水素発電やCCS付き火力等は考慮せず**(理由は「4.結論」に後述),既存の石炭火力・ガス火力のみ使用される前提で検討.
- **燃料費**はIEEJ **Outlook2020の想定値**※を利用した.

発電コストの想定 (石炭火力・ガス火力)

	石炭	ガス
建設単価 [千円/kW]	250	120
稼働年数	40	40
年経費率	0.037	0.024
熱効率	0.48	0.57
自家消費率	0.06	0.02
燃料費	(右表)	(右表)
出力増加率上限	0.26	0.44
出力減少率上限	0.31	0.31
季節内設備利用率上限	0.90	0.95
年間設備利用率上限	0.80	0.80
DSS運転比率	0.00	0.50
最小出力レベル	0.30	0.30

燃料費想定

	標準
石炭 [米ドル/t]	123
LNG [米ドル/MMBtu]	10.5

※ 日本エネルギー経済研究所;IEEJ Outlook 2020,(2019). <https://eneken.ieej.or.jp/data/8645.pdf> (アクセス日2020.11.30)

### 3. 評価結果

#### 3.1 OPGMによる発送電費用最小の電源構成

- 炭素税の石炭火力への影響は大きく、現状の石油石炭税程度の課税水準(ケース①,②)では、**既設の石炭火力の発電容量が最大限維持**され、**再エネ**導入は、コスト競争力に優れる石炭火力に押し出され他ケースと比べて**大幅縮小**.
- 一方、炭素税の課税が大幅増のケース(\$120/t-CO<sub>2</sub>:**ケース③~⑥**)の最適電源構成は大幅に異なる形態となり、**石炭火力の容量は完全消失**. 他方、石炭火力を代替する形で、他の発電設備の容量が増加し、**ガス火力・太陽光・陸上/洋上風力は大幅増**.
- **原子力**発電は、コスト競争力の高さから、ケース間の相違に関わらず、原則、**導入可能容量の上限値**に近い容量の導入. ただし、炭素税制が現行水準のケース(ケース①)では、さらに高い競争力を有する石炭火力に押し出され、原子力の新設容量が2GW程度減少.
- 発送電総費用最小化を目的関数とする**OPGM**では、**ケース①が、最適な(費用最小を実現する)電源構成**を示す. 一方、発送電総費用の水準は、原子力発電の新設制限、炭素税の課税額が高いケース、ガスを含む化石燃料の使用制限等、**特定の発電技術に賦課される制約の増加とともに上昇**し、最も制限が厳しい**ケース⑥で最大**(最下位評価).

最適電源構成と発送電総費用の順位

OPGM (単位: GW)

	①	②	③	④	⑤	⑥
石炭既設	40	40	-	-	-	-
ガス火力	82	97	120	137	-	-
火力計	122	137	120	137	-	-
原子力既設	26	26	26	26	26	26
原子力新設	15	-	17	-	17	-
原子力計	41	26	43	26	43	26
太陽光	-	171	171	188	239	231
陸上風力	2.5	11	11	12	25	25
洋上風力	-	-	-	-	155	250
地熱バイオマス	16	16	16	16	16	16
再エネ計	18	197	197	215	435	521
水力	20	20	20	20	20	20
発電容量	201	380	380	398	497	567
蓄電池(GWh)	0.2	0.1	0.2	0.3	173	150
発電量(GWh)	1,010	1,009	1,017	1,016	1,043	1,043
炭素税 賦課	現状維持		\$120/t-CO <sub>2</sub>			
発送電総費用 (兆円)	8.68	8.74	10.30	10.78	16.07	18.96
同上(円/kWh)	8.59	8.66	10.13	10.61	15.41	18.18
同上コスト順位	1	2	3	4	5	6

### 3. 評価結果

#### 3.2 計量経済モデルによる実質GDP最大の電源構成

- 一方、トップダウン型の計量経済モデルに各ケースの電源構成を投入して試算
- ケース③が最適な(実質GDP最大の)電源構成となり、ケース①・②(OPGMで発送電総費用最小1位・2位)が、計量経済モデルでは実質GDP 5位・6位の最下位グループに

(参考) O P G M 発送電総費用の順位

	①	②	③	④	⑤	⑥
炭素税 賦課	現状維持		\$120/t-CO <sub>2</sub>			
発送電総費用 (兆円)	8.68	8.74	10.30	10.78	16.07	18.96
同上(円/kWh)	8.59	8.66	10.13	10.61	15.41	18.18
同上コスト順位	1	2	3	4	5	6

計量経済モデル 同一ケースに対する実質GDPの順位 (単位：兆円)

	①	②	③	④	⑤	⑥
実質GDP	812.6	810.5	814.0	813.7	813.9	812.9
GDP順位	5	6	1	3	2	4
民間消費支出	413.6	413.8	415.8	415.4	414.9	413.9
政府消費支出	99.7	99.7	100.8	101.1	99.7	99.7
民間設備投資	104.8	107.5	108.5	108.2	114.9	117.0
化石燃料輸入	35.1	31.7	30.7	31.7	27.6	27.6
電力総合単価 (円/kWh)	24.72	37.60	37.96	38.28	44.43	47.59

## 3. 評価結果

## 3.3 OPGMと計量経済モデルの比較

OPGM	発送電総費用対実質GDP順位					
	①	②	③	④	⑤	⑥
炭素税 賦課	現状維持		\$120/t-CO <sub>2</sub>			
発送電総費用 (兆円)	8.68	8.74	10.30	10.78	16.07	18.96
同上(円/kWh)	8.59	8.66	10.13	10.61	15.41	18.18
同上コスト順位	1	2	3	4	5	6
計量経済モデル						
実質GDP	812.6	810.5	814.0	813.7	813.9	812.9
GDP順位	5	6	1	3	2	4

(ケース①・②[炭素税現行維持]対ケース③～⑥[炭素税\$120/t-CO<sub>2</sub>賦課]の比較)

- **石炭火力**はOPGMにおいて、炭素税が現行水準ならば非常に競争力が高く、ケース①で太陽光発電ゼロ・原子力発電新設抑制など、有望な電源に見える。
- しかし、**計量経済モデル**では、ケース①と②において**炭素税収からの政府消費支出の還流がなく、石炭火力の安価な建設投資単価と既設石炭火力の多さから民間設備投資が伸びず、国富の流出たる化石燃料輸入も大規模であり、GDPの押し上げ効果に乏しい**ため、計量経済モデルでは**低評価**となる

⇒ **ケース①・②はGDP影響や温暖化対策も加味すれば最適な選択肢ではない。**

## 3. 評価結果

## 3.3 OPGMと計量経済モデルの比較

OPGM	発送電総費用対実質GDP順位					
	①	②	③	④	⑤	⑥
炭素税 賦課	現状維持			\$120/t-CO <sub>2</sub>		
発送電総費用 (兆円)	8.68	8.74	10.30	10.78	16.07	18.96
同上(円/kWh)	8.59	8.66	10.13	10.61	15.41	18.18
同上コスト順位	1	2	3	4	5	6
計量経済モデル						
実質GDP	812.6	810.5	814.0	813.7	813.9	812.9
GDP順位	5	6	1	3	2	4

(ケース①対②, ③対④, ⑤対⑥の比較[原子力新設の可対否])

- 原子力発電は, 全ケースにおいて既設炉(26GW)利用のみよりも新規建設(17GW)を加えた方が, OPGMにおける発送電総原価が小さく(評価が高く)なる
- 計量経済モデルでも大規模な建設投資, 資機材の国産化率の高さ, 化石燃料輸入の抑制などを通じてGDPを確実に押し上げるため, 評価が高くなる.

⇒ 原子力発電は新設炉でリプレースを進めた方が,両モデルで経済合理性が高い.

## 3. 評価結果

## 3.3 OPGMと計量経済モデルの比較

OPGM	発送電総費用対実質GDP順位					
	①	②	③	④	⑤	⑥
炭素税 賦課	現状維持		\$120/t-CO <sub>2</sub>			
発送電総費用 (兆円)	8.68	8.74	10.30	10.78	16.07	18.96
同上(円/kWh)	8.59	8.66	10.13	10.61	15.41	18.18
同上コスト順位	1	2	3	4	5	6
計量経済モデル						
実質GDP	812.6	810.5	814.0	813.7	813.9	812.9
GDP順位	5	6	1	3	2	4

(ケース③～⑥の4ケース間比較[発送電費用最小とGDP最大化の両立は？])

- 炭素税の賦課の条件を同一に揃えれば、ガス火力は、OPGMで既設83GWを超え新設するケース③(ガス火力・大量120GW規模)が発送電総費用最小で、他ケース比較で火力の調整力の重要性が際立つ。
- 炭素税の賦課下において、OPGMの電気事業者のコスト最小と計量経済モデルのGDP最大化が同時達成されるケースは③であるように見える。
- しかしながら、計量経済モデルでガス火力の評価は「建設投資が安価で、化石燃料の輸入を発生させ、GDPへの波及効果が他電源よりも相対的に小さい」と考えられる。  
⇒ ケース③で本当に最適かは、追加検証が必要。そこで…



### 3. 評価結果

#### 3.4 ケース分けの追加による最終結果の導出

- GDP順位が1位と2位であったケース③(ガス火力120GW)とケース⑤(火力なし)との間に、**火力20GW刻みで右図5ケースを新設**し、再度OPGMと計量経済モデルに投入することで、**追加試算**を行った。
- 結果、**③-2(既設83GWに近い80GW程度のガス火力を確保しつつ再生可能エネルギーや蓄電池をバランス良く導入)**において、電気事業者の発送電総費用の上昇を相当抑制しながらも、**GDPを最大化**できる。
- **発送電事業者のコスト最小(ケース③)と日本経済におけるGDP最大(ケース③-2)**は火力発電・再エネ・蓄電池のバランスが**異なる**との結果が導き出された。

	再掲 ③	新規 ③-1	新規 ③-2	新規 ③-3	新規 ③-4	新規 ③-5	再掲 ⑤
石炭既設	-	-	-	-	-	-	-
ガス火力	120	100	80	60	40	20	-
火力計	120	100	80	60	40	20	-
原子力既設	26	26	26	26	26	26	26
原子力新設	17	17	17	17	17	17	17
原子力計	43	43	43	43	43	43	43
太陽光	171	189	197	209	208	239	239
陸上風力	11	11	12	14	19	25	25
洋上風力	-	-	-	21	60	103	155
地熱バイオマス	16	16	16	16	16	16	16
再エネ計	197	215	224	260	303	382	435
水力	20	20	20	20	20	20	20
発電容量	380	378	367	383	406	465	497
蓄電池(GWh)	0.2	24	44	72	110	160	173
発電量(GWh)	1,017	1,018	1,020	1,024	1,030	1,039	1,043
発送電総費用(兆円)	10.30	10.37	10.48	10.68	11.27	12.83	16.07
同上(円/kWh)	10.13	10.18	10.27	10.43	10.95	12.35	15.41
同上コスト順位	1	2	3	4	5	6	7
実質GDP	814.0	814.4	814.6	814.2	813.7	813.6	813.9
GDP順位	4	2	1	3	6	7	5
民間消費支出	415.8	416.0	416.1	415.9	415.4	415.2	414.9
政府消費支出	100.8	100.7	100.7	100.5	100.1	99.8	99.7
民間設備投資	108.5	108.7	108.8	109.7	111.1	113.1	114.9
化石燃料輸入	30.7	30.3	30.2	29.3	28.2	27.8	27.6
電力総合単価(円/kWh)	37.96	38.10	38.03	39.50	41.36	43.19	44.43

最終結果

### 3. 評価結果

#### 3.4 ケース分けの追加による最終結果の導出

##### ガス火力80GW(③-2)がGDP最大の理由

- ③-2より右方との比較では、ガス火力が「無風・無日照期間」における電力供給維持の役割を果たすことが大きい
- 特に、ガス火力を40GW(③-4)以下に抑制した場合、急激に再エネ・蓄電池の導入量が増加し、所謂「出力抑制」が頻発しコストアップとなり、電気事業者の経営に支障が生じやすい
- ③-2より左方との比較では、ガス火力は建設投資が安価で、化石燃料の輸入を増加させ、GDPへの波及効果が他電源よりも相対的に小さいこと等が挙げられる。
- 再エネ・蓄電池の普及を促進しつつ「出力抑制」による無為な電気料金の上昇を招かないケース③-2が、日本経済に対するベストミックスの1つの最適解。

最終結果

	再掲 ③	新規 ③-1	新規 ③-2	新規 ③-3	新規 ③-4	新規 ③-5	再掲 ⑤
石炭既設	-	-	-	-	-	-	-
ガス火力	120	100	80	60	40	20	-
火力計	120	100	80	60	40	20	-
原子力既設	26	26	26	26	26	26	26
原子力新設	17	17	17	17	17	17	17
原子力計	43	43	43	43	43	43	43
太陽光	171	189	197	209	208	239	239
陸上風力	11	11	12	14	19	25	25
海上風力	-	-	-	21	60	103	155
地熱・バイオマス	16	16	16	16	16	16	16
再エネ計	197	215	224	260	303	382	435
水力	20	20	20	20	20	20	20
発電容量	380	378	367	383	406	465	497
蓄電池(GWh)	0.2	24	44	72	110	160	173
発電量(GWh)	1,017	1,018	1,020	1,024	1,030	1,039	1,043
発送電総費用(兆円)	10.30	10.37	10.48	10.68	11.27	12.83	16.07
同上(円/kWh)	10.13	10.18	10.27	10.43	10.95	12.35	15.41
同上コスト順位	1	2	3	4	5	6	7
実質GDP	814.0	814.4	814.6	814.2	813.7	813.6	813.9
GDP順位	4	2	1	3	6	7	5
民間消費支出	415.8	416.0	416.1	415.9	415.4	415.2	414.9
政府消費支出	100.8	100.7	100.7	100.5	100.1	99.8	99.7
民間設備投資	108.5	108.7	108.8	109.7	111.1	113.1	114.9
化石燃料輸入	30.7	30.3	30.2	29.3	28.2	27.8	27.6
電力総合単価(円/kWh)	37.96	38.10	38.03	39.50	41.36	43.19	44.43

出力抑制  
影響

- 2050年の日本の電力部門で、「電気事業者の発送電コスト最小(③)」と「日本経済全体が目指す実質GDP最大化(③-2)」の最適解は異なる事実を定量的に示した
- ③から③-2への移行で、日本の実質GDPが約6千億円浮揚する一方、電気事業者は約2千億円の発送電コストを負担する。逆もしかりで、電気事業者が約2千億円のコストを削減すると、実質GDPが約6千億円縮小する。電源構成の最適解が異なる政策主体と電気事業者が連携し、エネルギー・経済政策が適切に執り行われることで、日本経済の好循環につながる。
- 今回は、現行の技術・コストを前提のベースとして、2050年断面に向けて、今、現段階から、どの電源に重点投資を行っていくべきかの提言を意図
- 水素・アンモニア発電やCCS・CCUS等新技术があるが、敢えて算入・検討を見送り
- 新技术は実証段階で、2050年までに商業化が間に合うか、電気事業者でどの程度の規模とコストで導入できるか、日本経済にどの程度の波及効果があるか、不確実性が算出を攪乱するため
- 日本が“脱炭素社会”を目指すには新技术も電源構成検討で重要な要素となるため、商用利用の規模・コストの見通し・目標値が明らかになり次第、比較対象に加えて再検討したい。
- 知る限りにおいて、電気事業者の電源構成コスト最適化と、実質GDPをはじめ各種経済指標との相関性に関して、具体的な数値で網羅的に論じた先行研究はないと認識
- 電気事業者と日本経済の双方に有益になる1つの方向性を示す端緒となることを期待
- 引き続き、電源構成と経済活動との関係性に関して、あらゆる切り口から検討を続けていく。