

革新的エネルギー・環境戦略を考える

活動量の見直し、資源の有効利用、グリーン投資によって更なる節エネ・CO₂排出削減は可能

倉持壮¹、明日香壽川²

2012年11月

<要約>

政府のエネルギー・環境会議が9月14日に決定した革新的エネルギー・環境戦略（以下「エネ環戦略」という）について、長期的な低炭素社会および資源循環型社会の実現の観点から政府試算の前提条件のうち3つの想定に関し再検討を行い、2030年における追加的な節エネ・温室効果ガス（GHG）排出削減の可能性について独自に検証した。その結果、一次エネルギー消費に関しては、「エネ環戦略」想定に比べ2.5%以上追加的に節約できることが示唆された。GHG排出に関しては、「エネ環戦略」において「2013年から2020年まで1990年比で年間3.5%分の森林吸収量の確保を目指す」とあることも考慮すると、国内努力のみで2030年に1990年比マイナス30%程度の排出削減は十分に合理性を持つことが示唆された。

この出版物の内容は執筆者の見解であり、IGES および所属機関の見解を述べたものではありません
© 2012 Institute for Global Environmental Strategies. All rights reserved.

¹ 地球環境戦略研究機関 気候変動グループ特任研究員

² 東北大学教授、地球環境戦略研究機関 気候変動グループディレクター

目 次

1. 問題意識と目的	4
2. 分析手法	4
3. 再検討する想定及び提言	5
3.1. 粗鋼の生産量と生産方法	5
3.1.1. 問題意識1：粗鋼生産量の想定が高い	5
3.1.2. 問題意識2：粗鋼生産における電炉の比率が低い	7
3.1.3. 論点の検討	8
3.1.4. 提言：粗鋼生産量想定は1億500万±1,500万トン/年が現実的、 電炉鋼の割合は30%まで引き上げる	9
3.2. 発電部門における石油火力発電の割合	11
3.2.1. 問題意識：石油火力発電の割合が高い	11
3.2.2. 論点の検討	12
3.2.3. 提言：石油火力発電をLNGコンバインドサイクル発電で代替する	14
3.3. CO ₂ 回収・貯留（CCS）の導入量	14
3.3.1. 問題意識：2030年においてCCS導入が考慮されていない	14
3.3.2. 論点の検討	14
3.3.3. 提言：実証もしくは商用CCSプラントを2030年までに石炭 火力発電所3,000MW相当分導入する	15
4. 追加的節エネ・CO ₂ 排出削減ポテンシャルの合計	15
5. まとめ	17

<単位・頭字語・略語一覧>

単位・頭字語・略語	説明
CO ₂	二酸化炭素
GHG	温室効果ガス (Greenhouse Gases)
HHV	高位発熱量 (Higher Heating Value)。燃焼により生成する水蒸気が凝縮する際に得られる凝縮潜熱を含む発熱量を指す。
IGES	(公財) 地球環境戦略研究機関
kl	キロリットル
kWh	キロワット時=3.6 メガジュール (エネルギー単位)
LHV	低位発熱量 (Lower Heating Value)。燃焼により生成する水蒸気が凝縮する際に得られる凝縮潜熱を含まない発熱量を指す。
LNG	液化天然ガス (Liquid Natural Gas)
LNGCC	LNG コンバインドサイクル
MJ	メガジュール=10 ⁶ ジュール (エネルギー単位)
Mt	100 万トン (Million tonnes)
MW	メガワット=MJ/秒。発電設備の規模を表す。
PJ	ペタジュール=10 ¹⁵ ジュール=10 億 MJ (エネルギー単位)
RITE	(公財) 地球環境産業技術研究機構
中環審	環境省中央環境審議会

1. 問題意識と目的

2011年3月11日の東日本大震災および福島第一原発事故を受けて、日本政府はエネルギー・環境政策を白紙から見直している。2012年6月29日には、内閣府国家戦略室のエネルギー・環境会議が、政府に設置された3つの審議会での議論を踏まえて、エネルギー・環境政策に関する3つの選択肢（シナリオ）を国民に提示した。その後、パブコメなどの「国民的議論」を経て、政府は2011年9月14日に、「2030年代に原発稼働ゼロを可能とする」などの目標を掲げた新たなエネルギー戦略（「革新的エネルギー・環境戦略」。以下では「エネ環戦略」）を決定した。

「エネ環戦略」のもととなった3つの選択肢をめぐる議論の中心は原子力発電への依存度だったと言えるが、各選択肢における温室効果ガス（GHG）排出削減量も同時に提示されており、3つの選択肢とも2030年断面で23-25%（1990年比、海外クレジットおよび森林吸収等を除く）となっている。そして、この数値をベースにした「革新的エネルギー・環境戦略」では、GHG排出削減数値目標を2030年断面で概ね2割、2020年断面で5-9%削減と決定、あるいは試算した（1990年比、海外クレジットおよび森林吸収等を除く）。

日本のGHG排出削減数値目標に関して、たとえばIGESは、石炭から天然ガスへの大規模なシフトにより、総発電量における原子力の割合を9%に低減した場合の2030年に二酸化炭素（CO₂）排出40%削減（1990年比、海外クレジットおよび森林吸収等を除く）の可能性を示している³。温暖化対策は喫緊の課題であり、外交上および世界的な社会・経済の低炭素化の中での企業の国際競争力増強という意味でも真剣に向き合う必要がある。

エネルギー消費量や温暖化対策の数値は、その計算に用いる前提条件や数値に大きく依存する。「エネ環戦略」では、社会・経済活動指標（マクロフレーム）や技術発展に関する指標に関して、業界団体が主張した見通しがほぼそのまま採用されている場合が少なくない。企業は、一般的に、活動量を過大に申告するインセンティブを持つ⁴。

³ 総発電量に占める原子力の割合は9%であった。

⁴ 活動量を大きめ申告する理由としては、様々なステーク・ホルダーに対する配慮やビジネス拡大への期待などが考えられる。

その場合、節エネやGHG排出削減のポテンシャルは過小に見積もられる。

このような状況のもと、本研究は、資源の有効利用、低炭素社会・経済での国際競争力維持、技術開発・育成、国際商品市況などの観点から、客観的なデータに基づいて、「エネ環戦略」シナリオの想定条件を再検討した。それによって、追加的に可能な節エネ・GHG排出削減量を明らかにし、各方策のコスト分析も可能な限り行なった。

本稿では、まず第2節で分析方法について簡潔に述べる。第3節では「エネ環戦略」想定および森林吸収に関する検討と提言、そして各提言の節エネ・GHG排出削減効果の計算過程と結果を示す。第4節では、第3節で試算した節エネおよびGHG排出削減量の合計を示し、今後の「エネ環戦略」における議論へのインプリケーションを議論する。最後に第5節でまとめる。なお、本稿では、エネルギー効率の高い機器の導入などによる「省エネ」と区別して、あえて「節エネ」という言葉を用いた。

2. 分析手法

本研究では「エネ環戦略」のシナリオの諸想定を再検討により、当初の試算と比べてどれだけの追加的な節エネとCO₂排出削減が可能かを試算する。実際の分析に用いた様々なデータは、基本的に「エネ環戦略」資料（国家戦略室、2012a, 2012b）の中にある原発ゼロシナリオの詳細データに基づく。ただし、「エネ環戦略」資料に詳細なバックグラウンド情報が掲載されていない場合は、環境省中央環境審議会（以下、中環審）の最終報告書を適宜参考にした。また、試算結果などは、原発依存度が異なる他の二つのシナリオにおいても大きな違いはない。

表1は、本分析におけるCO₂排出係数などの共通の前提条件を示す。本分析で示す全てのエネルギー量の低位発熱量（LHV）ベースである。⁵

最近では、国内排出量取引制度導入を想定した場合の対応なども一因となっている。

⁵ LHV（Lower Heating Value、低位発熱量）は燃焼により生成する水蒸気が凝縮する際に得られる凝縮潜熱を含まない発熱量を、HHV（Higher Heating Value、高位発熱量）は凝縮潜熱を含む発熱量を指す。

表 1 エネルギー使用における CO₂ 排出係数ならびに 2030 年の予測化石燃料価格

パラメータ	数値	参考文献
CO₂ 排出係数		
2030 年電力 (g/kWh)	376	原発ゼロシナリオ (追加対策後、2020 年 14%) : 「エネ環戦略」の基礎データより試算。コジェネ発電を含む。
石炭 (g/MJ LHV)	93	総合エネルギー統計 (戒能、2010) より筆者試算。HHV から LHV への変換は Blok (2006) を参考。
原油・C 重油 (g/MJ LHV)	73	
天然ガス・液化天然ガス (LNG) (g/MJ LHV)	54	
2030 年化石燃料価格 (円/MJ LHV)		
LNG	1,153	「エネ環戦略」資料 (国家戦略室 2012a) を参考に筆者算出
原油・C 重油 注 ¹	1,746	

注 1 : 原油と C 重油の熱量当たりの価格は近年ほぼ同レベルとなっており (資源エネルギー庁 2010, 日本長距離フェリー協会 2012)、本研究では C 重油価格は原油価格に等しいと想定した。

3. 再検討する想定及び提言

本研究では、下記のような「エネ環戦略」シナリオにおける 3 つの想定を検討した。検討項目の選択については、CO₂ 排出が大きい発電および鉄鋼の 2 部門にまず注目し、加えて「エネ環戦略」ではゼロと設定、あるいは計算に含まれていない 2 つの CO₂ の吸収オプションに注目した。

1. 粗鋼の生産量と生産方法
2. 発電部門における石油火力発電の割合
3. CO₂ 回収・貯留 (CCS) の導入量

以下では、順に各想定に関する分析結果を示す。

3.1. 粗鋼の生産量と生産方法

日本の鉄鋼部門は電力消費による間接 CO₂ 排出も含めると、2010 年において 1990 年の GHG 総排出の約 13% に当たる年間 1 億 6,600 万トンの CO₂ を排出している (温室効果ガスインベントリオフィス, 2012)。鉄鋼部門からの CO₂ 排出は 90% 以上が高炉での鉄鉱石還元やコークス生産などの関連工程によるものである。鉄鋼部門は CO₂ 多排出部門であるため、粗鋼生産量と生産技術に関する想

定はエネルギー消費および GHG 排出の推計に大きな影響を与える。

3.1.1. 問題意識 1 : 粗鋼生産量の想定が高い

「エネ環戦略」では、2030 年における粗鋼生産量を、主に日本鉄鋼連盟へのヒアリングの結果に基づいて約 1 億 2,000 万トンと想定している。また、セメント生産やエチレン生産など他の CO₂ 多排出部門と異なり、粗鋼生産量は全ての経済成長シナリオにおいて同じ想定になっている。ちなみに日本の粗鋼生産は 2 度のオイルショック以来今日まで増加しておらず、1973 年の 1 億 1,900 万トンを上回る生産高を記録したのは 2007 年 (1 億 2,000 万トン) だけである (World Steel Association 2010, 2011)。

本研究では、2006 年以降に発表された複数の研究機関や調査機関による 2030 年の粗鋼生産量予測を精査した。その結果、予測数値は 9,000 万トンから 1 億 2,000 万トンの間に分布しており、「エネ環戦略」想定は文献予測の上限値に等しく、他の多くの研究機関や調査機関は、これを下回る数値を出していることが明らかになった (表 2)。

表 2 粗鋼生産量の実績値および将来予測

		生産量実績・予測 (Mt/yr)		注記
2005 年実績値		113		World Steel Association (2011)
2011 年実績値		108		
各研究・調査機関の生産量予測		2030 年	その他の年	
1. 「エネ環戦略」想定		120	2020 年: 120	全シナリオについて同じ想定
2. 日本エネルギー経済研究所				
2.1. IEEJ (2006)		90.3	---	
2.2. アジア/世界エネルギー・アウトック (2010)		105	2020 年: 114 2035 年: 101	2030 年予測値は 2020 年および 2035 年予測値を基に線形補間
2.3. 小宮山ほか (2011a)		101	---	参考文献図 2 と 2005 年実績より推計
2.4. 小宮山ほか (2011b)		120	---	参考文献図 3-1 と 2005 年実績より推計
3. 「2050 日本低炭素社会」シナリオチーム (環境省, 2012c)				
3.1. シナリオ A		109 (推定)	2050 年: 107	2030 年予測値は 2005 年および 2050 年予測値より線形補間
3.2. シナリオ B		93 (推定)	2050 年: 77.5	
4. RITE (2008)		115-120	---	参考文献図 3 より推計
5. みずほコーポレート銀行 (2011)		---	2020: 105	
予測値の上限と下限	上限値	120	---	
	下限値	90.3	---	

例えば日本総研は、物理生産量を明示していないものの、鉄鋼業の産出額が 2030 年には 2005 年レベルの 7 割以下に低下すると想定している。興味深いのは日本エネルギー経済研究所による想定の変遷である。2006 年の研究論文では約 9,000 万トン、2010 年には約 1 億トン、福島第一原発事故直前の 2011 年 3 月発表の研究論文では約 1 億トンを想定しているにも関わらず、その 4 カ月後の 2011 年 7 月発表の研究論文では約 1 億 2,000 万トン程度に大幅に上昇している。この大幅上昇の理由については明示されていないが、福島第一原発事故が 2030 年の粗鋼生産量に大きな影響を与えうるとは考えにくい。

なお、日本で生産された粗鋼の約 3 割から 4 割が輸出されている。世界における需要拡大の中心となっているのが中国市場だが、ここにきて供給過多が大きな問題になっている。中国政府は、第 12 次 5 カ年計画の中で、中国における鉄鋼の需要が 2015-2020 年に 7.7~8.2 億トンに至り、需要のピークを迎えるとも予測している⁶。また、最近になって、国内鉄鋼最大手の新日本製鉄と 3 位の住友金属工業が合併して誕生する「新日鉄住金」の会長兼最高経営責任者に就任する宗岡正二・新日鉄社長は、新聞社のインタビューに対して国際競争

⁶ 中国工業・情報技術部 (2011) 『鋼鉄工業 12 次 5 年発展計画』(工信規 480 号、2011 年、10 月 24 日公布)

に勝ち抜くためのコスト競争力強化、財務体質改善に取り組む方針を示し、国内の製鉄所・高炉の統廃合について「聖域なく考える」方針を表明した。すなわち、今後の経営環境次第では、高炉休止など国内生産能力の削減に踏み込むこともあり得るとの認識を示した（毎日新聞 2012 年 10 月 1 日）。さらに、新日鉄住金は、2013 年にタイ、メキシコ、ブラジルで強度が最高水準の自動車用鋼板の生産を始める。すなわち、燃費向上に向けた車体軽量化のカギを握る先端材料で、輸出から現地生産に切り替える予定である（日本経済新聞 2012 年 10 月 16 日）。これらの事実も、日本の粗鋼生産が文献予測の上限値に等しくなる可能性が高くないことを示唆している。

3.1.2. 問題意識 2：粗鋼生産における電炉の比率が低い

図 1 に示したように、粗鋼生産における電炉鋼の割合は 2010 年時点で、日本が 21.8%、EU27 が 37.3%、アメリカが 61%である。EU では将来の粗鋼生産の増加分をほぼ全て電炉で賄うことにより、電炉鋼の割合を 2010 年の 37.3%から 2030 年には 56%にまで引き上げる計画である（JRC, 2011）。また、実際に休止中あるいは閉鎖計画がある高炉の電炉への建て替えも行われている（Green Steel News, 2012）。

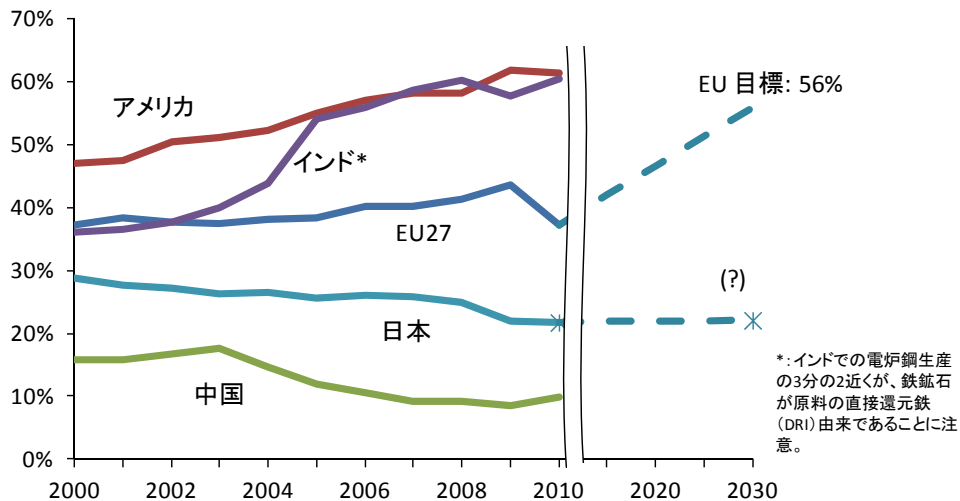


図 1 粗鋼生産に占める電炉鋼の割合の推移

一方、日本における電炉鋼割合は1990年の31.6%から徐々に減少している。「エネ環戦略」が提示した3つの選択肢においては、2010年から2030年までの電炉鋼の割合が、2010年の実績値である22.1%で固定されている。

しかし、鉄鋼部門がエネルギー消費およびCO₂排出を大幅に削減するにはエネルギー効率向上だけでは大きな効果は望めない。そこで注目されるのが電気炉法によるリサイクルされた鉄スクラップからの粗鋼生産である。電気炉法では還元剤となる石炭やコークス等の化石燃料を必要としない。

したがって、高炉法に比べエネルギー消費およびCO₂排出を大幅に削減させることができる。

また、現在、国内外の企業の間でGHGの直接排出だけでなく原材料の調達先等企業のサプライチェーン全体でのGHG排出を捉える取り組みが広がっている（日経BP 2012）。例えば、東芝、ホンダ、日本郵船、シャープなどは、GHG排出量を原材料調達から製品の使用時まで把握・管理する国際標準である「スコープ3」を採用し、サプライチェーン全体で排出削減効果が高い製品に力を入れる方針である（日本経済新聞 2012 年 9 月 15 日）。この

ため、より低炭素な鉄鋼製品の需要が今後益々高まっていくことは確実である。

さらに、一般的に電炉鋼の生産コスト（固定費と運転維持費の総和）は高炉鋼の生産コストよりも小さい（World Steel Dynamics 2012）。例えば、表3に示したように、板谷ら（2010）は、年間450万トンの熱延鋼板を製造する場合、投資額が電炉で

は2340億円、高炉では4500億円としている。また、この際の二酸化炭素排出量は、それぞれ225万トンCO₂と900万トンCO₂である。これは、炭素制約が強化されて炭素コストが上昇した場合、電炉鋼の経済的な優位性はより高まることを意味する。

表3 電気炉と高炉の設備投資額および二酸化炭素排出量の比較

設備投資額（億円）製鋼+熱延	電気炉	高炉
生産量（万トン/年）	450	450
二酸化炭素排出量（CO ₂ トン/鉄トン）	2340	4500
設備投資額（億円）製鋼+熱延	0.5	2

出典：板谷ら（2010）

すなわち、資源の有効利用、節エネ、CO₂排出削減、そして経済性の観点から電炉鋼の割合を伸ばしていくことには合理性がある（例えば Brown et al. 2012）。したがって、世界的にも粗鋼生産に占める電炉鋼の割合の増大が予想され、このことが鉄鋼セクターを低炭素化させると同時に、長期的に製鉄業の国際競争力を強化していくと考えられる。

3.1.3. 論点の検討

日本で電炉割合が低い理由、あるいは将来的に割合を上げた場合の懸念としては、1) スクラップを輸出している、2) 電炉が増えると電力消費が上昇する、3) 高品質鋼の需要が高い、4) 原子力への依存低減により電力価格が大幅に上昇して電炉鋼メーカーの競争力が低下する、5) 電炉メーカーの規模が小さい、などの点がしばしば挙げられる。

以下では、最近の市況や技術開発・普及状況などを考慮しながら、これらの論点を順に検討する。

1) スクラップを輸出している

確かに、現在、日本は中国などに1,000万トン程度のスクラップを輸出している。輸出を減らせば

相手国での高炉鋼生産が増加しCO₂排出がグローバルには増加するという意見もある。しかし、現在、鉄スクラップの2大輸出先である中国や韓国では自給率が上昇しており、日本を含む各国で自国でのスクラップ供給が拡大する中、海外における日本の鉄スクラップ需要は減少することが予想される（日刊産業新聞 2012）。また、日本が途上国向けの輸出を続ければ途上国における鉄スクラップ回収の自助努力を阻害する可能性もある。

2) 電力消費が上昇する

想定の見直しにより、一次エネルギー消費は減少するものの、確かに日本の電力消費は上昇する。しかし、Worrell et al. (2008) の世界の best practice technology に関する分析を基に、電炉鋼生産の電力消費を0.47MWh/t粗鋼、高炉鋼生産の電力消費を0.19MWh/t粗鋼と仮定すると、上記の電炉割合の想定見直しにより電力消費上昇分は23億kWh程度（年間総生産量を1億500万トンの想定）である。これは「エネ環戦略」想定総電力消費の0.2-0.3%程度であり、電力価格などへの影響は限定的と考えられる。また、電炉鋼の製造は夜間電力を多く使用しているため需要ピーク時への影響も小さい。

3) 高炉では高品質鋼を生産している

しばしば日本の鉄鋼部門が現在の電炉鋼技術では作れない高品質の鉄鋼製品を日本の製造業向けに生産していることが指摘される。しかし、近年の電炉鋼の品質レベル向上は顕著であり、一部ではあるものの、すでに自動車部品メーカーなどにも供給され始めている。東京製鉄がいすゞ、日産、富士重工、トヨタ、マツダの大手国内自動車メーカーと行った共同研究（板谷ほか2010）では、現在の技術レベルでも車体の22%に電炉鋼材を適用でき、技術開発が進めば42%に適用できることを示している。また、(株)東京製鉄は、(株)リコーと共同で鉄スクラップを100%原料とする事務機用の電炉鋼板を開発し、今年3月に(株)リコーが採用を開始した（リコー, 2012）。リコーは、リサイクル製品を多用することを経営方針としており、今後、このような企業が増えることは十分に予想される。

4) 原子力への依存低減による電力価格上昇が電炉鋼メーカーの競争力を低下させる

原子力への依存低減により電力価格の大幅上昇による電炉鋼メーカーの競争力が低下するとの指摘がある。しかし、電炉鋼生産においては鉄スクラップのコストが約7割を占め、電気代は1割程度であり、鉄スクラップの価格の影響の方がより大きい。また、国際競争相手である韓国では、電力価格が日本よりも安価であるため、更なる電力の価格差拡大は今後輸出拡大（現在は輸出比率は生産量の2割程度⁷⁾を図る日本の電炉メーカーの国際競争力に影響を与えるという意見もある。しかし、現在、韓国でも電気料金の見直しがなされている状況であり、最近になって排出量取引制度の導入も決定された。

5) 電炉メーカーの規模が小さい

電炉メーカーの規模の小ささは、日本においては高炉メーカーが歴史的に鋼板市場を支配していたことに起因する。現実的に、電炉メーカーは中小企業が多く、最大手の東京製鉄も、その生産能力は300万トンにすぎない（2008年度、東京製鉄, 2012a）。また、多くが高炉メーカーの子会社である。したがって、今後の課題は、「第二の東京製鉄」と

呼びうるような、電炉中心のビジネスモデルと十分なキャパシティを持つ企業が現れてくるか、あるいは高炉メーカーが、EUで起きているように一定生産量を電炉にシフトし始めるかどうかによる。現時点では何とも言えず、EU目標のように電炉の割合を5割以上とすることは確かに容易ではない。しかし、スクラップ供給増などによる対鉄鉱石に対する相対的価格の低下、炭素コストの上昇、技術進歩などを考えると、現在に比較して、ある程度は電炉鋼割合が上昇することはほぼ確実だと思われる。

なお、前述のように、日本は現在相当量の鉄スクラップを輸出しており、これらを全て国内消費に回せば今日でも電炉鋼の割合を30%以上に引き上げることは可能である⁸⁾。事実、1997年には全粗鋼生産量の33%に当たる3,400万トン電炉にて生産していた。

これらから、「エネ環戦略」想定における1)粗鋼生産量を予想の上限値とする、2)電炉鋼の割合を低く保つ、という2点の合理性は高くないと考えられる。

3.1.4. 提言:粗鋼生産量想定は1億500万±1,500万トン/年が現実的、電炉鋼の割合は30%まで引き上げる

以上の論考より、以下の2つを提案する。

第1に、業界団体の見通しだけでなく独立した研究機関や調査機関の見通しも考慮した結果、2030年の粗鋼生産量想定は1億500万トン前後とする。

第2に、粗鋼生産量の想定見直しに加え、2030年に向けて電炉鋼の割合を30%程度に引き上げるための施策⁹⁾を実行する。

高炉鋼の割合を2030年に70%に引き下げても高炉鋼生産レベルは7,350万トン/年程度に保たれ、リーマン・ショック後の落ち込んだ2009年の生産量(6,800万トン)を上回り、今後20年近くの期

⁸⁾ ただし鉄スクラップの回収量は年によって変動する。

⁹⁾ 例えば、高炉から電炉への転換資金の税制優遇、補助などが想定される。

⁷⁾ http://www.japanmetal.com/back_number/t20100215.html

間に緩やかに産業構造を変化させていくのは可能である。また、2030年においては、老廃スクラップ回収量だけで3,400万トンに達すると見込まれており（JFE スチール・住友金属工業、2010）、その他自家発生スクラップ等も含めると、2030年に電炉鋼生産を3,150万トンまで引き上げるのは日本の持つ技術力を以てすれば可能と考える。

このような粗鋼生産量と電炉鋼の割合の見直しによる一次エネルギー消費量およびCO₂排出量の

変化を表4に示す。試算では、2030年における日本の鉄鋼生産のエネルギー消費は、今日エネルギー効率のよい世界最高のプラントのエネルギー消費レベルに等しいと仮定した。これより、現在の「エネ環戦略」想定は、鉄鋼部門からの一次エネルギー消費を340PJ程度、CO₂排出を3,200万トン/年程度、それぞれ過大に見積もっている可能性があることがわかる。

表4 粗鋼生産量および電炉鋼の割合の想定の違いによる
エネルギー消費量およびCO₂排出の試算結果の差異

パラメータ	数値			想定・計算方法
	「エネ環戦略」想定	本研究による想定見直し		
		生産量	生産量 +電炉鋼割	
共通の想定条件				
a. 粗鋼生産エネルギー消費 (GJ/t 粗鋼)				
a.1 高炉鋼	電力：0.7、燃料：16.9			注1
a.2 電炉鋼	電力：1.7、燃料：0.9			注1
b. 粗鋼生産CO ₂ 排出係数 (tCO ₂ /t粗鋼)				
b.1 高炉鋼	1.65			注2
b.2 電炉鋼	0.23			注2
粗鋼生産量想定見直しの影響 (電炉鋼比率は「エネ環戦略」想定 of 23.9%)				
c. 粗鋼生産量 (Mt/年)	119.8		105	
d. 電炉鋼比率	22.1%		30%	
e. CO ₂ 排出量 (Mt/年)	160.0	140.2	148.1	a, b より算出
一次エネルギー消費・CO ₂ 排出削減合計				
f. CO ₂ 排出削減 (Mt/年)	---	23.2	31.5	d より算出
g. 一次エネルギー消費削減量 (PJ/年)	---	229	343	aおよび表1の前提条件より算出

注1：Worrell et al. (2008) の、現在の鉄鋼生産における best practice technology を参考。製鋼・圧延工程では、薄スラブ連続鋳造機を想定している。燃料は蒸気熱も含む。

注2：注1を基に試算。燃料については高炉鋼は全て石炭、電炉鋼は全て天然ガスを使用と仮定した。

なお本稿では鉄鋼部門を例として示したが、「エネ環戦略」で採用されている2030年における素材生産レベルは全般的に過大評価されている可能性が高く、見直しの必要性が示唆される。例えばエチレン生産についても「エネ環戦略」は慎重シナリオにおいても580万トン/年を想定している。しかし、実際には輸出競争力の低下により2010年代後半にも500万トン/年まで落ち込むとの見方が業界内でも強く、既に生産規模縮小の動きが始まっている(三菱ケミカル, 2012; 化学工業日報, 2012)。こうした生産動向の変化は、我が国製造業の世界市場における位置づけが、単純な素材の製造・販売から、高付加価値化、きめ細かなサービスの提

供などに移ってきていることも背景にあると思われる。

3.2. 発電部門における石油火力発電の割合

3.2.1. 問題意識：石油火力発電の割合が高い

日本の電源構成における石油火力の割合は、他国と比べて突出して高い。図2に示すように、先進国では1%台の国がある一方で、日本では2009年時点では8.7%となっている。これは非OECD諸国の平均よりも高い。

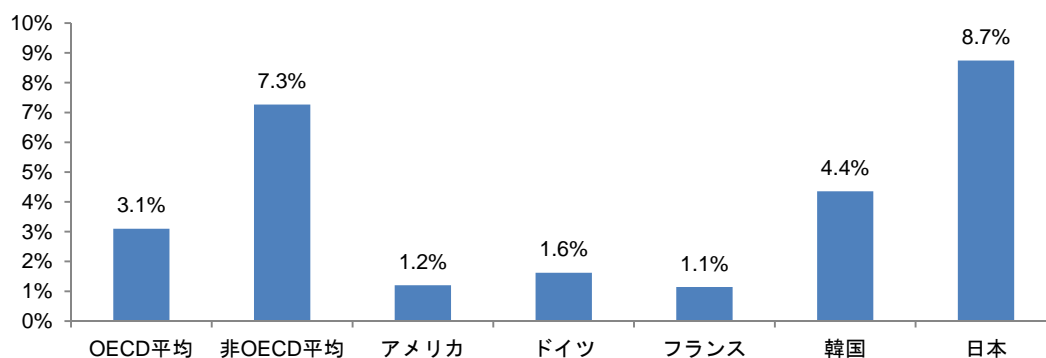


図2 2009年時点の総発電量における石油火力発電（原油および石油製品）の割合

出典：IEA（2011b）より筆者試算

日本の場合、2度の石油危機以降は石油火力発電所の新設は原則禁止されていた¹⁰。そのため、高効率化のための研究開発は十分になされておらず、仮に新設されたとしても比較的効率が低い蒸気タービン発電が今後も主要技術であると想定される。

また、石油火力発電に使用される燃料の大半はCO₂排出係数の高いC重油¹¹と原油という問題もあ

る(資源エネルギー庁, 2010)。

表5は、液化天然ガスコンバインドサイクル(LNGCC)発電と石油火力発電の発電コストを示す。これより、LNGCC発電は新設と仮定してもCO₂排出原単位と発電コストの両方で石油火力より優れていることがわかる。もし2030年時点での既存のLNGCC発電に余剰発電能力があり、炭素制約も強化されれば、LNGCC発電の経済的な優位性はさらに高まる。

¹⁰ 第二次石油危機直後の1979年5月に行われた第3回国際エネルギー機関(IEA)閣僚理事会において、石油火力発電所の新設禁止を盛りこんだ「石炭利用拡大に関するIEA宣言」が採択された。これ以降、日本でも原則として石油(原油)火力発電所を新設することが出来なくなった。

¹¹ C重油とは主に船舶用のディーゼルエンジンや火力発電所の燃料として使われる最も低規格の残渣油である。他の石油製品に比べて熱効率が悪く、不純物が多いため環境負荷も高いが、

低価格である。出典：Weblio 辞書製造業技術用語集 (<http://www.weblio.jp/content/C+%E9%87%8D%E6%B2%B9>)

表5 LNGCC 発電との発電と石油火力発電とのコスト比較

パラメータ	数値		想定・計算方法
	LNGCC	石油	
発電技術	LNGCC	石油	
a. 燃料の CO ₂ 排出係数 (g/MJ)	53	73	表 1
b. 発電効率 (450MW 規模、発電端)	57%	37.9%	石油火力は 2030 年平均値 (環境省 2012b)。発電効率はコスト等検証委員会報告書 (国家戦略室 2011) を参考。 ^{注1}
c. CO ₂ 排出係数 (g/kWh)	343	689	a/b*3.6 (MJe/kWh)
d. 発電端投入熱量 (MJ/kWh)	6.3	9.5	3.6 (MJe/kWh) /b
設備費 (万円/kW)	12	0	石油火力は新設なし。LNGCC は新設と仮定、設備費はコスト等検証委員会報告書 (国家戦略室 2011) を参考。 ^{注1}
資本回収係数	6.7%		プラントの経済的寿命を 20 年、実質割引率を 3% と仮定し試算。 ^{注2}
運転・メンテナンス費 (%-設備費/年)	5%		秋元ほか (2011)
発電コスト (円/kWh)			
資本	2.3	0	石油火力は新設なし。
運転・維持	1.7	2.7	石油火力発電の運転・メンテナンス費試算には 19 万円/kW (400MW 規模) を想定 (NPU, 2011)。
燃料費	7.3	16.6	表 1 より試算。
合計	11.3	19.3	
CO ₂ 排出削減費用 (円/tCO ₂)	-23,000	---	

注1: コスト等検証委員会報告書では発電容量を 1,350MW としているが、この規模の LNGCC 発電は 400-600MW 級のユニットを数基併設しているため、設備規模の違いによる発電容量当たりの設備費の差 (スケールメリット) はないと仮定。また、LNG 備蓄能力強化に係る費用については、国家戦略室コスト等検証委員会の方針同様、エネルギーセキュリティ確保の目的から行われる性格を有し、専ら発電のためのものではないことから、発電コストに上乘せしなかった。

注2: 資本回収係数 = [実質割引率] / {1 - (1 + [実質割引率])^{-[経済的寿命]}}

注3: 発電コスト (円/kWh) =
$$\frac{\text{設備費(円/kW)} * \{\text{資本回収係数} + \text{運転メンテナンス費}(\% - \text{設備費})\}}{8760(\text{時間/年}) * \text{設備利用率}(\%)}$$

3.2.2. 論点の検討

日本で石油火力発電の割合が高い理由、あるいは将来的に低くなった場合の懸念としては、1) 一日のピーク需要と最低需要の差が他国に比べて大きい、2) 天然ガスを液化天然ガスの形態で輸入しているため実際の需要に合わせた購入量調整が難しい、3) 石油火力に使われるのは石油精製において副次的に生産される C 重油である、4) 非常時のバックアップ電源として有効である、5) エネルギー

ー安全保障に影響する、などがしばしば挙げられている (入江, 2008a, 2008b)。

以下では、石油のエネルギー資源としての特性、代替エネルギーのポテンシャル、最近の市況、技術開発状況を考慮しながら、これらの論点を順に検討する。

1) ピーク需要と最低需要の差が大きい

現在、石油資源は貴重であり価格高騰のリスク

があるため、他の燃料では代替しにくい輸送燃料用や石油化学用に可能な限り限定して利用するという考え方が国際的には共有されている（入江、2008b）。したがって、たとえ原発の発電量が伸び悩んでいて、かつピーク対応が必要だとしても、まず原則論として様々な燃料を利用できる発電部門において石油を使うことの合理性は高くないと言える。

2) 石油火力に使われる C 重油は石油精製において副次的に生産されるものである

経済産業省は、2010年7月、エネルギー供給構造高度化法の基本方針を告示し、この中で重質油分解装置の装備率の目標（2010年：10%→2013年度：13%）を定め、事業者に対して重質油分解装置の新設若しくは増設又は常圧蒸留装置の削減により適切に対応することを求めている¹²。このことにより、重油のだぶつきは抑制されるものと考えられる。

3) 天然ガスを液化天然ガスの形態で輸入しているため購入量調整が難しい

LNG 発電の非柔軟性については、「エネ環戦略」全シナリオにおいて LNG 発電の大幅な増加が想定されている。すなわち、どのような場合でも LNG 調達戦略およびインフラの見直しは必要であり、石油火力発電を続ける直接的な理由にはなりにくい。

4) 石油火力発電は非常時のバックアップ電源として有効である

LNG 発電が緊急時のバックアップ電源として十分に機能していない理由としては、余剰発電能力が少ないだけでなく、石油や液化プロパンガス

(LPG) と異なり法的に備蓄が義務付けられていないことがある。すなわち、電力会社の LNG の備蓄量が非常に少ない。前述のように、「エネ環戦略」が提示している3つのシナリオは、いずれも2030年における発電部門での大幅な LNG へのシフトを想定しており、LNG インフラの拡大・整備はどのシナリオが選択されても必要不可欠である。この中で LNG 発電の余剰発電能力や、法的義務化による LNG 備蓄量および備蓄インフラを計画的に拡大することにより、2030年までに LNG 火力発電のバックアップ電源としての十分な能力を備えさせることができる。

5) 石油火力を減らすことはエネルギー安全保障上リスクが高い

地政学的なリスクは天然ガスの方が石油よりも小さく、石油火力発電も、全体のポートフォリオの中では、様々な発電方法の一つに過ぎない。また、代替となる天然ガスに関するシステムは、前述のように石油火力発電の有無に関係なく構築は不可欠となっている。さらに、コスト面からは、前述の重油処理による石油資源の更なる有効活用により石油輸入量を抑制することができるため、LNG 輸入が増えたとしても合計の化石燃料輸入コストは増えないどころか、表4に示したように減少する可能性がある¹³。そして、後述するように、LNGCC 発電で代替される電力消費量は3-4%である。そして量的には、電力消費量を3-4%抑制することは困難な問題ではない事を福島第一原発事故後の日本は証明している。すなわち、もし「エネ環戦略」で想定しているようなエネルギー・ミックスがエネルギー安全保障上受容できるものであるならば、本稿で想定した石油火力発電の低減によって増大するエネルギー安全保障のリスクは国民自らの行動によって比較的容易に回避できることが示唆される。また、石油の火力利用を削減することにより、工業原料や液体燃料としての石油リスクを低減できる。これらから、平時の電源として高価・低効率・高CO₂排出の石油火力発電の割合を高く保つ合理性は高くないと考えられる。

¹² この背景には、現在、石油精製の「ボトムレス化」、すなわち効果的な残渣処理による石油資源の有効利用が技術的に可能となり、経済性も高まっていることもあると思われる。例えば、日本石油エネルギーセンターが2005年に発表した研究では、2010年における重質油処理装置の導入は経済的に魅力があるとしている。この研究によると、検討された2つの既存のプロセスからは処理重油の20-40%が最終残渣として副生するものの、2030年へ向けては技術改良による最終残渣の削減や、残渣をほとんど副生しない技術も積極的に導入されることが期待される。したがって、2030年に発電部門の重油需要が激減したとしても、石油精製のボトムレス化を推進することにより重油のだぶつきを抑制することは十分に可能であると考えられる。また、現在、日本における石油精製施設自体も減少傾向にある。例えば、石油元売り大手のコスモ石油は、坂出製油所（香川県坂出市）を2013年7月に閉鎖する（ロイター、2012年8月28日）。

¹³ 現在、大量で安価なシェールガスの出現がエネルギー市場に大きなインパクトを持ちつつある。また、アジア諸国と日本を結ぶアジア・グリッド構想なども提言されており、従来の石油の需給を中心としたエネルギー安全保障を巡る状況は大きく変化している。

3.2.3. 提言：石油火力発電をLNGコンバインドサイクル発電で代替する

以上の論考より、石油火力発電を現在の想定 of 535 億 kWh から 191 億 kWh まで減少させ、総発電量 (9,550 億 kWh) の 2% に抑え、減少分は LNGCC 発電で代替することを提案する。その結果、代替される発電量は 344 億 kWh に上り、これは総発電量の 3.5%、および「エネ環戦略」想定における天然ガス総発電量の約 10% に相当する。天然ガスの消費量は、「エネ環戦略」想定における天然ガス総消費量の 5% 強に相当する約 220PJ 増加する。その場合、約 110PJ/年の一次エネルギー節約と 1,100 万トン/年近くの CO₂ 排出削減が達成される。

3.3. CO₂回収・貯留 (CCS) の導入量

3.3.1. 問題意識：2030 年において CCS 導入が考慮されていない

原子力依存を低減させつつ 2050 年 80% 削減を見据えた GHG 排出の大幅削減をコスト効果的に実現させるには、再エネや CO₂ 回収・貯留 (CCS) などの低炭素エネルギー供給技術を大規模に導入することが必要となる。例えば、原子力に依存せずに 2050 年に GHG 排出を最小コストで 80% 削減 (1990 年比) するには 1990 年 GHG 排出量の 7-28% に相当する CO₂ の貯留が必要との報告がなされている (Bhattacharya et al. 2012, 環境省 2012c)。しかし、政府が提示した 3 つの選択肢のいずれにおいても 2030 年における CO₂ 回収・貯留は考慮されていない。中環審報告書 (環境省 2012d) には以下の記述がある。

「CCS については、(・・・) 2030 年の CO₂ の大幅削減に寄与するというのが国際的な常識となっているが、本検討においては、2030 年の寄与量はゼロとされている。これは現時点での政策が進捗していないためであり、(・・・) 2020 年代の商用化に向けて必要な制度整備が早急に行われた場合には、2030 年時点での CO₂ 排出削減にも一定程度寄与することが考えられる。」

CO₂ 輸送パイプライン等のインフラ整備に必要な時間などを考慮すると、上記のような大規模な CCS を 2050 年までに展開するためには 2030 年に

は実証プラントが最低でも数基稼働していないと間に合わないと考えられる。CCS に関して日本では苫小牧での実証試験がようやく始まったばかりである (経済産業省 2012)。三菱重工などの日本企業が優れた CO₂ 回収技術を有しているが、今後 CCS の分野で世界をリードしていくためには一日も早い技術の実証が重要である。2010 年エネルギー基本計画においては 2020 年頃の CCS 商用化を目指すこと、ならびに 2030 年までの石炭火力への CCS 導入を検討することが明記されている。

3.3.2. 論点の検討

日本で CCS 導入割合の想定が低い理由、あるいは将来的に割合を上げた場合の懸念としては、1) 地貯留ポテンシャルが十分でない、2) コストが高い、などの点がしばしば挙げられる。

以下では、最近の地質調査、技術開発・普及、海外クレジット市場などの状況を考慮しながら、これらの論点を順に検討する。

1) 貯留ポテンシャルが十分でない

上記規模の CCS を日本に導入する場合、CO₂ 貯留量は年間 1600 万トン近くに上る。これは、国内貯留ポテンシャルの観点からは十分に対応可能な量であることが示唆されている。日本での貯留ポテンシャルは、構造的帯水層の基礎試錐データがあるものに限定しても 52 億トン程度 (カテゴリー A2) あるとの試算があり (RITE 2009)、これは本研究の想定する CO₂ 貯留約 300 年分に相当する。また、帯水層全体では約 1,500 億トンもの貯留ポテンシャルが見込まれている (RITE 2009)。さらに、2050 年に GDP 当たり CO₂ 排出量を 2000 年比 50% 削減するという非常に低い目標 (1990 年比の削減量は 30% 以下) を想定した場合でも、52 億トンの約半分程度の貯留は 2050 年までに経済性を有する可能性があることが報告されている (RITE 2009)。

2) コストが高い

CCS による CO₂ 削減費用は、日本では石炭火力発電所の場合 1 トン当たり 7,000-14,000 円程度と想定され (高木 2007)、実証プラントとなるとこれより更に費用が大きくなる。この数値は、確かに最近の供給過多である海外クレジット価格と比較すれば安くはない。しかし、様々な研究機関によ

る日本国内の GHG 限界削減コストの推定などと比較すれば、決して高くはない。また、費用の一部は将来の CCS の技術発展のための先行投資と考えることができる。

3.3.3. 提言：実証もしくは商用 CCS プラントを 2030 年までに石炭火力発電所 3,000MW 相当導入する

2030 年までに実証もしくは商用プラントとして、石炭火力発電所 3GW（おおよそ発電所 3 基）相当

分の CO₂ を回収・貯留することを提案する。本研究で想定する CCS の導入規模は 2010 年エネルギー基本計画と比べても合理的なものと言える。表 6 は、その場合の CCS 導入による節エネ・CO₂ 削減効果算出の前提条件と計算結果を示している。これより、1200 万トン/年以上の CO₂ 排出削減が見込める一方で、主に CO₂ 回収にエネルギーを消費するため、節エネ効果はマイナスとなる。

表 6 CCS 導入による節エネ・CO₂ 削減効果

パラメータ	数値		参考文献・注記
	CCS なし	CCS あり	
a. 発電効率 (LHV)	52%	44%	van den Broek et al. (2008)
b. 設備利用率	90%		
c. CO ₂ 回収率	---	85%	
d. CO ₂ 排出係数 (g/kWh)	658	117	a, c より筆者算出
e. 発電容量 (MW)	3,000		筆者想定
f. 年間総発電量 (億 kWh/年)	237	237	f*b*8760
g. CCS による一次エネルギー消費増加量 (PJ/年)	---	29.8	f/a より算出
h. CCS による CO ₂ 排出削減量 (Mt/年)	---	12.8	d, f より算出

4. 追加的節エネ・CO₂ 排出削減ポテンシャルの合計

図 3 は、本稿で提案した想定の新検討などによって明らかにされた追加的に国内で節約可能な一次エネルギー消費量を示す。これより、追加的削減可能量は「エネ環戦略」想定に比べ約 420PJ/年程度であり、これは「エネ環戦略」想定の新一次エネルギー消費(石油換算 4 億 4000 万 kl、約 17*10³ PJ/年¹²) の 2.4%に相当する。

図 4 は、本稿で提案した想定の新検討などによって明らかにされた追加的に削減可能な CO₂ 排出量を示す。すなわち、図 3 で示した第一次エネ

ギー消費削減量から CO₂ 排出削減量を計算すると 5700 万トン/年になる。これに日本における森林吸収可能量¹⁴を考慮すると、国内での追加的な排出削減可能量と吸収可能量の合計は約 9,000 万トン/年になる。これは 1990 年の GHG 排出量の約 7%に相当する。

¹² 日本のエネルギー統計等では 1GJ=0.0258kl (原油) で換算。

¹⁴ 「エネ環戦略」では、「2012 年から 2020 年までの日本における森林吸収量として 1990 年比 GHG 排出量の 3.5%をめざす」とある。本稿では、2030 年においても、森林吸収によって 1990 年比 GHG 排出量の 2.5%である約 3150 万トン/年までがカウント可能と想定した。すなわち、本稿では、2012 年から 2020 年までは 3.5%、2020 年から 2030 年までは 2.5%と想定した。

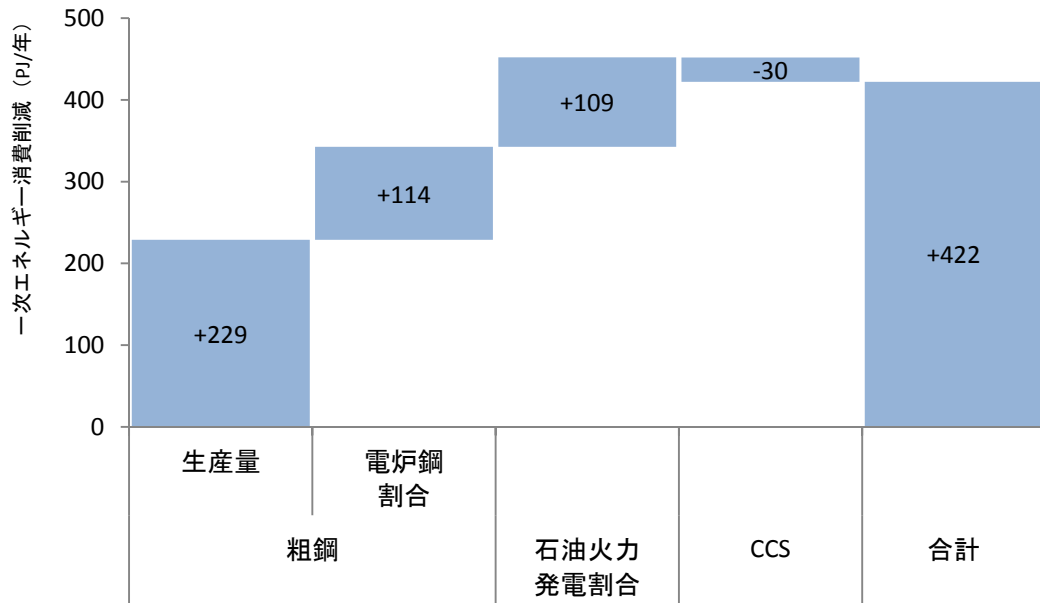


図 3 追加的な一次エネルギー消費削減ポテンシャル

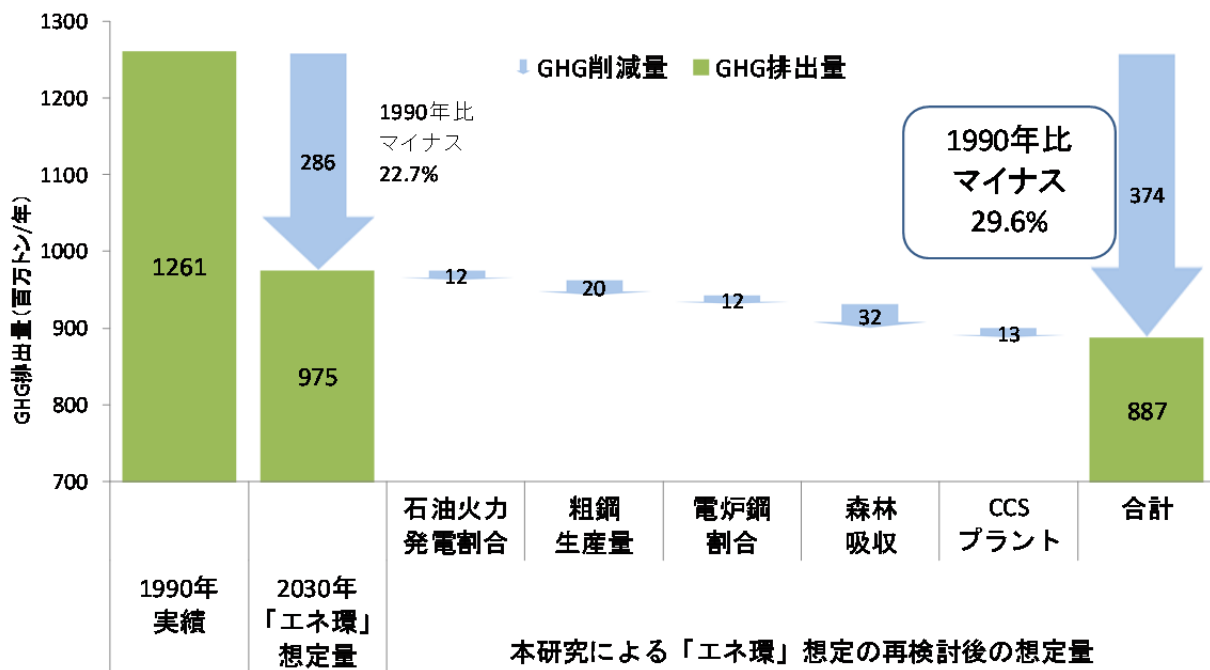


図 4 追加的な GHG 排出削減ポテンシャル

5. まとめ

本稿では革新的エネルギー・環境戦略について、長期的な低炭素経済および資源循環型社会実現の観点から「エネ環戦略」想定 of 再検討を行い、追加的な節エネ・GHG 排出削減の可能性について検証した。

そのために、まず「エネ環戦略」想定における粗鋼生産と石油火力発電の二つにおいて、生産量の見直しや節エネ可能量の検討を行った。次にグリーン投資と考えられる CCS 技術の排出削減可能量を考慮した。

その結果、一次エネルギー消費に関しては、「エネ環戦略」想定に比べ 2.5%以上追加的に節約できることが示唆された。GHG 排出に関しては、「エネ環戦略」における森林吸収の目標値も考慮すると、日本にとって 2030 年において国内努力のみで 1990 年比で真水 30%の GHG 排出削減というのが合理的な数値目標であることが示唆された。

なお、本稿で取り上げた分野以外の産業分野でも前提条件が実態と乖離している可能性はある。例えば、化学工業分野などは、製品の種類や数が多いため、活動量の指標とされている製品などの内訳などに注目する必要がある。同時に、生産量や活動量の予測数値の設定に関しても産業団体や企業へのヒアリングだけでなく、研究機関やシンクタンク等の見直しも考慮しながら検討していく意義があるのではないかと思われる。

また、産業部門の節エネだけではなく、民生部門や運輸部門での節エネも含めたより広範囲での分析を行う必要もある。民生部門の節エネ、特に節電に関しては、2011 年の東日本大震災や福島原発事故を経て、多くのデータや経験が蓄積されつつある。温暖化対策に限らず広くエネルギー安全保障の確立という意味で、これらの知見を客観的に分析し、その結果を国際社会全体に早急かつ正確に伝えていくことが極めて重要である。

参考文献

- Bhattacharya, A., Janardhanan, N.K., Kuramochi, T., 2012. Balancing Japan's Energy and Climate Goals: Exploring Post-Fukushima Energy Supply Options, in: IGES Policy Report No. 2012-01: Lessons Learnt from the Triple Disaster in East Japan. Institute for Global Environmental Strategies (IGES), Hayama, Kanagawa, Japan.
- Blok, K., 2006. Introduction to Energy Analysis. ISBN-13: 978-8594-016-8. Techne Press, Amsterdam, the Netherlands, 2006.
- van den Broek, M., Faaij, A., Turkenburg, W., 2008. Planning for an electricity sector with carbon capture and storage. Case of the Netherlands. International Journal of Greenhouse Gas Control 2, 105–129.
- Brown, T., Gambhir, A., Florin, N., Fennell, P., 2012. Reducing CO₂ emissions from heavy industry: a review of technologies and considerations for policy makers. Briefing paper No 7. Grantham Institute for Climate Change, Imperial College London, London, UK.
- Fujita, K., Harada, T., Michishita, H., Tanaka, H., 2010. CO₂ Emission Comparison between Coal-based Direct Reduction Process and Conventional Blast Furnace Process, in: International Symposium on Ironmaking for Sustainable Development, 28-29 January. 2010, Osaka, Japan.
- Green Steel News, 2012. Switch to EAF could save struggling EU mills:Laplace. 24 July. [WWW Document]. URL <http://sbbnews.wordpress.com/2012/07/24/switch-to-eaf-could-save-struggling-eu-mills-laplace/>
- IEA, 2011a. World Energy Outlook 2011. International Energy Agency, Paris, France.
- IEA, 2011b. Electricity Information 2011. International Energy Agency, Paris, France.
- IEEJ, 2006. 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-. 日本エネルギー経済研究所.
- IEEJ, 2010. アジア/世界エネルギーアウトック 2010. -アジア/世界の長期エネルギー需給展望と環境問題の解決に向けた技術の役割-. 日本エネルギー経済研究所.
- JFE スチール、住友金属工業、2010. 難利用鉄系スクラップの利用拡大のための先導的研究。エネルギー使用合理化技術戦略的開発：省エネルギー革新技術開発事業（平成 21 年度終了案件）。NEDO 省エネルギー技術フォーラム 2010. 平成 22 年 12 月 1 日於東京国際交流館プラザ平成。新エネルギー・産業技術総合開発機構（NEDO）。
- IPCC, 2006. 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories, in: Eggleston, S., Buendia, L., Miwa, K., Ngara, T., Tanabe, K. (Eds.), Institute for Global Environmental Strategies (IGES), Hayama, Japan.
- IPCC, 2007. Climate Change 2007: Synthesis Report. Contribution of Working Groups I, II and III to the Fourth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change. Geneva, Switzerland.
- JRC, 2011. 2011 Technology Map of the European Strategic Energy Technology Plan (SET-Plan). Technology Descriptions.Report No.EUR24979EN-2011. Joint Research Centre (JRC), European Commission.
- Komiyama, R., Suzuki, K., Nagatomi, Y., Matsuo, Y., Suehiro, S., 2011a. 統合型エネルギー経済モデルによる 2050 年までの日本の CO₂ 排出削減技術の分析. Institute of Energy Economics, Japan (IEEJ), Tokyo, Japan.
- Komiyama, R., Suzuki, K., Nagatomi, Y., Matsuo, Y., Suehiro, S., 2011b. 福島原発事故を踏まえた 2050 年までの日本の原子力シナリオに関する分析. Institute of Energy Economics, Japan (IEEJ), Tokyo, Japan.
- Kuramochi, T., Ramírez, A., Faaij, A., Turkenburg, W., 2012. Comparative assessment of CO₂ capture technologies for carbon-intensive industrial processes. Progress in Energy and Combustion Science 38, 87–112.
- RITE, 2008. DNE21+モデルの概要 -鉄鋼、セメント、アルミ部門-. 地球環境産業技術研究機構.
- RITE, 2009. CO₂ 地中貯留プロジェクト平成 20 年度成果報告書概要. 全国貯留層賦存量調査. 地球環境産業技術研究機構.
<http://www.rite.or.jp/Japanese/project/tityu/fuzon.html>
アクセス日 2012 年 9 月 15 日.
- Steelonthenet.com, 2012. Steelmaking costs [WWW Document]. URL www.steelonthenet.com, accessed on 21 August, 2012
- World Steel Association, 2010. Steel Statistical Yearbook 2010. World Steel Association, Brussels, Belgium.
- World Steel Association, 2011. Steel Statistical Yearbook 2011. World Steel Association, Brussels, Belgium.
- World Steel Dynamics, 2012. Steelmakers' Operating Costs in September 2010 [WWW Document]. URL <http://www.worldsteeldynamics.com/cyclone.html>, accessed on 3 September 2012.
- Worrell, E., Price, L., Neelis, M., Galitsky, C., Nan, Z., 2008. World Best Practice Energy Intensity Values for Selected Industrial Sectors. Report LBNL-62806 Rev.2. Ernest Orlando Lawrence Berkeley National Laboratory. Berkeley, California, USA.
- 秋元圭吾, 佐野史典, 本間隆嗣, 小田潤一郎, 2011. 中長期の電力供給と地球温暖化対策の分析・評価. 地球環境産業技術研究機構.
- 板谷俊臣, 折井拓, 中西栄三郎, 富田耕二, 高田泰明, 石田恭聡, 石川晴雄, 2010. 鉄リサイクル技術と自動車車体としての CO₂ 削減効果, in: 自動車技術会シンポジウム：車体構造形成における CO₂ 削減の新展開 2010 年 7 月 21 日. 自動車技術会.
- 入江一友, 2008a. 続・2005 年に世界最大石油火力発電国の日本 ～ 2008 年版 iea 統計から～. 日本エネルギー経済研究所, 東京.
- 入江一友, 2008b. 2005 年に世界最大石油火力発電国の日本 ～石油の「ハンブル・ユース」が背景か?～. 日本エネルギー経済研究所, 東京.
- 温室効果ガスインベントリオフィス, 2012. 温室効果ガス排出量・吸収量データベース 日本の温室効果ガス排出量データ (1990～2010 年度) 確定値. 国立

- 環境研究所温室効果ガスインベントリオフィス。
戒能一成, 2010. 総合エネルギー統計の解説 2010 年度改訂版、補論 10: エネルギー起源炭素排出係数の改訂について。経済産業省経済産業研究所。
<http://www.rieti.go.jp/users/kainou-kazunari/download/pdf/2010EBXANX1000.pdf>
- 化学工業日報, 2012. 【連載】石化産業 世界の潮流 (4) 国内エチレン 500 万トン時代 [WWW Document]. URL
<http://www.kagakukogyonippo.com/headline/2012/06/22-7102.html>
- 角和昌浩, 岩井龍太郎, 石井彰, 2007. 日本石油産業界の新戦略候補: 重質原油開発ビジネスモデル-クウェートのケース・スタディーを参考に垂直統合型アプローチ. 石油・天然ガスレビュー 41, 1-20.
- 環境省, 2012a. 2013 年以降の対策・施策に関する報告書 (平成 24 年 6 月) (地球温暖化対策の選択肢の原案について) 報告書別冊 1: 2013 年以降の対策・施策に関する検討小委員会における議論を踏まえたエネルギー消費量・温室効果ガス排出量等の見通し p116-p206.
- 環境省, 2012b. 2013 年以降の対策・施策に関する報告書 (平成 24 年 6 月) (地球温暖化対策の選択肢の原案について) 別冊 3 エネルギー供給 WG p718-p744. 環境省.
- 環境省, 2012c. 2013 年以降の対策・施策に関する報告書 (平成 24 年 6 月) (地球温暖化対策の選択肢の原案について) 別冊 3: マクロフレーム WG (p64-p100) .
- 環境省, 2012d. 2013 年以降の対策・施策に関する報告書 (平成 24 年 6 月) (地球温暖化対策の選択肢の原案について) 報告書本体: 表紙~p63.
- 経済産業省, 2012. ニュースリリース (2012 年 2 月 8 日公表): 苫小牧地点における二酸化炭素回収・貯留 (CCS) 実証試験の開始について [WWW Document]. URL
<http://www.meti.go.jp/press/2011/02/20120208002/20120208002.html>, accessed on 3 September, 2012
- 国家戦略室, 2011. コスト等検証委員会報告書. 内閣府国家戦略室コスト等検証委員会.
- 国家戦略室, 2012a. シナリオ詳細データ (成長ケース・低成長ケース追加). 内閣府国家戦略室エネルギー・環境会議.
- 国家戦略室, 2012b. エネルギー・環境に関する選択肢. 内閣府国家戦略室エネルギー・環境会議.
- 資源エネルギー庁, 2010. 総合エネルギー統計 2009 年度エネルギーバランス表. 経済産業省資源エネルギー庁.
- 高木正人, 2007. 日本における地中貯留の経済評価と有効性, in: CCS ワークショップ 2007. 2007 年 2 月 15 日於京都. 地球環境産業技術研究機構.
- 東京製鐵, 2012a. 東京製鐵 Q&A. Q7. 品種別のシェアは? [WWW Document]. URL
www.tokyosteel.co.jp/pdf/q7.pdf, アクセス日 2012 年 9 月 17 日
- 東京製鐵, 2012b. 東京製鐵の鋼材 Q and A. 東京製鐵株式会社.
- 東京製鐵, 2012c. 平成 24 年 3 月期 決算短信 [日本基準] (非連結). 東京製鐵株式会社.
- 日刊産業新聞, 2012. 鉄スクラップ、中・韓の自給率上昇 日本輸出に影響 (2012 年 5 月 4 日) [WWW Document]. URL
http://www.japanmetal.com/back_number/news/news/dt2012051402.html, アクセス日 2012 年 9 月 3 日.
- 日経 BP, 2012. 社会・環境報告書/CSR レポートディレクター 2012 part 1 「日本版スコープ 3」の公表で関心が高まるサプライチェーン全体の CO2 「見える化」 [WWW Document]. URL
<http://special.nikkeibp.co.jp/ts/article/ab0g/125883/>, アクセス日 2012 年 9 月 14 日.
- 日本経済新聞, 2012. 最先端の車鋼板、新興国で生産供給 新日鉄住金 13 年から、合併グローバル戦略第 1 弾. 2012 年 10 月 16 日.
http://www.nikkei.com/article/DGXNASDD150BS_V11C12A0MM8000/ アクセス日 2012 年 10 月 16 日
- 日本 LP ガス協会, 2012. 供給の現状 [WWW Document]. URL <http://www.j-lpgas.gr.jp/genzai/supply.html>, アクセス日 2012 年 9 月 17 日
- 日本長距離フェリー協会, 2012. 燃料油価格推移表 (平成 6 年度~平成 24 年度) [WWW Document]. URL <http://www.jlc-ferry.jp/henryouyu.html>, アクセス日 2012 年 9 月 3 日.
- 日本総研, 2012. 『政策観測』No.32. わが国エネルギー需要および温室効果ガス排出量の中長期見通し。エネルギー基本計画改定の方角性。日本総合研究所。 www.jri.co.jp/file/report/policy/pdf/5931.pdf
- 馬場重夫, 鈴木俊明, 岩田昭, 2005. 2 製油所ボトムレス化の課題, in: 平成 17 年 9 月 14 日 (水) 開催 平成 16 年度 調査事業成果発表会. 石油エネルギー技術センター (JPEC) .
- 毎日新聞, 2012. 新日鉄住金: 宗岡 CEO 「聖域なく高炉統廃合検討」. 2012 年 10 月 1 日.
<http://mainichi.jp/select/news/20121001k0000m020085000c.html>, アクセス日 2012 年 10 月 1 日.
- みずほコーポレート銀行, 2011. Mizuho Industry Focus Vol.94. 新日鉄・住金の合併を契機とした産業再編加速への期待 94.
- みずほコーポレート銀行, 2012. みずほ産業調査 Vol.38. 特集: 2012 年度の日本産業動向 (石油). みずほコーポレート銀行産業調査部.
- 三菱ケミカル, 2012. 三菱ケミカルホールディングスグループ事業説明会. 三菱ケミカルホールディングス.
<http://www.mitsubishichem-hd.co.jp/ir/pdf/20120612-1.pdf>
- リコー, 2012. ニュースリリース (3 月 27 日): 鉄スクラップを 100%原料とする電炉鋼板の採用開始-東京製鐵と共同で事務機用鋼板を開発. 株式会社リコー.
- ロイター, 2012. コスモ石油が坂出精油所を 13 年 7 月に閉鎖へ、生産能力の 2 割削減. 2012 年 8 月 28 日.
<http://jp.reuters.com/article/businessNews/idJPTYE87R04N20120828>, アクセス日 2012 年 10 月 25 日

CONTACT **Institute for Global Environmental Strategies**
2108-11 Kamiyamaguchi, Hayama, Kanagawa, Japan 240-0115
Tel: 81-46-855-3860 Fax: 81-46-855-3809
URL: <http://www.iges.or.jp>
Authors: kuramochi@iges.or.jp, asuka@iges.or.jp