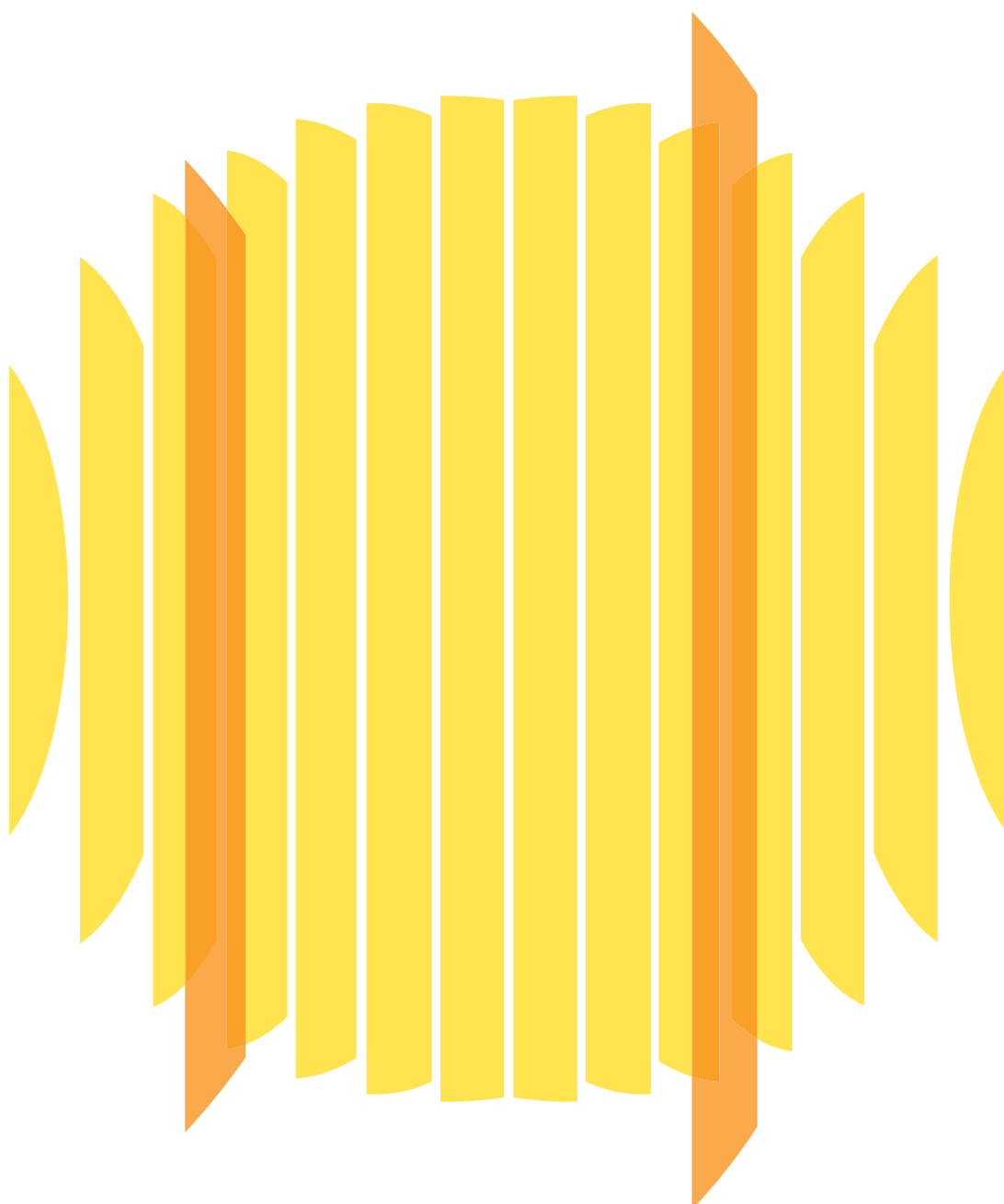


季報 エネルギー総合工学

Vol. 42 No. 3 2019. 10



一般財団法人 エネルギー総合工学研究所
THE INSTITUTE OF APPLIED ENERGY

目 次

【調査研究報告】

電力システムコスト：OECD/NEA の研究

(一財) エネルギー総合工学研究所 研究顧問 松井 一秋 1

【調査研究報告】

原子力の安全、経済性などに関する国際的取り組みの紹介

企画部 部長 茶木 雅夫 8

【調査研究報告】

2050 年 CO₂ 大幅削減に向けた

日本の新しいエネルギーシステム構築について

プロジェクト試験研究部 部長 橋崎 克雄 20

【調査研究報告】

カーボンリサイクル技術とその CO₂ 削減効果について

プロジェクト試験研究部 副部長 酒井 奨 30

【研究所のうごき】 43

【編集後記】 45

電力システムコスト：OECD/NEA の研究

松井 一秋

(一財) エネルギー総合工学研究所
研究顧問, OECD/NEA/NDC 前議長



1. はじめに

エネルギーシステムの低炭素化さらにはゼロエミッションに向けて、原子力および再生可能エネルギー比率の高い電力供給システムのコストの研究は、2011 年から深化と拡大が進んでいる。不確定で変動的な電源が導入される場合の総コストは、従来の電力コスト評価法（平均化されたプラントコストに基づく方法）とは異なる新たな視点・要因が重要なことが分かっている。

経済協力開発機構 / 原子力エネルギー機関 (OECD/NEA) によるシステムコスト研究成果が 2012 年と 2018 年に公表されている。本稿では、OECD 諸国にとって、それぞれの電力ミックスの構造の選択にかかわらず必要となる、低炭素電力システム構築に向けて実施すべき 5 本柱の留意点を紹介する。

なお、本稿は日本原子力学会誌（2019 年 8 月号）⁽¹⁾ の著者による解説記事に、エネルギー総合工学研究所月例研究会（同年 7 月 26 日開催）での報告を交えて改訂したものである。

2. OECD/NEA によるシステムコスト報告書

2012 年に公表された OECD/NEA の報告書『原子力と再生可能エネルギー：電力システムの脱炭素化におけるシステムの影響』(Nuclear Energy and Renewables: System Effects in Low-carbon Electricity Systems)⁽²⁾ は、大変評判が

よく、その後の色々な発電システムコストの課題への取り組みの引き金となっている。筆者は、この報告書を作成した NEA の原子力開発委員会 (NDC: Nuclear Development Committee) 議長でもあったことから、風力や太陽光 (PV) など間欠性電源 (VRE: Variable Renewable Energy) の限界について喚起してきたつもりであったが、2012 年当時、わが国での驚くほどの無関心ぶりにはびっくりした。

システムコストに関する 2 つの報告書の根幹は「発電」から「電力供給」へという視点の転換である。5 円 / kWh だの 10 円 / kWh だのという発電端コストは、プラントレベルコストであって、その上にグリッドレベルのコスト（連結、延長、拡張、強化も含む）送配電コスト、短期的な均衡化コスト、常時適正な発電能力を維持するためのコスト（プロフィールコスト）が存在する。実は、真の総コストとするには、上述の発電端コストとグリッドコストなどのほかに、環境影響、供給保証、事故コストなどの外部コストを加える必要がある。しかし、その定義などについて異論百出なので、ここではそれらのコストは対象にしない。

3. システムコストの着眼点

(1) システムコスト 1（2012 年の報告書）

OECD/NEA の 2012 年の報告書には、フランスの 2011 年の実際の電力需給と、直近の NEA と国際エネルギー機関 (IEA) による共

同報告書⁽³⁾に基づく個別電源コストを用いて、VREの影響について分析した例がある。

分析した全体システムは、VREが入っていない状態で90GWe、うち50GWe弱が原子力である。

2011年のフランスの電力需要の3割を風力で、残りを他電源（うち3割は通常の調整能力がある電源）で賄う場合、なんと80GWe近くの風力発電設備が必要となる。その分、原子力が割を食うのと、調整用のガスタービンと石炭火力が増える。また、需要が多く価格も高い地域での風力の不足や、逆に需要が少なく価格が安い地域での風力の過剰という現象も現れる。風力の代わりにPVを3割も入れるともっと悲惨なことになる。

(2) システムコスト－2 (2018年の報告書)

2012年のシステムコスト報告書の第2弾たるレポート『脱炭素コスト：高シェアの原子力と再生可能エネルギーによるシステムコスト』(The Costs of Decarbonisation: System Costs with High Shares of Nuclear and Renewables)⁽⁴⁾は、2018年に刊行されている。

まず、炭酸ガス排出制約下でのVRE強制導入の効果を見るべく、2015年ベースのできるだけ現実に近いデータに基づき、モデルはMITの最適化コード(GenX)を使用している。

GenXは、ほぼ同時期に公表されているMITレポート⁽⁵⁾で使用されているものと同じものである。

パリ協定に基づく気候目標を達成するため、エネルギーシステムの脱炭素化は、ことにOECD諸国にとって大きな挑戦となっている。その中でも電力は、炭素強度（エネルギー消費量/GDP）50gCO₂/kWh（IEAの2100年温度上昇2℃あるいは炭酸ガス450ppm目標の2040－2050年放出要求に相当）、およそ現状の8分の1に減らすためには、図1のように早急の低炭素電源の導入が求められる。

このシステムコスト－2では、すべてのシナリオは、炭素強度50g CO₂/kWhの条件下、コストミニマムで求めたものである。図2に示す次の8つのシナリオを対象としている。すなわち、VREの導入ゼロ、10%、30%、50%、75%の基本5ケースに、VREの発電コストがさらに低下したケース、周辺地域（図

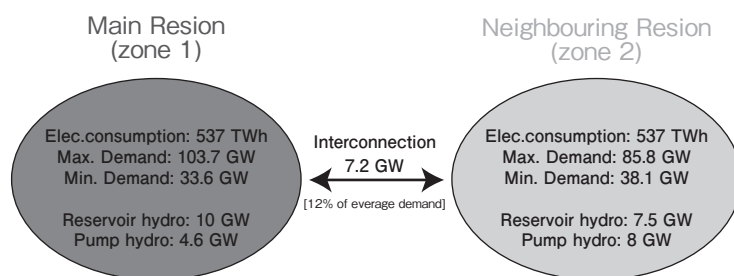


図1 システムコスト2の対象：フランスの電力システム（zone 1）と周辺国の電力システム⁽¹⁾

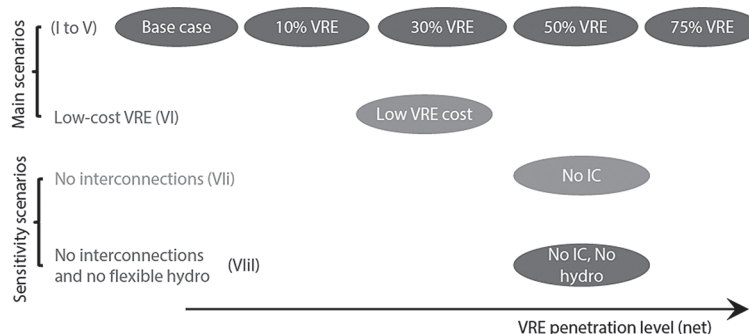


図2 システムコスト2での8つのシナリオ⁽¹⁾

1 のゾーン 2) との電力融通がないケース、さらに水力による調整力が使えないケースの 8 シナリオである。また、発電コストは『発電コスト予測 2015 年版』を使用している⁽⁶⁾。

対象は、最大需要電力 100GWe のフランス全土のゾーン 1、ほぼ同規模の周辺国家のゾーン 2 で、平均需要の 12% を互いに融通できるとしている。

① 残余需要と出力抑制

VRE をアプリアリに電力システムに導入す

ると、残りの需要を他の電源で取り合うことになったり、VRE 導入量が増えると供給過多になったりする場合も出てくる。図 3 では、需要の 50% を VRE で賄った時の残余需要がゼロ以下、すなわち供給過多の状態が示されている。そうすると VRE も削減しなければいけない。75% もの VRE を入れると図 4 に示すように、約 2 割の遊びが出てくる。図から見ると、160GWe の設備で 100GWe という極限の仮想状況があり得ることになる。50% の VRE では約 3.4% 程度の遊びと試算されている。

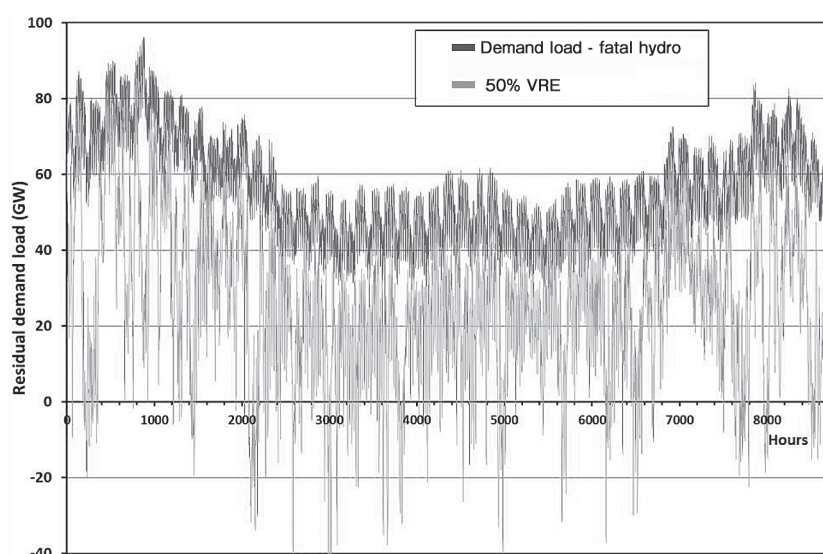


図 3 VRE 50%時の残余需要

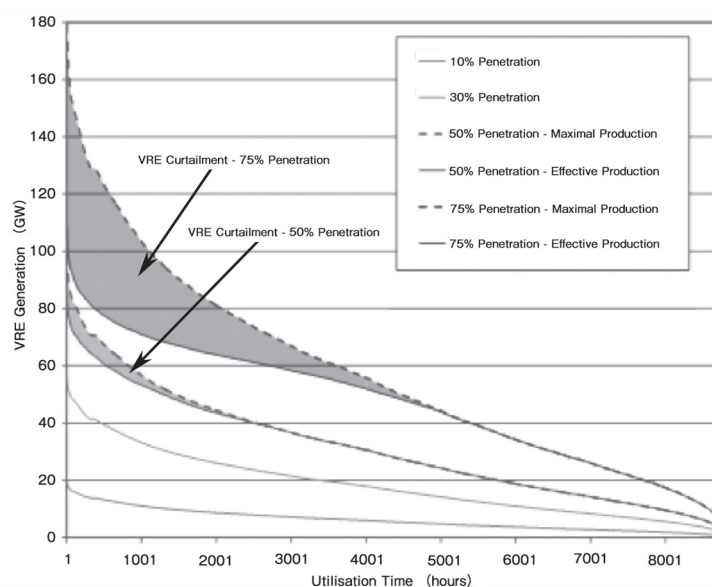


図 4 VRE 設備の稼働時間と削減

②原子力への機動性の要求

この分析では、原子力も大型火力並みの負荷追従が可能としており、VRE 導入量の影響も見ている。VRE が多くなると原子力容量は少なくなるが、0～10% などというものではない負荷追従が要求されるようになる。図5に示すように、負荷追従は30%VRE で重要になり、50%で顕著になる。50%VRE では原子力は最小出力での発電が長くなり、かつ時間当たり30%の増加や30%以上の減少に対応する必要が出てくる。

③設備容量への影響

主要5シナリオによる各種電源容量を図6に示す。シナリオの前提条件は以下の通りである。

- 前提のコスト（IEA/NEA2015）では基本ケースでVREは入らない。
- VRE導入目標が増えると全設備容量は増える。
- 原子力は炭素制約のためVREに代替されている。
- VREを大量に導入するとガスタービンが多くなり、複合サイクルの稼働率は低い。
- バッテリー貯蔵はVRE比率が高いときのみ入る。

この前提条件での基本ケース（VREの強制導入がないケース）では、風力もPVも入らず、原子力が半分を占めることになる。VREを政策的に誘導して入れていくと、最適解としては、原子力を減らし、75%VREだと原子力はなくなる。大半が風力とPVで、その全

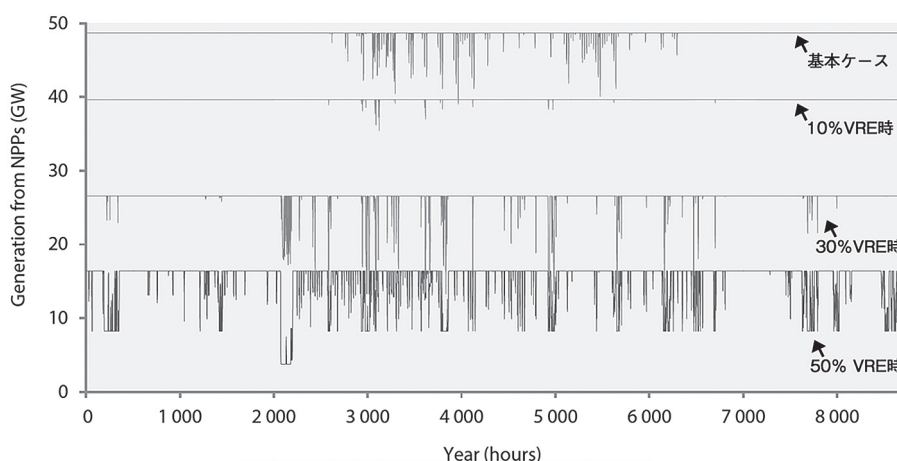


図5 原子力発電の機動性

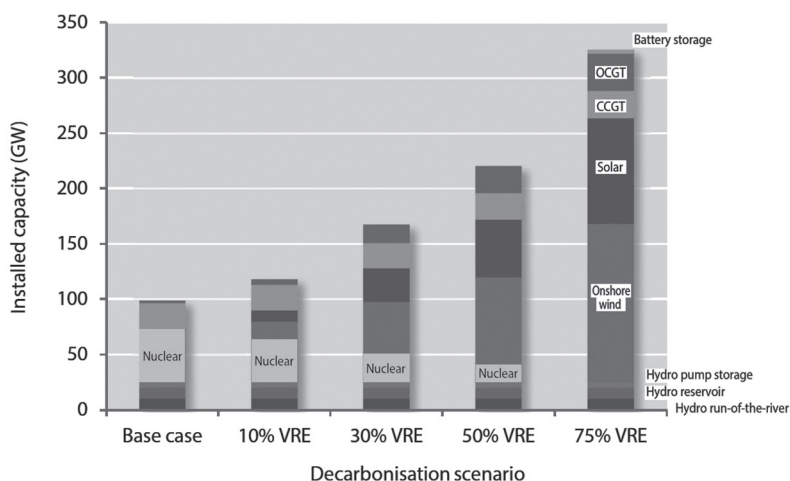


図6 主要5シナリオとその設備容量

体容量は合理的な基本ケースの3倍を超える。30% VRE で60%増しの設備容量が、50% VRE で倍の設備容量が必要となる。これに相当する費用負担増を覚悟する必要がある。

④総費用

予備電源を主とするプロフィールコストが過半のシステムコストと均等化発電単価(LCOE: Levelized Costs of Electricity)に基づく発電コストの合計の年間総計費用を図7に示す。75%も VRE を入れるとすると、大体倍の費用負担、電気料金が倍ということに

なる。システムコストは条件により色々変わるので、それを変動幅として示してもある。また VRE 導入比率以上に全体費用は増加していくことに着目すべきである。

⑤電力価格

では、VRE 導入費用を倍払えば原子力をなくすることが可能であることを意味するのか？

そうではない。図8に示すように、VRE を入れていくと、電力市場にゼロ価格が出現するという驚くべき事態がこのモデルによる試算でも顕著に示されている。VRE が入らない

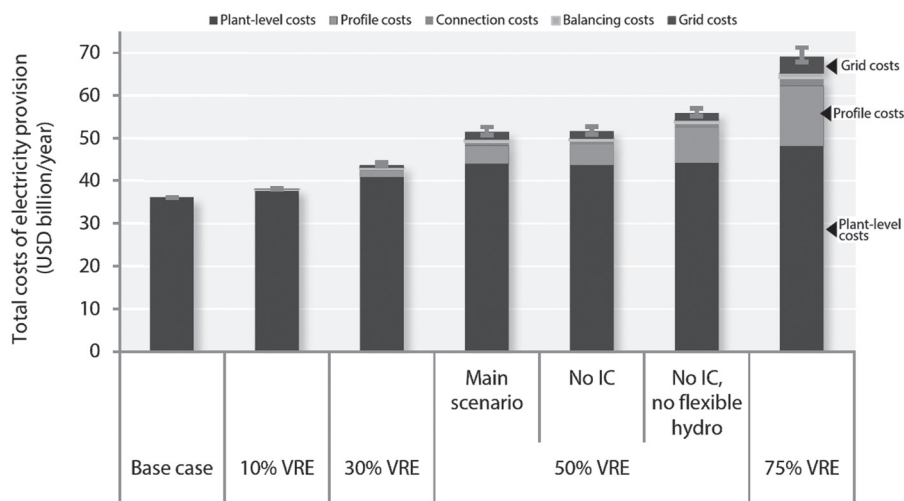


図7 発電とシステムコストの合計年間総コストの比較

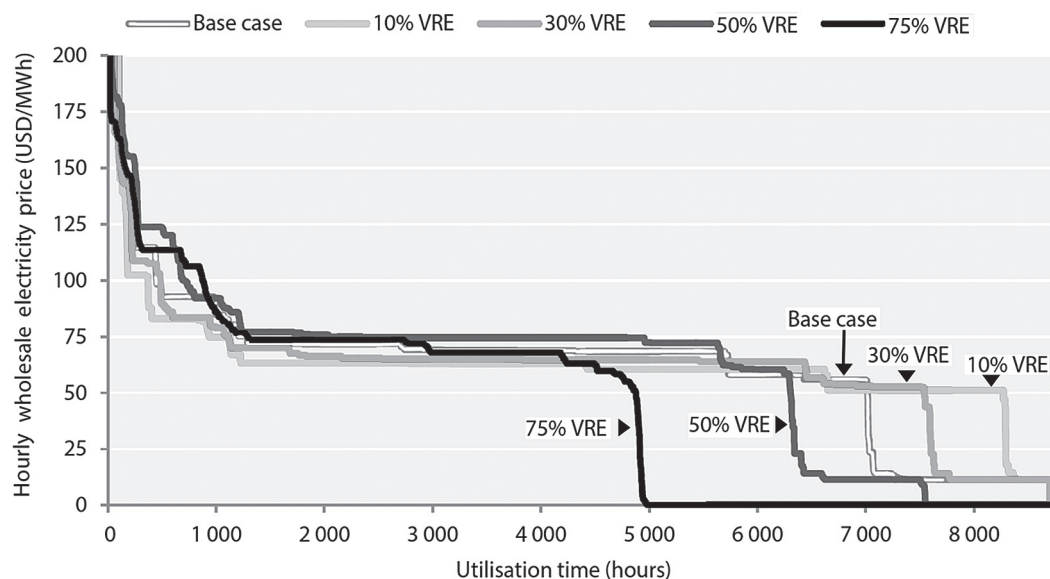


図8 電力価格曲線と主要5シナリオ

基本ケースや 10%VRE の時はゼロ価格の事態は出現しないが、30%VRE では年間で 60 時間も現れてくる。50%VRE で 1,200 時間以上、年間 14% 以上の時間である。75%VRE では 3,750 時間、年間 43% の時間である。これでは市場も何もあったものではない。

間欠性電源自身には打つ手はないわけだから、エネルギー貯蔵と需要側に工夫すればある程度この状況は改善できる。すなわち、巨大なバッテリー群を、原理的には大量の電気自動車のバッテリーをグリッドにつなぎこむことが考えられる。このためには、主として電池の大幅な技術開発並びに関連する制度改革、そしてそれらに伴う巨額の設備投資を誰が負担するのかといった課題が思い浮かぶ。

4. 電力脱炭素化に向けての政策オプション

(1) キーとなる 5 本柱

電力の卸売市場の規制緩和が済んでいる OECD 諸国は、この急速な脱炭素化とそのための適正な投資を実現すべく難題に直面している。その原因として、大きな固定費のかかる技術が比較的不利になっていること、確固たる炭素価格がないこと、電力システムへの影響を無視した VRE 技術への過大な政策的支援がなされていることが指摘される。その中で、脱炭素化のために再び規制を見直すリスクもあり、明確な電力市場改革ロードマップが必要である。電力供給セキュリティを維持しつつ、発電部門の脱炭素化、50gCO₂/kWh を経済合理性をもって実施するには特有の政策的手立てが必要になる。これはおおむね全ての低炭素技術の高い資本費に対応するためである。

NEA のシステムコスト研究では、政策枠組みとして次の 5 つの柱を指摘している。

(1) 効率的な供給のために現在の短期的な電力市場の維持：その中で、低炭素技術への投資を促す明確なメカニズムの組み込み。

(2) 炭素価格の導入：制度の問題、政治的な抵抗が大きい、即効性のある手立てで、当面 CO₂ 1 トン当たり 50 ドル程度が妥当か。

(3) 適正な発電設備、柔軟性（機動性）、送配電設備、を確保するための長期的な枠組みの整備：ネットワークのデジタル化、電池、DSM の開発導入なども含む。

(4) 低炭素技術への長期的な投資を促進する適正なメカニズムの創生：CRMs, FITs, PPAs, CFDs, FIPs, 債務保証など。

(5) システムコストの内外部化

(2) 低炭素化目標に向けての選択肢

本分析のコストの前提によると、低炭素化の目標に向かって経済的に最も効率的なオプションは主として原子力によるシステムである。間欠性再生可能エネルギーの導入が強制されるとシェアの比例以上にコストは上昇する。しかしこれは、現段階で最も正確な推計であり、VRE のコストがさらに下がる場合（基本ケースの建設費の 3 分の 1 から 3 分の 2）のシナリオ VI も検討している。これは現在の OECD 諸国の大半が指向する方向とおおむね一致しており、VRE と需給調整能力の電力ミックスの姿はおおむね次のようになるかもしれない。

● 風力と PV のシェア：30~40%（この値はシステムコスト 2 から言っても、九州での例からも厳しい。政策誘導並びに相当規模の電力貯蔵が必須となるはずである。

● より大きなシェアの需給調整能力のある低炭素電源（原子力、並びにひょっとしていつの日か CCS, CCUJ 込みの化石燃料発電）：40~60%

● 柔軟性のある低炭素電源の最大活用：水力（揚水）、需要調整、電力融通

● 柔軟性が高く重宝な化石エネルギー技術の漸減

2050 年に向けて、多くの技術進歩、革新があり得て、それらを排除すべきではないし、電力自身もコジェネレーション、ガス変換（PtG：Power to Gas）や情報技術との融合など

により、より高度に変質していくはずである。

OECD/NEA の電力システムコストの研究は、未来はこうなるとか、こうなべきだとか言っているわけではない。自然変動のある電源のみで意欲的な低炭素目標を達成するには、本質的な問題が存在することを指摘しているということだ。事実、電力市場設計の、特に電力ミックスの選択は国家レベルでの政治的選択問題であるからである。

この中で原子力には特異の役割があり、大量の調整可能な低炭素電源であるにもかかわらず、多くの OECD 諸国では社会的な受容性の問題を抱えている。それでも本研究において、経済性の課題・挑戦があるにしても、厳しい炭素制約の中で、原子力が経済的に最適な選択であることを示している。

単に発電端コストだけでなく、システム全体としてコスト優位性が問題なのである。VRE の発電端コストは近年驚くほど下がってきているが、電力システム全体に対する負荷は考慮されていない。また、VRE は、需要の大きさに関係なく限られた時間帯に集中して発電しているのである。

OECD 諸国はそれぞれの電力ミックスの構造の選択にかかわらず、低炭素電力システム構築に向けて前出の 5 本柱の留意点を実施すべきである。

技術や消費者の好みは急速に変化していくであろうが、短期的な調整力、炭素価格、インフラ整備のための集中的メカニズム、低炭素発電への投資にとっての長期的な安定性とシステムコストの内部化による競争的市場という方向性は、今後数十年は適正な参照であり続けるであろう。

5. おわりに

前節は、システムコスト 2 の概要のさわりである。“The Costs of Decarbonisation: System Costs with High Shares of Nuclear and Renewables”⁽⁴⁾ は、この手の調査分析

報告書にしては、かなり踏み込んだメッセージになっていると思い、かつ理解できる範囲内では全く同感であるので紹介した。分析者の Dr. Horst Keppler と Marco Cometto は 2 人ともエコノミストで、時々その表現に戸惑うこともあったが、昨年 2018 年にはもう 1 つの報告書 “The Full Costs of Electricity Provision”⁽⁷⁾ も発刊した。

これらの報告書は、OECD/NEA ホームページから無料で入手可能である。読み込むのは大変であるが概要くらいには目を通していただけるとありがたい。NEA には他に専門性のある委員会がいくつかあるが、NDC には、その中でより横断的かつ政策的な分析、提言が期待されている。従って、一般の方々がもっと容易に理解できるようなアウトプットが求められる。なお、Marco Cometto は昨年暮れに兄弟機関である IAEA にスカウトされてしまった。こういうところで武者修行するような日本人が現れても良い頃である。

参考文献

- (1) 松井一秋, 「プラントレベルのコスト評価を超えて」, 日本原子力学会誌 (61 巻 8 号), pp12-16, 2019 年 8 月
- (2) OECD/NEA, Nuclear Energy and Renewables: System Effects in Low-carbon Electricity Systems, November 2012 <http://www.oecd-neo.org/ndd/pubs/2012/7056-system-effects.pdf>
- (3) NEA/IEA, Projected Costs of Generating Electricity, 2010 Edition, March 2010 <http://www.oecd-neo.org/ndd/pubs/2010/6819-projected-costs.pdf>
- (4) OECD/NEA, The Costs of Decarbonisation: System Costs with High Shares of Nuclear and Renewables, January 2019 <https://www.oecd-neo.org/ndd/pubs/2019/7299-system-costs.pdf>
- (5) Massachusetts Institute of Technology, The Future of Nuclear Energy in a Carbon- Constrained World, September 2018 <http://energy.mit.edu/research-type/future-of/>
- (6) NEA/IEA, Projected Costs of Generating Electricity - 2015 Edition, September 2015 <http://www.oecd-neo.org/ndd/pubs/2015/7057-proj-costs-electricity-2015.pdf>
- (7) OECD/NEA, The Full Costs of Electricity Provision, April 2018 <http://www.oecd-neo.org/ndd/pubs/2018/7298-full-costs-2018.pdf>

原子力の安全，経済性などに関する国際的取り組みの紹介

茶木 雅夫（企画部 部長）



1. はじめに

原子力分野では，1979年の米国スリーマイル島原子力発電所事故，1986年のソ連のチェルノブイリ原発事故を受けて安全に関する実験などを欧米でも積極的に実施してきた。また，欧米では経済性に関してライフサイクルおよびシステムコストに着目する傾向が強い。

このような背景を踏まえ，本稿では原子力の安全，経済性に関する国際的取り組みについて，当研究所（IAE）が関係する経済協力開発機構／原子力機関（OECD/NEA），国際原子力機関（IAEA）などを中心に幅広く紹介する。

2. 欧米での安全研究，経済性評価の例

欧米での米国スリーマイル島原子力発電所事故以降の安全研究は膨大な数であり，ここでは筆者が2018年7月に米国サンディア国立研究所（SNL）を訪問した際の情報と福島第

一原子力発電所事故後に始まった経済協力開発機構／原子力機関（OECD/NEA）の一例の簡潔な紹介にとどめさせて頂く。

図1（a）はSNLにて過去に実施された原子炉圧力容器破損実験の破損させた圧力容器下鏡の部分の実験体である。図1（b）は同じくSNLにて旧財団法人 原子力発電技術機構が実施した10分の1スケールの格納容器試験装置である。これらの試験体，試験装置は現在も保管されている。SNLでの過去の代表的な安全研究例としては，燃料溶融試験，コンクリート強度試験（航空機衝突前提）などが挙げられる。原子力発電所のテロ対策や安全解析コード高度化は現在も継続して実施している。

OECD/NEAで実施中の実験としては，福島第一原子力発電所事故後に開始された格納容器内の水素挙動把握を主目的とする「原子炉安全のための水素影響緩和実験」（HYMERES：Hydrogen Mitigation Experiments for Reactor Safety）プロジェクトが代表的である。

原子力発電，更には電力システムの経済性



(a) 圧力容器破損試験



(b) 1/10 格納容器試験
(NUPEC プロジェクト)

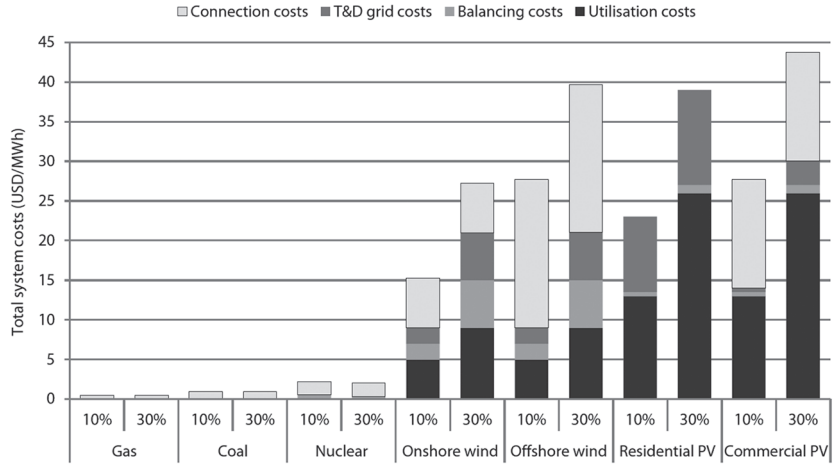
図1 SNLでの安全実験の例

評価は欧米の様々な機関が実施し、レポートを発行している。本稿では OECD/NEA が 2018 年に発行したレポート、“The Full Costs of Electricity Provision”⁽¹⁾ の中からシステムコスト関連の評価結果を 2 例示す。本報告書は OECD/NEA のホームページ（HP）からダウンロードできるので関心のある方は詳細を原文（英語）で確認頂ければ幸いである。

図 2 は、グリッドレベルでの再生可能エネルギー（再エネ）導入時のシステムコスト評価例である。ガス、石炭、原子力、陸上風力、洋上風力、家庭用 PV（太陽光発電）、商業用 PV（メガソーラー）が 10%、30% のシェアを持った場合の総システムコストを評価して

いる。詳細な説明は省くが、ガス、石炭、原子力といった従来型の発電と比べて再エネはどれも総システムコストが増加すること、導入量が 10% と 30% では後者が 1.5 倍程度大きくなる事が分かる。

表 1 に欧州での発電源ごとに 1 TWh 発電時の健康影響評価例を示す。褐炭、石炭、ガス、石油、バイオマス、原子力の順に、左側は事故による公衆と従事者の死亡率相当、右側は大気汚染による健康影響を示している。この評価には当然、前提条件があり、国、地域ごとに結果は異なり、日本に直ぐ適用できるものではない。欧米（特に欧州）ではこのような評価が一般的になされている点は興味深いと考える。



（出所：OECD/NEA, The Full Costs of Electricity Provision, April 2018）

図 2 グリッドレベルの再エネ導入時システムコストの評価例

表 1 電源毎の健康影響評価の例

	Deaths from accidents		Air pollution-related effects		
	Among the public	Occupational	Deaths*	Serious illness†	Minor illness‡
Lignite	0.02 (0.005-0.08)	0.10 (0.025-0.4)	32.6 (8.2-130)	298 (74.6-1 193)	17 676 (4 419-70 704)
Coal	0.02 (0.005-0.08)	0.10 (0.025-0.4)	24.5 (6.1-98.0)	225 (56.2-899)	13 288 (3 322-53 150)
Gas	0.02 (0.005-0.08)	0.001 (0.0003-0.004)	2.8 (0.70-11.2)	30 (7.48-120)	703 (176-2 813)
Oil	0.03 (0.008-0.12)	..	18.4 (4.6-73.6)	161 (40.4-645.6)	9 551 (2 388-38 204)
Biomass	..	..	4.63 (1.16-18.5)	43 (10.8-172.6)	2 276 (569-9 104)
Nuclear	0.003	0.019	0.052	0.22	..

Data are mean estimate (95% CI).
* Includes acute and chronic effects. Chronic effect deaths are between 88% and 99% of the total. For nuclear power, they include all cancer-related deaths, including accident and long-term effects.
† Includes respiratory and cerebrovascular hospital admissions, congestive heart failure, and chronic bronchitis. For nuclear power, they include all non-fatal cancers and hereditary effects.
‡ Includes restricted activity days, bronchodilator use cases, cough, and lower-respiratory symptom days in patients with asthma, and chronic cough episodes. TWh-1012 watt hours.

（出所：前掲書）

3. 紹介する国際的枠組み

下記の4つの国際機関・枠組みについて、IAEが関係するところを中心に説明する。

- 経済協力開発機構 / 原子力エネルギー機関 (OECD/NEA)
- 国際原子力機関 (IAEA)
- 民生用原子力研究開発ワーキンググループ (CNWG)－日米協力枠組み
- 原子力発電Ⅱ & Ⅲ 協会 (NUGENIA : NUclear GENeration II & III Association)

(1) OECD/NEA

まずは、図3にステアリング委員会の構成を示す。9つの委員会で幅広い領域をカバーしている。活動概要はOECD/NEAのホームページ (<https://www.oecd-nea.org>) で見ることができる。

以下、IAEが関係している原子力安全、放射性廃棄物 / 廃止措置関係および技術 / 経済性に関する委員会の活動例を紹介する。

① 原子力安全

原子力安全の研究例として『福島第一原子力発電所事故に関する国際ベンチマーク解析プロジェクト』(BSAF: Benchmark Study of the Accident at the Fukushima Daiichi Nuclear Power Station Project) と、溶融炉心とコンクリートの相互反応 (MCCI: Molten Core Concrete Interaction) がある。

BSAFは、福島第一原子力発電所事故後にフェーズ1が2012～2014年に、フェーズ2

が2015～2018年に実施された。

フェーズ1は、福島第一発電所の廃炉に資する過酷事故解析コードの改良、事故進展と現状推定を主目的に、主対象を圧力容器、格納容器内の熱流動挙動とし、事故後6日間の評価を実施した。

フェーズ2は、対象を格納容器外へ、更に核分裂生成物挙動まで含めて拡張し、評価期間も事故後3週間とし、IAEが運営主体となって実施した。

本プロジェクトへの参加国は、カナダ、中国、フィンランド、フランス、ドイツ、韓国、ロシア、スペイン、スイス、米国、日本の11カ国であった。日本からは日本原子力研究開発機構 (JAEA)、原子力規制庁、電力中央研究所とIAEが参加した。

図4に評価結果の一例として、米国の国立研究所のセシウム137の付着量の観測結果と解析結果の比較例を示す。核分裂生成物 (FP) 放出量の評価結果が環境に放出された量と概ね整合するなど、海外機関との議論を通じて得た知見を炉内状況の把握に活用した。

MCCIは現状、米国アルゴンヌ国立研究所が実験研究をOECD/NEAへ提案中で、詳細は未決定であるものの、主目的は福島第一原子力発電所事故事象を考慮した水のある状況での溶融炉心の広がり、鉄が多く混じった場合の特性把握となる模様である。

② 放射性廃棄物 / 廃止措置関係

日本国内で福島第一原子力発電所事故の影響

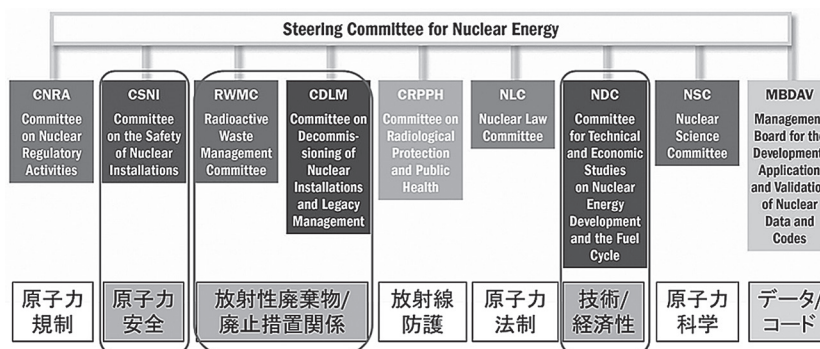


図3 OECD/NEAのステアリング委員会構成

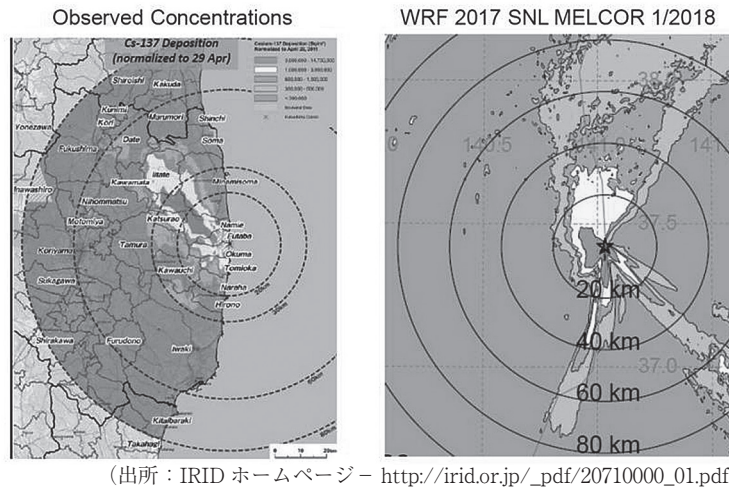


図4 Cs-137 付着量の観測結果と解析結果の比較例

響で、福島第一原子力発電所を除く 20 基の原子力発電所が廃止措置決定という状況で、円滑な廃炉／廃止措置実施に向けた施策が重要となっている。

OECD/NEA では廃止措置に関する委員会 (CDLM : Committee on Decommissioning of Nuclear Installation and Legacy Management) を新設し、放射性廃棄物／廃止措置関係を 2 つの委員会体制とした。IAE は CDLM に委員として第 1 回委員会（本年 3 月）に参加するとともに、下部組織の作業グループ設置（廃止措置コスト評価，解体物の最適化）にも関与している。

今後は廃止措置コスト評価のアドホック会議や人材育成についての作業グループの提案に貢献していく予定である。放射性廃棄物管理委員会 (RWMC) においてもオブザーバーとして継続的に参加しており、大きな流れとして高レベル廃棄物から中・低レベル廃棄物管理へ議論が移行していく傾向にある。

③ 技術・経済性

原子力及び核燃料サイクルに関する技術及び経済性検討委員会 (NDC : Committee for Technical and Economic Studies on Nuclear Energy Development and the Fuel Cycle) の下で幅広い研究，評価を実施している。IAE の松井一秋・研究顧問が 2019 年まで本委員会の

議長であったことからつながりが深い分野である。

具体的な運営はテーマごとに PoW (Program of Work) を構成し，専門家グループ (EG : Expert Group) で議論し，その結果をレポートとして発信するのが一般的である。以下，現在活動中の各プログラムの概要を簡潔に説明する。著者が Expert Group member となっている LTO (寿命延長)，ARFEM (先進炉システムと将来の電力市場ニーズ) を含む 6 つのプログラムは少し詳しく説明する。

(a) 技術面でのプログラム

現在，IAE で把握している技術面でのプログラムは表 2 の 10 件である (2018 年 7 月の委員会資料ベース)。プログラム 4，5，7 については以下に詳述する。

「2050 年に向けた原子力イノベーション」

原子力におけるイノベーションとして 10，30，50 年後にどんな技術が必要か，それら技術の実用化に必要な R&D は何かをまずまとめる。併せて，それら技術の実用化に向けた実験（設備）の合理化／共用も含めてどのようなアプローチが合理的かも議論している。

表 3 に 2018 年 10 月時点のターゲット分野などの状況を示す。左からターゲット分野／項目（技術），取りまとめ，関連グルー

表2 技術・経済性～技術面での10プログラム

	技術面でのプログラム	概 要
1	OECD 内の他部門および外部機関との連携	IEAやIAEAと定期的に情報共有のための打合せやワークショップを開催している。
2	ポリシーメーカーへの提言	各プログラムの状況に応じて適宜実施する。
3	医療用放射性物質の確保	Mo-99等の供給確保を目的に定期的に加盟国の状況確認をしている。
4	2050 年に向けた原子力イノベーション	(本文中で詳述)
5	先進炉と将来のエネルギー市場ニーズ	(本文中で詳述)
6	ステークホルダーおよび公衆への社会科学的アプローチの検討	説明が難しい原子力技術をいかに何に分り易く伝えるか。
7	核燃料サイクル戦略と検討	(本文中で詳述)
8	再処理を前提に核燃料サイクルの国際的な最適解の検討	再処理を前提に各国の炉型,状況を踏まえて国際連携で燃料サイクルを合理化できないかを検討している。
9	第4世代炉活動のサポート	第4世代炉で比較的高レベルなサポートが主体である。
10	原子力エネルギー関係の国際的枠組み活動のサポート	国際的枠組みの中でも比較的高レベルなサポートが主体である。

表3 ターゲット分野などの状況例（2018年10月時点）

ターゲット分野/項目	まとめ	関連グループ/機関
Accident Tolerant and Advanced Fuels	米国 INL 仏 CEA	NSC (EGATFL), CSNI (WGFS)
Severe Accident Knowledge and Management	仏 IRSN	CSNI (SAREF, WGAMA) ETSON, NUGENIA
Passive Safety Systems	仏 IRSN	CSNI (WGAMA) ETSON
LTO Gen II 80 Years: Ageing Management	仏 EDF	CSNI (WIAGE) NUGENIA
Advanced Materials (Gen IV)	ベルギー SCKCEN	NSC (WPFC, WPM), EERA JPNM, GIF
Advanced Components (Gen IV)	日本 JAEA	GIF, CSNI/CNRA (GSAR/WGRNR)
Fuel Cycle Chemistry/Recycling (P&T)	ベルギー SCKCEN	NSC (WPFC), CSNI (WGFC)
Heat Production and Cogeneration	EC NC2I	PRIME/GEMINI (NC2I, NGNP, JAEA, KAERI)
Modelling and Simulation	米国 ORNL	NSC (WPM, EGMPEBV)
Measures and Instrumentation	仏 CEA	ANIMMA, NSC Wksho
Infrastructures and Demos	All	NSC, CSNI (ja TAREF), DB (RTFDB)

(出所：第70回 OECD/NEA NDC 会合資料を基に作成)

ブ/期間となっている。例えば、最初の行の事故耐性・先進燃料（Accident Tolerant and Advanced Fuels）という技術は、米国のアイダホ国立研究所(INL)と仏原子力庁(CEA)が、OECD/NEAのNSC(原子力科学)とCSNI(原子力安全)の中のプログラムと連携して実施している。

「先進炉と将来のエネルギー市場ニーズ」

主目的は、開発中の先進炉（革新炉, SMR, Gen-IV 含む）が将来のエネルギー市場のニーズをどのように満たすかの評価である。

具体的な検討項目は、将来のエネルギー市場の理解として以下の3点である。

- 高再エネシェア時の電力市場と柔軟性の要求（発電、需要の両方と蓄エネ等）
- 産業利用（熱利用・市場）
- 輸送（水素等の低炭素燃料とEV）

安全・環境規制も検討項目であり、更に先進炉の効果、要求として、

- 負荷追従/周波数制御、ハイブリッドシステムといった運転の柔軟性
- サイト選定自由度、建設容易性等
- 熱と輸送を含む非電力利用

が挙げられている。

本プログラムは、革新炉に対してエネルギー供給側、需要側両方のニーズを踏まえて提言をまとめるチャレンジングなものであり、1

年以内に報告書としてまとまる予定である。

「核燃料サイクル戦略と検討」

背景は、世界で国ごとに色々な燃料サイクル方針があるのはなぜかである。ベルギー、チェコ、仏、ハンガリー、日本、韓国、ロシア、米国と IAEA が参加し、以下の4つのサイクル戦略から各国・地域にどれが最適かを検討している。

- 再処理無し（米国等）
- MOX 利用のみ
- 高速炉マルチリサイクルと ADS 等での MA 消滅
- 使用済燃料の長期貯蔵

最後の長期貯蔵は燃料サイクルオプションではないが、現実的にはサイクル戦略方針の決定遅れなどを踏まえて現実的なオプションとして追加していた。プログラム名に通常使わない“consideration”（考慮）を使っており、国・地域ごとの政策、炉型戦略にも依存することから難しい面も多いプログラムである。

(b) 経済・資源面でのプログラム

経済・資源面でのプログラムを説明する前に、まず、説明中に出てくる均等化発電単価（LCOE：Levelized Cost Of Electricity）の概略について説明しておく。

LCOE はライフサイクル発電コストの評価手法の1つで、OECD/NEA 報告書による定義は次式の通りである。

$$LCOE = \frac{\sum_t ((INV_t + O\&M_t + Fuel_t + CO_2t + Decom_t + Waste_t) * (1+r)^{-t})}{\sum_t (Electricity\ Output_t * (1+r)^{-t})}$$

Where r is the weighted average cost of capital (WACC) with
 $WACC = [d \cdot debt / (debt + equity)] + [e \cdot equity / (debt + equity)]$
 d is the real rate of return on debt, e is the real rate of return on equity

分子は初期コスト、運転維持費、燃料費、二酸化炭素（CO₂）対策費、廃止措置費、放射性廃棄物処理にかかる費用を運転寿命の間、積算したものである。分母は、運転寿命期間中の総発電量である。分子、分母ともに金利による割引を考慮しており、その結果、ライフサイクルでの発電単価（円/kW 時）が得られる。

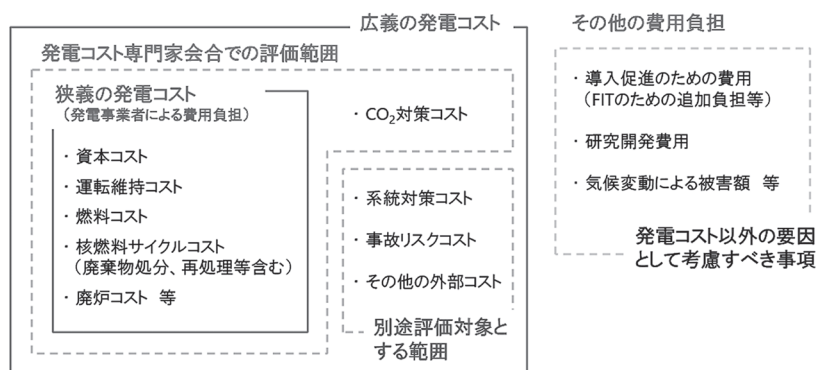
LCOE の利点としては、

- ベースロード電源等、同じ特性であれば電源間の発電単価の比較が容易
- 欧米では認知度が高く、理解が容易で感度解析も実施しやすい

ということが挙げられる。特に、欧米では LCOE が広く普及しており、米国マサチューセッツ工科大学（MIT）のレポートなどでも幅広く活用されている。

図5は、IAE が、発電コストの OECD 試算の評価範囲を日本の発電コスト専門家会合での評価範囲と合わせて示したものである。

左側の「狭義の発電コスト」に中央の一番上の CO₂ 対策コストを含めたものが日本の発電コスト専門家会合での評価範囲となる。OECD はこれに加えて、中央の下の「別途評価対象とする範囲」、右側の「その他の費用負担」も試算の範囲としており、図1、図2がその好例である。



（出所：日本エネルギー経済研究所、「電源別発電コスト評価の概要と主要な論点」、平成28年9月19日）

図5 発電コストの OECD/NEA 試算の評価範囲

火力、水力、原子力といった歴史の長い発電方式は実績もあり、発電所単体でのコスト評価自体は確立されている面がある。一方、再エネの大量導入時などについては、グリッドへの影響も含めた更に幅広い範囲でのコスト評価が必要という考えを図5は示している。

では、表4に、経済・資源面での OECD/NEA の8件のプログラムを示し、プログラム4, 5, 6について以下に詳述する。

「寿命延長」

主目的は、例えば20年間の既設原子力発電所の寿命延長時の LCOE が、再エネなどの他電源の LCOE より優位であることを示し、ポリシーメーカーへのキーメッセージを策定することである。

具体的な評価事項は以下の4つである。

- 経済性：寿命延長期間の LCOE 評価
- 技術：寿命延長可能期間を規定する下記への対応（案）など
 - 機器等の経年劣化メカニズム、最適モニタリング手法、サプライチェーン維持、プラント近代化（デジタル化）など
- 規制：寿命延長とポスト福島への対応、セキュリティ（サイバー含む）
- 政策：エネルギーと R&D、市場動向など

コスト評価のためのデータを出せた欧州6, 7カ国のデータを基に評価し、今年度中に報告を行なう予定である。

参加国は、ベルギー、スウェーデン、仏、フィンランド、アルゼンチン、スペイン、ロシア、

カナダ、米国（電力研究所：EPRI, INL）、スイス、ルーマニア、日本（電力中央研究所、IAE）、IAEA である。

IAE は、前回会合で日本の11原子力発電事業者の技術レポート「原子力発電所の運転期間と機器・構造物の経年劣化影響に関する技術レポート」（平成30年7月）の概要版の内容と日本の規制などの状況について第3回会合で説明した。技術的内容は会合でも合意され、発表内容を各国報告書にまとめ、エッセンスを報告本文に反映させる予定である。

「原子力発電コスト低減」

海外での初号機建設コストの増大と太陽光・風力といった再エネのコスト低下を背景に原子力発電のコスト低減は引き続き重要である。

本プログラムは、コスト削減のターゲットとして、建設コスト（設計、製造、調達、建設と新技術）と運転コスト（定検短縮、長期サイクル運転、マンパワー削減など）を選定した。

評価対象は第3世代、3+世代の大型炉とし、長期的に小型炉、規制環境なども視野に入れている。

実施内容としては、海外の新設初号機のコスト増加要因を分析し、これらのN基目のコスト低減策と小型モジュール炉（SMRs）、規制面の検討で2020年にレポート発行予定である。参加国・機関は、仏、米国、フィンラ

表4 技術・経済性～経済面での8プログラム

	経済・資源面でのプログラム	概 要
1	天然ウランの需給調査	ウランの採掘コスト別の埋蔵量と需要の調査で2,3年に1回, “Resource, Production and Demand”（通称Red Book）で公開。
2	毎年の主に OECD 加盟国の原子力状況	主にOECD加盟国の原子力発電の状況, 今後の予定・見通し等を毎年まとめて“Nuclear Energy Data”（通称Brown Book）として公開。
3	ウラン採掘の経済効果	ウラン採掘による地元等への雇用状況を含めた経済効果をまとめている。
4	既設炉の寿命延長	（本文中で詳述）
5	原子力発電コスト低減	（本文中で詳述）
6	発電コスト評価 2020 年版	（本文中で詳述）
7	廃止措置と使用済燃料の各国の状況更新	世界各国の廃止措置と使用済燃料の状況を集約し, レポート化している。
8	使用済み燃料に関する幅広い検討	使用済燃料の保管期間長期化に関する課題と対応策を幅広く検討している。

ンド, ドイツ, 日本 (日本エネルギー経済研究所), ルーマニア, ロシア, 英国, IAEA, EPRI である。

- IAEA 安全基準
- 軽水炉・重水炉技術ワーキンググループ
- 廃止措置関係
- 地域ワークショップと研修受入れ

「発電コスト評価 2020 年版」

LCOE の概要は, 上述の通りで利点も多い。一方で, LCOE 固有の問題ではないが下記のような課題が挙げられている。

- 初期投資から廃止措置, 廃棄物処理までの金利の扱い (現在, 一定値)
- 再エネ (大量) 導入時のシステムコスト, ベースロードか負荷追従かの扱い
- 自由化市場での取引価格の (大幅な) 変動の考慮等々

OECD/NEA ではシステムコストを含めるために IEA ともワークショップを開催し, 詳細は不確定も可能なら 2020 年発行のレポートでは LCOE+ として以下も入れ込む予定である。

- 負荷追従性や柔軟性の定量化
- 参照システムの機能としての容量クレジット
- 新規参入の純コスト
- 参照システムにおける可変再エネの価値因子

合わせて, IEA や米国エネルギー省 (DOE) などの評価手法などとの比較も実施予定である。

① IAEA 安全基準

IAEA が発行する安全基準は, その序文において, 「拘束力のある国際文書および国の安全基盤の実現を支援するもの, この世界体制の基礎, 国際条約の下で締約国がその実績を評価する有用な手段を規定するもの」と位置付けられている。

図 6 に IAEA 安全基準の全体概要を示す。最上位の安全原則の下に, 全般および個別の安全要件があり, その下に 100 件程度の安全指針群があり, これらは適宜改定されている。この改定は, 福島第一原子力発電所の事故の教訓反映のための改定も含む。

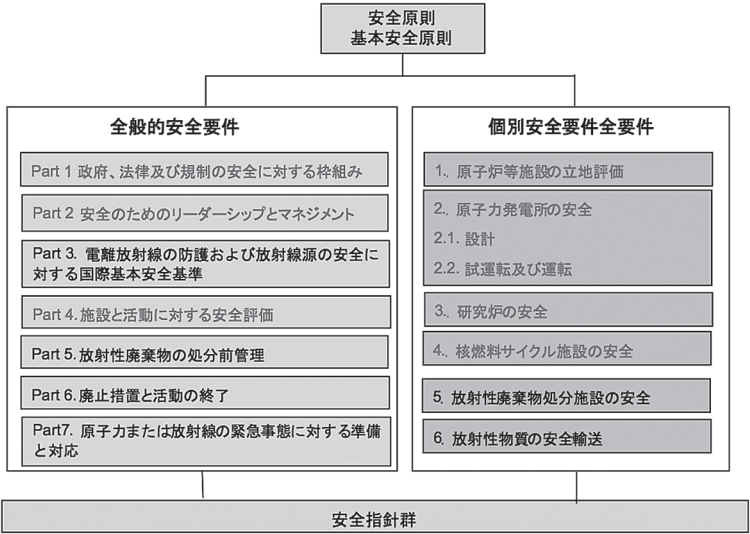
改定に関しては, 安全基準委員会 (CSS) の下に 5 つの個別委員会があり, 基本的には図 7 に示すような流れで改定される。

- 緊急時準備と対応 (EPReSC)
- 原子力安全 (NUSSC)
- 放射線安全 (RASSC)
- 放射性廃棄物安全 (WASSC)
- 放射性物質の安全輸送 (TRANSSC)

(2) IAEA

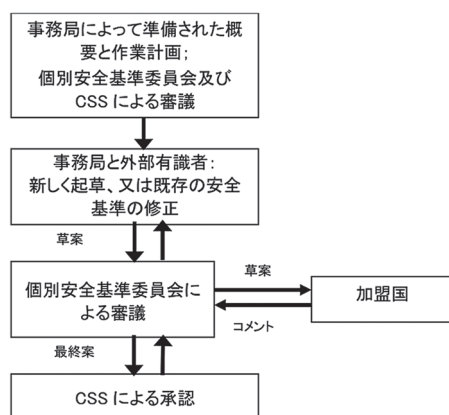
IAE が関係する次の活動を中心に紹介する。

IAE は平成 29 年度より原子力安全 (NUSSC) に係る原子力規制庁の活動を支援している。



(出所: IAEA の基準文書の序文を基に IAE 作成)

図 6 IAEA 安全基準の全体概要



(出所：IAEA の基準文書の序文を基に IAE 作成)

図 7 IAEA 安全基準改定の流れ

② 軽水炉・重水炉技術ワーキンググループ

本活動は IAEA の水冷却炉チームの活動の 1 つで、通常は IAEA で開催される。主目的は、各国メンバーとの情報交換による将来の IAEA の活動に関する IAEA 内の諮問委員会への提言である。

IAE の松井研究顧問が議長を務めていたこともあり、2019 年 5 月に IAE が現地ホストとなり、経済産業省、外務省および研究施設の視察を日本原子力研究開発機構（JAEA）の協力を得つつ日本で開催した。図 8 に初日の METI 会議室と JAEA 視察での集合写真を示す。



(a) 初日会議（METI 会議室）



(b) 4 日目の JAEA 視察（安全研究棟前）

図 8 IAEA 技術ワーキンググループの集合写真

また、IAEA は ARIS（Advanced Reactors Information System）と呼ばれる革新炉のデータベースも管理している。図 9 に示すように、炉型、開発国などを入力すると検索結果が出て、炉型の部分をクリックすると主要諸元の載った文書が表示される。興味のある方は是非活用して頂けると幸いである。

③ 廃止措置関係の取組み

IAEA では、廃止措置に関する情報の集約化・データベース化とそれを活用した情報共有のための Web ベースツールを開発中である。

データベースは IAEA/EU/DOE（EPRI）の技術資料、各国の取組と技術情報などを集約し、IAEA の国際廃止措置ネットワーク（IDN: International Decommissioning Network）として Web 上で加盟国に公開している。本研究所は、年 2 回実施の作業グループ活動（コンサルタント会議）に加盟国のモデレータートレーニングを兼ねて貢献している。

更に図 10 に示すように、情報共有のための Web ベースツールを開発中で、各項目をクリックすると関連情報が得られるものが 1、2 年以内に完成、公開される予定となっている。

IAEA.org NUCLEUS Contact Us

IAEA | ARIS Advanced Reactors Information System

Technical Data | Characteristics | Publications | Glossary | About ARIS

Advanced Reactors Information System(ARIS)

Overview | General data | Nuclear Steam Supply System | Reactor Coolant System | Reactor Core | Core Materials | Reactor Pressure Vessel

Type: ☒ All ☐ PWR ☐ BWR ☐ HWR ☐ SCWR ☐ IPWR ☐ GCR ☐ GFR ☐ SFR ☐ LFR ☐ MSR ☐ FR ☐ SMR

Country: ☒ All ☐ Canada ☐ China ☐ EU ☐ France ☐ India ☐ Japan ☐ Rep. of Korea ☐ Russia ☐ USA ☐ Other

Status: ☒ All ☐ On Hold ☐ Under Design ☐ Licensed ☐ Construction ☐ In Operation

Purpose: ☒ All ☐ Commercial ☐ Demonstration ☐ Experimental ☐ Prototype

(Click on acronym for more information)

OVERVIEW								
Acronym	Full name	Design Org.	Coolant	Moderator	Design Status	Country	Type	Purpose
4S	Super-Safe, Small and Simple Reactor	Toshiba	Sodium	No Moderator	Under Design	Japan	SFR	Commercial
ABWR	Advanced Boiling Water Reactor	GE-Hitachi	Light Water	Light Water	In Operation	USA	BWR	Commercial
ABWR-II	Advanced Boiling Water Reactor II	GE-Hitachi	Light Water	Light Water	Under Design	USA	BWR	Commercial
ACR-1000	Advanced CANDU Reactor 1000	AECL	Light Water	Heavy Water	Under Design	Canada	HWR	Commercial

(出所：IAEA ホームページ－ <https://aris.iaea.org/sites/overview.html>)

図9 革新炉データベース ARIS



図10 開発中の廃止措置情報共有のための Web ベースツール構成案

IAEA は廃止措置関係の人材育成にも取り組んでおり、E-Learning システムは英語版に加えて、日本語版も構築済みである。IAE は商業炉、研究炉などの原子炉施設の廃止措置の E-Learning の英語版のコンセプト検討、日本語版の校正作業に寄与してきた。今後も改訂版の作成や燃料サイクル施設などへの拡張に貢献していく予定である。IAEA での廃止措置人材育成計画にも参加し、国内の取組みの紹介、技術資料ドラフトの検討などを行っており、加盟国の廃止措置の人材育成に寄与している。

④ 地域ワークショップと研修受入れ

2015 年と 2018 年に過酷事故解析に関わる IAEA の地域ワークショップを IAE で実施した。また、2019 年には IAEA 技術協力研修員を受け入れた。以下、その内容を記す。

地域ワークショップは、主に新興国の技術者に過酷事故解析の概要を学んでもらうもので、IAE が所有する過酷事故解析コード「SAMPSON」を活用して実施している。参加国は、2 回合わせて、バングラデシュ、中国、韓国、インドネシア、マレーシア、フィリピン、



図 11 2018 年 IAEA ワークショップの集合写真

タイ、ベトナム、エジプト、イラン、ヨルダン、メキシコと、IAEA に加盟する幅広い国々から技術者が参加している。図 11 は 2018 年のワークショップの集合写真である。

2019 年の技術協力研修員受入れでは、中国から 3 名の技術者が、軽水炉での過酷事故を想定した場合の水素発生量とその移行および爆発現象、爆発緩和策を検討するとともに水素挙動のシミュレーションについて研修した。

これらの活動に関して、IAE 原子力工学センター、内藤正則・副センター長が外務省から礼状を戴いた。このような新興国向けも含む国際的な取り組みも IAE の特長の 1 つと言える。

(3) CNWG（日米協力枠組み）

日米の原子力技術開発協力の枠組みとして、民生用原子力研究開発ワーキンググループ（CNWG：Civil Nuclear Energy Research and Development Working Group）がある。この枠組みは、平成 24 年の日米首脳会談で両国首脳の主導により設置された民生用原子力協力に関する日米二国間委員会の下に位置する。

2018 年時点のサブワーキングの協力項目

は、大きく先進炉、軽水炉と燃料サイクル/廃棄物管理の 3 つに区分される。IAE は、軽水炉の過酷事故解析コード評価の中の「過酷事故条件下における原子炉隔離時冷却系（RCIC）の挙動に関する研究」（以下、RCIC 実証試験）で参画している。

RCIC は福島第一原子力発電所 2, 3 号機で事故時に設計時間（8 時間）より長期に RCIC が運転を継続したと考えられている。特に 2 号機では 66 時間程度動作を継続したと推定されている。RCIC 実証試験の主な目的は、RCIC の従来の使用範囲を超えた領域での動作特性の把握による発電所設備損傷リスクの低減、すなわち安全性向上である。2021 年に実験完了、2022 年に解析モデルの構築を完了予定である。なお、詳細は平成 30 年 9 月の IAE の第 382 回月例研究会で報告しているのでご参照頂けると幸いである。

平成 30 年度までの実施体制を図 12 に示す。日米で連携し、日米合同の全体会議を 3 カ月に 1 回程度実施しながら進めている。

実際の実験対象主要機器の例を図 13 に示す。これは実際の原子力発電プラントで使わ

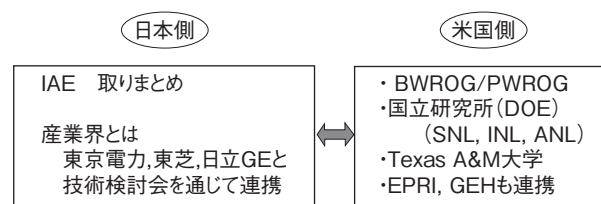


図 12 平成 30 年度の実施体制図

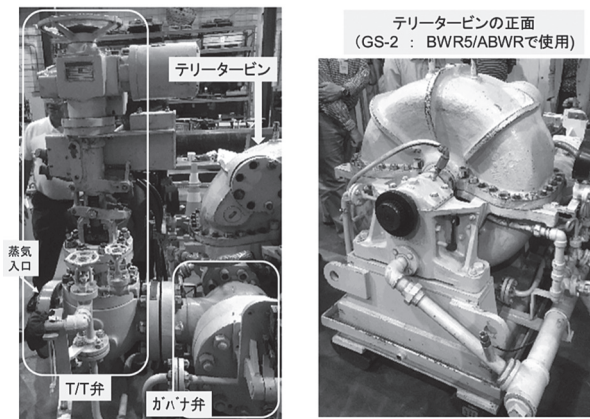


図 13 実際の実験対象主要機器の例

れていた RCIC の主要機器で、EPRI が所有しているものである。本プロジェクトでも実機と同じ弁、タービンを用いた実験を様々な運転条件で実施する。

最終的には、これら実験結果に解析による評価も参照しつつ、安全評価に適用可能な解析モデルを構築する予定である。

(4) NUGENIA

主に、現在稼働している原子力発電プラントの安全性と運用効率向上に関する技術を情報共有、発信することを目的としている。現在の主なスコープは以下の7つである。

- 安全性とリスク評価
- 過酷事故
- プラント運用の改善
- 系統、構造及び機器の健全性評価
- 燃料開発、廃棄物 / 使用済燃料管理および廃炉
- 革新的軽水炉設計 / 技術
- 検査、認証のための欧州ネットワーク

2011 年に 7 機関で設立され、現在は 100 前後の機関が参画している。日本からは JAEA、電力中央研究所と IAE が参加している。詳細は NUGENIA のホームページ (<http://nugenia.org/full-members/>) をご参照願いたい。NUGENIA で発行している技術報告書などもホームページ (<http://nugenia.org/resources/>) からダウンロードできるので活用頂けると幸いである。

4. まとめ

原子力の安全、経済性などに関する国際的取り組みに関して、OECD/NEA, IAEA など、IAE が関係している機関を中心に紹介した。

電力自由化、再エネ導入、廃止措置、ライフサイクル / システムコスト評価は、欧米が先行しているのが現状と考える。日本としてもこのような活動へ積極的に関与し、海外の知見活用と日本からの情報発信、フィードバックを得ることも重要と考える。

OECD/NEA へは本年 7 月より電力会社から 3 名派遣を開始している。

原子力もエネルギー源として、再エネ含めた他電源、電力系統、需要側ニーズなども踏まえた総合的な議論が重要となってきた。

今後も関係機関とも連携しつつ、OECD/NEA, IAEA などの活動と、それに関連する調査研究などを充実させていく予定である。引き続き賛助会員および関係機関の方々に有意義な活動を実施し、情報提供も含めて推進していく予定である。

[調査研究報告]

2050 年 CO₂ 大幅削減に向けた 日本の新しいエネルギーシステム構築について

橋崎 克雄 (プロジェクト試験研究部
部長)



1. はじめに

わが国は、2015 年 11 月にパリで開催された「国連気候変動枠組み条約 第 21 回締約国会議」(COP21)において、2020 年以降の新たな温室効果ガス (GHG) 削減目標として、2030 年度に 2013 年度比で GHG を 26% 削減すると宣言している。さらに、その後の「地球温暖化対策計画」(2016 年 5 月閣議決定)においては、2050 年までに 80% の GHG 削減を目指すことが明記され、より一層の二酸化炭素 (CO₂) 削減に努めていくことが掲げられた。これを受けた形で、「第 5 次エネルギー基本計画」(2018 年 7 月閣議決定)では、2050 年に向けた「エネルギー転換と脱炭素化への挑戦」が掲げられ、あらゆる選択肢の可能性を追求する野心的な複線シナリオを採用する意向が示されている。また、同年 7 月末には、官邸内に「パリ協定長期成長戦略懇談会」が設置され、現在、GHG 低排出型の経済・社会の発展のための長期戦略が議論されているところである。

2019 年 1 月に開催された世界経済フォーラムの年次総会 (ダボス会議)においては、安倍首相が持続可能な成長をしていくアクションプランの 1 つとして CO₂ 回収・貯留・利用技術 (CCUS : Carbon dioxide Capture, Utilization and Storage) の開発に努めることに言及し、これ以降、CCU やカーボンリサイクル技術を始めとする CO₂ 削減策への取り組みが脚光を浴びるようになった。これらの取り組みは、2015 年 9 月の国連サミットで採択された「持続可能な開発の

ための 2030 アジェンダ」に記載された、2016 年から 2030 年までの「持続可能な開発目標」(SDGs : Sustainable Development Goals) の 1 つと捉えられ始め、環境 (Environment)、社会 (Social)、ガバナンス (Governance) の 3 つの観点 (ESG) が、従来の業績や財務状況のみならず企業の評価指標として重要視され始めてきた。各企業は、CO₂ 削減取り組みを含む、SDGs に基づいた事業戦略を外に向けて発信することが重要となっている。

2019 年 6 月に開催された「G20 大阪サミット」(金融世界経済に関する首脳会合)に関連して軽井沢で開催された「持続可能な成長のためのエネルギー転換と地球環境に関する関係閣僚会合」(エネルギー・環境大臣会合)において、エネルギー転換の重要性、ならびに気候変動などと言った地球規模の問題や課題に早急に対処することの重要性を認識することの閣僚声明が発表された。その具体的内容として「G20 軽井沢イノベーション・アクションプラン」が採択され、エネルギー・環境分野における下記分野で各国が協力していくことが確認された。

- 省エネルギー
- 再生可能エネルギー (再エネ)
- 水素および他の合成燃料
- CCUS/ カーボン・リサイクル/ エミッション・テュー・バリュー
- デジタル化
- エネルギー資源のバリューチェーン
- 電力システム
- 原子力
- LNG およびその他化石燃料
- 持続可能な近代的エネルギーへのアクセス

各項目の詳細は省略するが、本稿との関連では、軽井沢のエネルギー・環境大臣会合で、資源エネルギー庁カーボンリサイクル室（2019年2月新設）から「カーボンリサイクル技術ロードマップ」が発表され、わが国がカーボンリサイクルの実現に必要なイノベーションの推進に取り組むことが表明されている。

このように、CO₂削減に関する政策と技術開発の話題については事欠かない状況である。しかし、問題はCO₂排出量の大幅削減を前提とした時、将来の日本のエネルギー需給状況をどう想定し、それに要する社会インフラ投資の規模感の把握と実効性・実現性、－現状の社会インフラから未来の社会インフラへどのように連続的に移行していくべきか－についてはまったく議論されていないことではないだろうか。いきなり、イノベーションや水素社会が訪れる訳はなく、現状の社会インフラを活用しつつ未来の社会インフラに徐々に移行していくべくであるが、2050年までもう30年しかない。

CO₂削減策については、削減技術と削減効果の視点から、別途、本書「カーボンリサイクル技術とそのCO₂削減効果について」（pp.30－42）で論述されているので参照されたい。

本稿では、「第5次エネルギー基本計画」の検討段階で提示された日本のエネルギーシステムの構築に必要な社会資本投資額について、投資額規模感とその実効性・実現性をつかむために、当研究所（IAE）が独自に試算・評価を行ったので、それを以下に報告する。

2. わが国の再エネ（太陽光、風力）導入可能性

日本の年間の部門・分野別エネルギー投入量とCO₂排出量は、以下の通りである。

● エネルギー転換分野
約 7,800PJ / 約 4.8 億 t-CO ₂
(事業用発電分: 約 3,745PJ / 約 4.3 億 t-CO ₂)
● 産業分野
約 3,450PJ / 約 3.6 億 t-CO ₂

● 運輸分野
約 3,000PJ / 約 2 億 t-CO ₂
● 民生用途を含むその他
約 4,150PJ / 約 1.2 億 t-CO ₂
● 非エネルギー分野
約 1,650PJ / 約 0.8 億 t-CO ₂

そのエネルギーフロー構造は、非常に複雑で、運輸分野、民生用途を含むその他の分野が電化されたからといって、CO₂削減に直接結びつくわけではない⁽¹⁾。再生可能エネルギー（再エネ）の導入が図れなければ、CO₂削減にはつながらない。

わが国の再エネ導入可能量については、環境省が行った「再生可能エネルギー導入ポテンシャル調査」にFIT制度の買取価格による導入影響度も含め検討され公開されている⁽²⁾⁽³⁾。

それによれば設備容量は、

● 陸上風力: 2 億 707 万 kW
(買取条件: 20 円 / kWh × 20 年間)
● 洋上風力: 1 億 1,396 万 kW
(買取条件: 36 円 / kWh × 20 年間)
● 太陽光: 1,748 万 kW
(買取条件: 30 円 / kWh × 20 年～公共系+住宅用等シナリオ 1)

となっている。このとき年間発電電力量は、となっている。

● 陸上風力: 5,532 億 kWh = 1,993PJ
● 洋上風力: 3,541 億 kWh = 1,276PJ
● 太陽光: 206 億 kWh = 74PJ

太陽光については、既に導入量が現状約 5,000 万 kW あり、上述の導入可能量 1,748 万 kW より大きくなっているが、これは、固定価格買取制度（FIT）が導入された初期の買取価格が高かったためと言える。それでも、太陽光の年間発電電力量は、たかだか 200PJ であり、日本の一次エネルギー消費量（約 20,000PJ）の約 1%、発電電力量（3,745PJ）の約 5.3% に過ぎない。

更に大きな問題点は、日本の再エネが地域による局在化が大きいこと、そして日本の総電力需要は 1 億 kW 前後ということである。図 1～6 に、日本の再エネ導入可能量（陸上風力、洋上風力、太陽光の設備容量と年間発電電力量）の地域別分布図を示す。また、図 7 に典型的な日本の電力日負荷曲線（2018 年 5

月3日、2018年8月1日)を示す。

日本の再エネの導入可能量分布とその量は圧倒的に北海道に偏っており、まずはこれを活用

した施策に早期に取り組むべきと考えられる。

また、日本の総電力需要を超える発電電力量については、蓄電・蓄エネルギーシステム

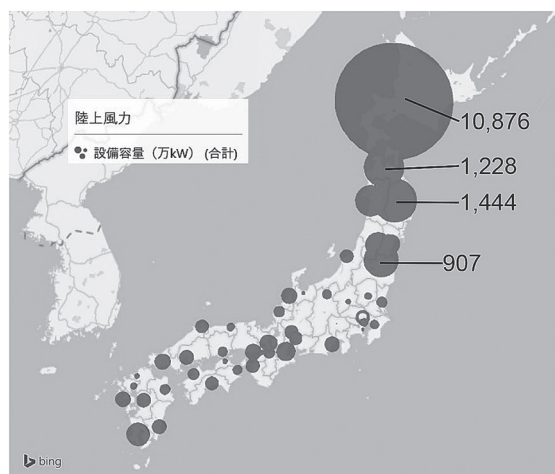


図1 陸上風力導入可能量 (設備容量：万kW)

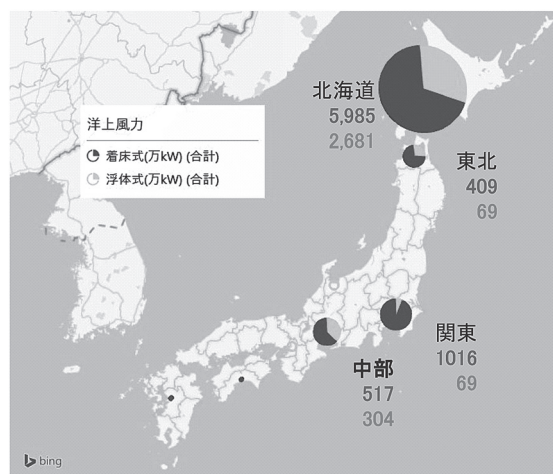


図2 洋上風力導入可能量 (設備容量：万kW)

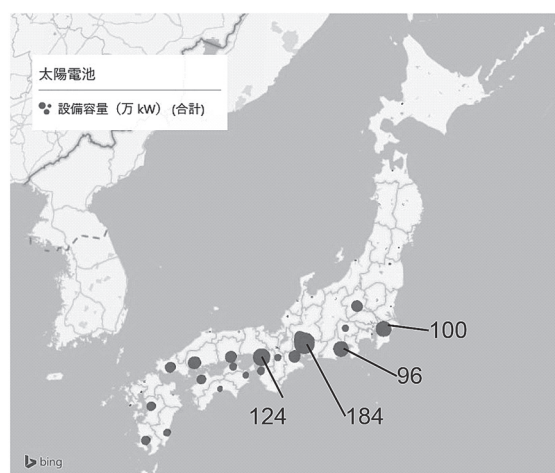


図3 太陽光導入可能量 (設備容量：万kW)

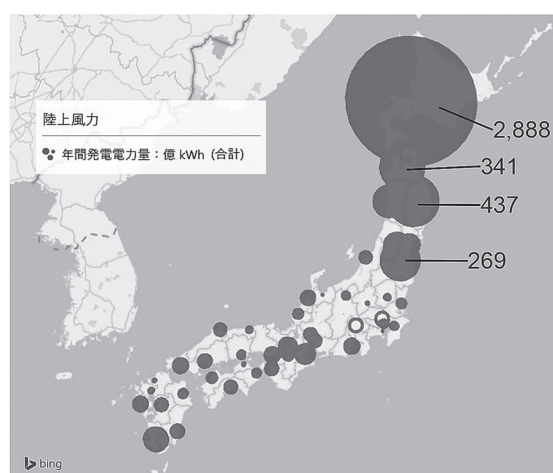


図4 陸上風力導入可能量 (年間発電電力量：億kWh)

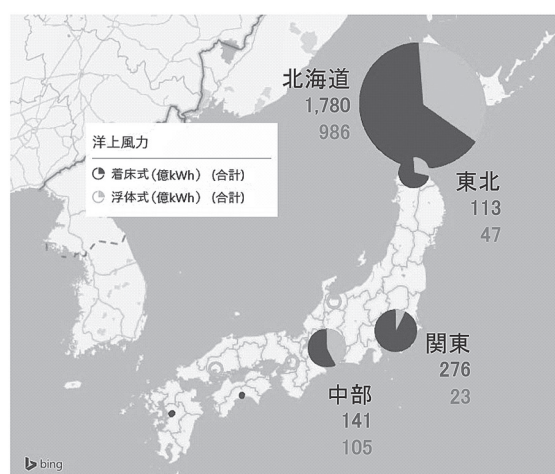


図5 洋上風力導入可能量 (年間発電電力量：億kWh)

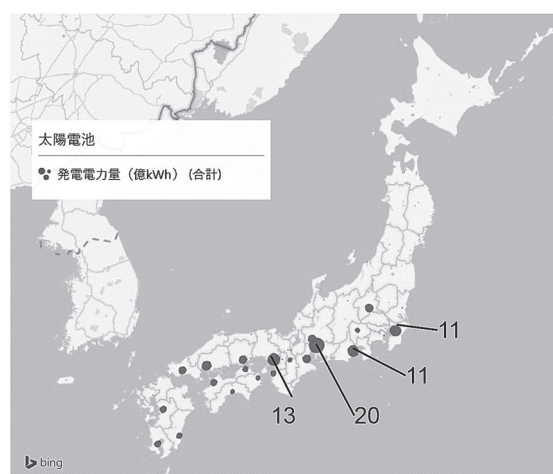


図6 太陽光導入可能量 (年間発電電力量：億kWh)

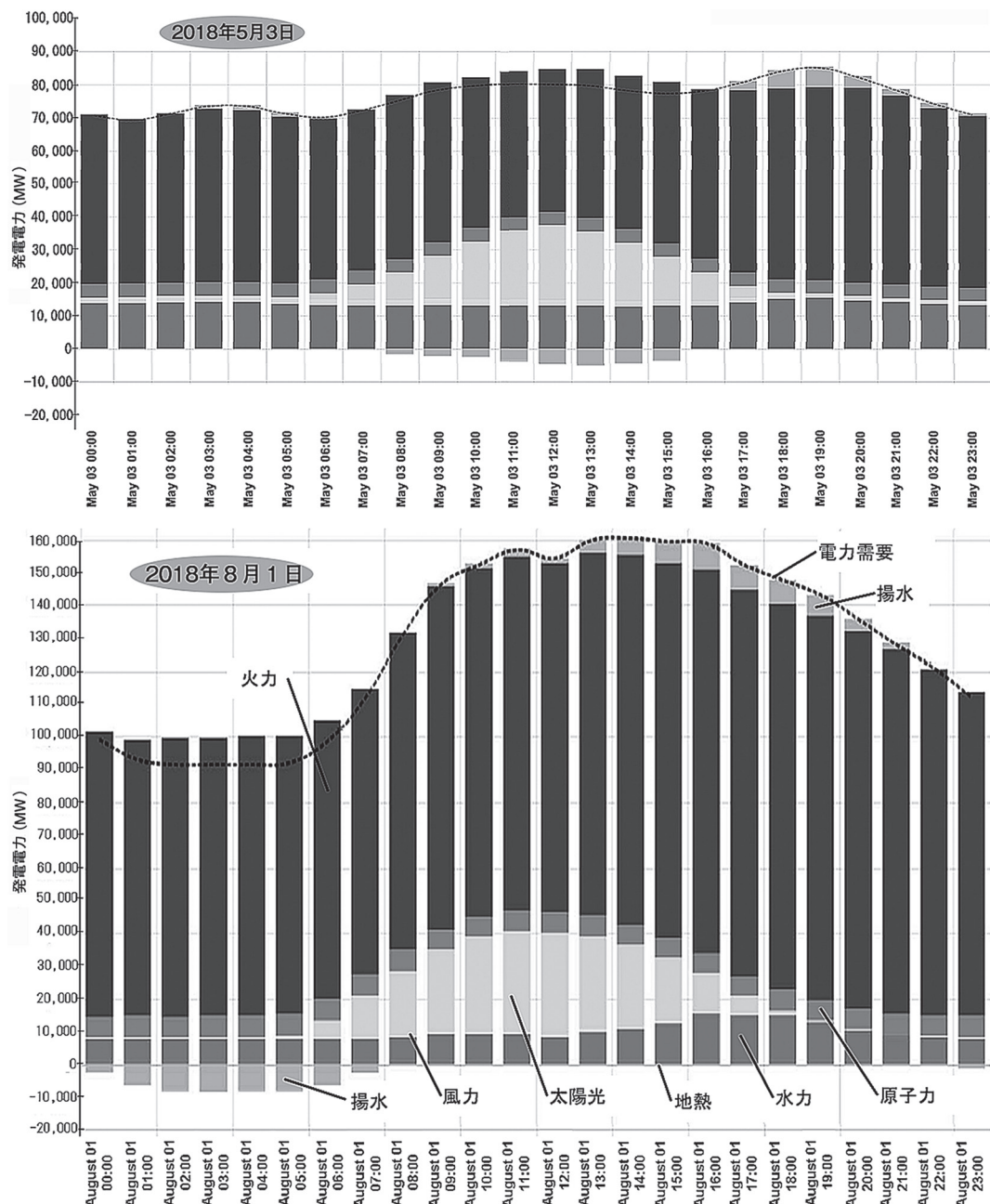


図7 日本の電力日負荷曲線 (2018年5月3日と8月1日)

がない限り導入は困難である。また、変動負荷対応（短周期的対応）のために導入する場合よりも、中長周期的対応のために導入する蓄電・蓄エネルギーシステムは必要容量が大きくなるため、そのコストが電気料金を大きく押し上げるので実現性が極めて困難となる。

逆に、出力抑制策を採れば、再エネ設備の設備利用率が低下するため同様に発電電力単価を押し上げる結果となってしまいが、昨今の再エネ設備単価の下落状況に鑑みれば、出力抑制策の方がより現実的対応策と考えられ

る。その場合、再エネの導入可能量は、仮に北海道の風力からの電力が一大電力需要地の関東で利用できるようになったとしても、季節間電力需要の違いから日本の総電力需要（1億kW）程度で止まってしまうと予測される。風力の1億kWは、現在の日本の発電電力量（kWhベース）の約27%に相当する。残りの約70%は、将来の低コスト化を前提に蓄電・蓄エネルギーシステムを付設した風力、CO₂回収型火力発電、水素発電などで補わなくてはならなくなる。

3. 2050 年 CO₂ 排出量 80%削減に向けた各種エネルギーシステムの必要投資額の推算

「第5次エネルギー基本計画」の検討段階で、2050 年に向けて「エネルギー転換と脱炭素化への挑戦」が掲げられ、あらゆる選択肢の可能性を追求すべく、図8のような野心的複線シナリオの例が示されている。

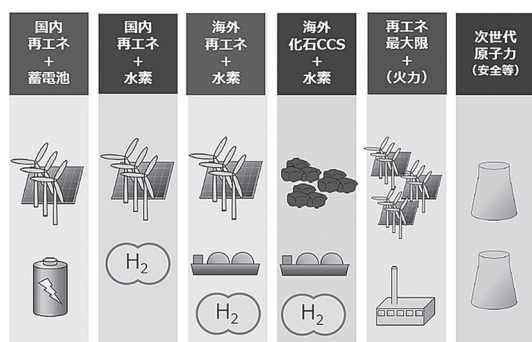


図8 2050 年までの野心的複線シナリオの例

まずは、原子力を除く各種エネルギーシステムの必要投資額と、そのエネルギーシステムを導入した場合に事業用発電分のCO₂排出量がどの程度削減されるか、以下の5つのエネルギーシステムについて推算してみた。

(1) 国内再エネ+蓄電池

陸上風力の導入可能な発電電力が約2億kWという数値を基本に試算してみる。日本の総電力需要1億kWを超える1億kW相当の発電電力量部分については、蓄電池に貯え、必要時間帯にシフトして利用すると想定する。風力の発電電力1億kW相当の年間発電電力量は、およそ1,000PJ(2.6×10^{11} kWh)に相当し、それを一度に蓄電池に蓄電することは現実的とは思えない。少なくとも、1日おき程度、充電電力が放電し尽くされる程度の間隔で蓄電池が運用されると仮定すれば、図9のように、必要な蓄電池容量は100分の1程度で済むことになる。

このように考えれば、「国内再エネ+蓄電池」というエネルギーシステムの必要投資額は次の

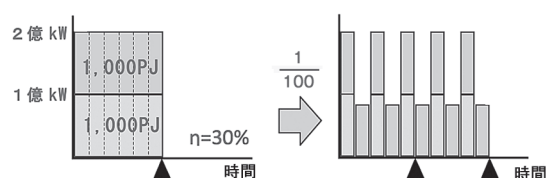


図9 風力発電電力の蓄放電モデル

通り推算できる。蓄電池単価を1万円/kWhも想定したが、自動車用と違い定置用では大型インバータや設置工事なども含まれるため、その単価の実現にはかなりの困難が予想される。

- 蓄電池：約27～270兆円
(蓄電池単価：1～10万円/kWh)
- 風車：約62兆円（陸上風力発電のみで試算）
(風力発電設備単価：30万円/kW)
- 総額：約89～332兆円
- CO₂削減量：約2.3億t-CO₂

なお、本ケースには、短周期変動対応用の蓄電池費用や充放電ロスによる導入再エネの発電電力量の減少分は考慮されていない。さらに、日本の再エネの局在化を勘案すれば、北海道から関東への送電が必須条件であることは言うまでもない。

(2) 国内再エネ+水素

ここでも、陸上風力の導入可能な発電電力約2億kWを基本に試算してみる。

日本の総電力需要1億kWを超える1億kW相当の発電電力量部分については、水電解装置で水素を製造して貯え、その水素を使って必要時間帯に水素ガスタービンで発電して電気利用すると想定する。

風力からの発電電力1億kW、すなわち年間発電電力量1,000PJ(2.6×10^{11} kWh)のすべてを一度に水素に転換し貯蔵することは現実的とは思えない。少なくとも、1日おき程度、貯蔵水素を発電で利用し尽くす程度の間隔で電解/発電が行われるとすれば、必要な水電解装置の容量は100分の1程度で済むことになる。このように考えれば、「国内再エネ+水素」というエネルギーシステムの必要投資額は、次の通り推算できる。

● 製造水素量：約 560 億 Nm ³ (@1,000PJ)
● 水電解装置：約 146 兆円 (水素製造原単位：5kWh/Nm ³ 水素製造装置単価：26 万円 /Nm ³ /h)
● 水素ガスタービン：約 2.3 兆円 (発電効率：60%，設備単価：12 万円 /kW)
● 風車：約 62 兆円 (陸上風力発電のみで試算) (風力発電設備単価：30 万円 /kW)
● 総額：約 210 兆円
● CO ₂ 削減量：約 1.6 億 t-CO ₂

水電解装置の水素製造原単位、水素製造装置単価については、新エネルギー・産業技術総合開発機構（NEDO）の「水素・燃料電池戦略協議会報告書」（2019 年 3 月）を参考に、ここではそれぞれ 5 kWh/Nm³、26 万円 / (Nm³/h) を想定した。水素製造装置単価を下げるためには、作動電流密度を上昇させることが有効策であるが、水素製造原単位を維持したままで作動電流密度を上げる、また、電解膜を大面積化した時の全面均一反応を実現することにはかなりの困難が予想される。

水素貯蔵設備費については、「貯蔵法不明」としてここでは検討対象外としている。CO₂削減量は、一旦水素に変換後発電することから国内再エネ+水素の場合よりも当然少なくなる。

なお、本ケースも日本の再エネの局在化を勘案すれば、北海道で水電解して水素貯蔵するか、主要需要地である関東に送電後、水電解して水素貯蔵するかの場合分けが考えられる。いずれにしても、北海道から関東に送電することが必須条件であることは言うまでもない。また、関東で水電解し水素貯蔵する場合、発電のみならず燃料電池自動車の燃料として利用するなどのオプションも考えられる。

(3) 海外再エネ+水素

本エネルギーシステムは、WE-NET（World Energy Network）プロジェクトの始まる前、平成 2 年度 NEDO「石油代替エネルギー等の輸送技術に関する調査」に検討結果が記載されており、それを流用することとした。本検討は、カナダの安価な水力発電電力（2 円 / kWh）を利用して電解水素を製造し、液体水

素にして国内に輸送し発電などに利用することを想定し検討されたものである。ここでは、それをベースに「海外再エネ+水素」というエネルギーシステムの必要投資額を推算した。

● 製造水素量：20 万 Nm ³ /h=17.5 億 Nm ³ /年 (水力発電規模：100 万 kW 水素製造原単位：5 kWh/Nm ³)
● 水電解装置：約 480 ～ 520 億円 (水素製造装置単価：24 ～ 26 万円 /Nm ³ /h)
● 水素液化プラント：約 530 億円
● 液体水素タンク（現地）：約 286 億円
● 液体水素タンカー：約 627 億円
● 液炭水素貯蔵タンク（国内）：約 309 億円
● 水素ガスタービン：約 511 億円 (発電効率：60%，設備単価：12 万円 /kW)
● 総額：約 2,743 ～ 2,783 億円 (約 44 兆円相当 @ 2 億 t-CO ₂ 換算)
● CO ₂ 削減量：約 126 万 t-CO ₂

なお、本ケースでは、貯蔵・輸送時における液体水素の蒸発量はすべて無視している。この水素量で可能な年間発電電力量は約 11PJ 程度で、日本の全発電電力量の 0.3% に過ぎず今後かなりのスケールアップを考える必要性がある。本検討がなされた平成 2 年当時、今ほどまでに再エネ（風力、太陽光）が各国で導入される状況は想定されず水力発電電力の輸入を考えた訳であるが、現況を考えれば、輸送距離がより短い豪州の再エネ（風力、太陽光）を利用の方がより合理的と思われる。なお、カナダの発電電力の取引価格も実際には現状 3 ～ 4 円 / kWh 程度となっている。

(4) 海外化石 CCS + 水素

本ケースでは、現在の豪州褐炭を原料に水素製造を行う。それも、現地のカーボンネットを利用した CO₂回収・貯留技術（CCS：Carbon Capture and Storage）により、炭素フリーのクリーン燃料である水素を国内に輸入し、高効率に利用する「CO₂フリー水素チェーン」を構築しようとするものである。NEDO の平成 22 ～ 23 年度「低品位炭起源の炭素フリー燃料による将来エネルギーシステム（水素チェーンモデル）の実現可能性に関する調査研究」の中で、その必要投資額が推算され

ているので以下に紹介する。

- **製造水素量**：238,500 t-H₂/年（積地）
225,540 t-H₂/年（揚地）
25.3 億 Nm³/年（揚地）
- **水素チェーンモデル設備費**：7,436 億円
内訳）水素製造プラント：約 2,231 億円
（@ 流動床ガス化炉）
水素パイプライン：約 74 億円
水素液化プラント：約 2,454 億円
水素積荷基地：約 1,413 億円
オーナーコスト：約 297 億円
液化水素輸送船：約 967 億円
- **年経費**：450 億円
内訳）褐炭：約 58 億円
電気：約 194 億円
水・窒素：約 45 億円
CO₂ 貯留費：約 54 億円
保守費：約 81 億円
労務費：約 18 億円
- **水素ガスタービン**：約 1,050 億円
（発電効率：60%
設備単価：12 万円 /kW
設備利用率：70%）
- **総額**：約 9,000 億円
（約 82 兆円相当 @2 億 t-CO₂ 換算）
- **CO₂ 削減量**：約 220 万 t-CO₂

なお、この水素量で可能な年間発電電力量は約 19PJ 程度で、日本の全発電電力量の 0.5% に過ぎず、今後かなりのスケールアップを考える必要がある。本検討当時は、安定供給・大量供給という面で再エネ（風力、太陽光）の適用には課題が多いと考えられていた。再エネプラントの大規模化の進展と安価な電力供給（2 円 /kWh 程度）の見通しが得られてきた現況を考えれば、CCS を必要としない蓄熱技術などを活用した再エネ（風力、太陽光、太陽熱）供給の安定化、およびそのエネルギー輸出のほうに豪州にとってもメリットが大きいのではないかとと思われる。豪州は石炭輸出国から再エネ輸出国になるポテンシャルを備えていると言えよう。

（５）海外再エネ＋（火力）

本ケースは、設備投資額の大きな国内再エネの最大限利用ではなく、海外再エネを既存火力を利用した国内の CO₂ 回収型火力で最大限利用するというエネルギーシステムの検討である。

具体的には、図 10 に示すように、国内で回収した CO₂ を原料に海外で再エネを使って製

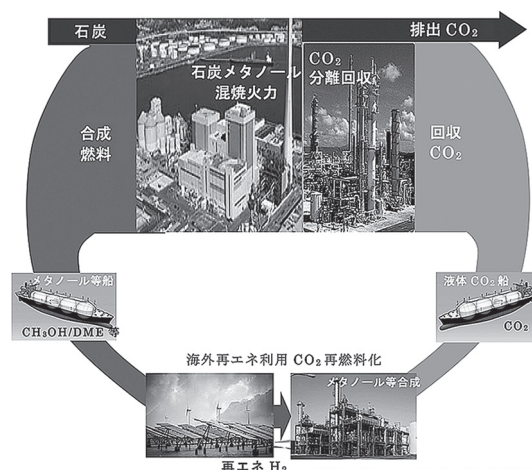


図 10 CO₂回収型石炭・メタノール混焼火力によるカーボンリサイクルエネルギーシステム

造したメタノールをエネルギー媒体とする「カーボンリサイクルエネルギーシステム」を構築し、海外で製造したメタノールを、国内の CO₂ 回収型石炭・メタノール混焼火力の燃料として再利用することを想定した。これが ACC（Anthropogenic Carbon Cycle）コンセプトの根源であり、石炭・バイオマス混焼に人為的な操作を加え、大量のカーボンリサイクルを行う形にした石炭・メタノール混焼である。

ここでは、設備容量 100 万 kW の国内石炭火力の CO₂ を回収する「カーボンリサイクルエネルギーシステム」の主要設備について必要投資額を推算した。

- **既設石炭火力ボイラ改造費**：約 500 億円
（石炭専焼をメタノール・石炭混焼に改造：5 万円 /kW と仮定）
- **回収 CO₂ 量**：約 545 万 t-CO₂/年 = 約 27.7 億 Nm³/年
（設備利用率：80%、CO₂ 排出原単位：864g-CO₂/kWh、CO₂ 回収率：90%）
- **CO₂ 回収装置費**：約 600 億円
（CO₂ 回収装置単価：6 万円 /kW と仮定）
- **必要製造水素量**：約 95 万 m³/h=83 億 Nm³/年
- **水電解装置**：約 2,470 億円
（水素製造装置単価：26 万円 /Nm³/h）
- **メタノール製造量**：約 396 万 t/年
- **メタノール製造設備費**：約 1,600 億円（除、リフォーマー部）
- **CO₂ 輸送設備費**：約 1,090 億円
（CO₂ 輸送単価：20,000 円 /t-CO₂（含、CO₂ 液化・積荷基地／液化 CO₂ 輸送船、除、CO₂ 回収装置）と仮定）
- **海外再エネ設備費**：約 1,000 ～ 2,000 億円
（太陽光発電単価：2.5 ～ 5 円 /kWh、設備利用率：14%）
- **総額**：約 7,260 ～ 8,260 億円
（約 28.5 兆円相当 @2 億 t-CO₂ 換算）
- **CO₂ 削減量**：約 545 万 t-CO₂

なお、本検討ケースでは、エネルギー媒体の輸送時のロス分やメタノール製造時のエネルギーロス分およびメタノール輸送設備費はCO₂輸送設備費より遥かに小さいと考えられるため考慮していない。第3章第4節にも記載したとおり、海外における再エネプラントの大規模化の進展と安価な電力供給の見通しが得られてきた現況を考えれば、わが国のエネルギー事情に最も適していて、導入し易いシステムではないかと思われる。

このような「カーボンリサイクルエネルギーシステム」構築の導入段階では、CO₂輸送を伴わないケースも考えられる。すなわち、再エネ輸出国の石炭火力等にCO₂回収装置を付設し、その回収CO₂と当該国の再エネを利用してメタノールを製造する。そのメタノールを国内に輸送後、石炭・メタノール混焼火力の燃料として再利用する場合である。この場合、上記総額よりさらにCO₂輸送設備費の約1,000億円を軽減できる試算となる。いわゆる「カーボンニュートラル・メタノール」である。

この場合、CO₂回収側の諸外国とCO₂排出側の日本との間でCO₂排出量に係る取引が必要であることは言うまでもない。

4. 各種エネルギーシステムの比較とカーボンリサイクルエネルギーシステムの導入について

前章で検討した5つのエネルギーシステム

では、「国内再エネ＋蓄電池」と「国内再エネ＋水素」が国内再エネ（新設風力の電力）の利用、「海外再エネ＋水素」は、海外再エネ（既設水力発電電力で製造した水素）の利用、「海外化石CCS＋水素」は、海外化石燃料により新設水素製造プラントで製造した水素の利用、そして「再エネ（最大限）＋火力」は、海外再エネ（新設太陽光発電電力で製造した水素）とCO₂再利用をそれぞれ特徴とするエネルギーシステムである。

最も投資対CO₂削減効果が大きいのは、図11に示すように、「カーボンリサイクルエネルギーシステム」のケースであることが分かる。しかも、技術成熟度、現状インフラの活用の観点からも最も早期に実現できる実効性の高いCO₂削減策と言えよう。

さらに、この「カーボンリサイクルエネルギーシステム」には、国内再エネ導入で顕在化している電力系統の問題とは無縁であること、水素インフラ整備の必要性がないという大きな長所がある。メタノールは、中国、欧州、豪州などでは既にガソリン混合燃料として商用化されている。高濃度化政策も進められており、一次燃料使用量の削減にも貢献できる。このような合成燃料の単価は当然高くなるが、固定価格買取制度（FIT）のような補助制度を設けることで、現状FIT制度に基づく国内再エネ導入の促進よりも少ない費用で、より直接的に大量のCO₂削減を実現することが可能と思われる。

検討 ケース	国内 再エネ ＋ 蓄電池	国内 再エネ ＋ 水素	海外 再エネ ＋ 水素	海外 化石CCS ＋ 水素	海外 再エネ ＋ (火力)
TRL	2-6	3-6	3-6	3-6	6-8
原単位(万円/ton)	約40-150	約130	約22	約41	約15
備考	蓄電池1-10万円/kWh 北海道から関東へ送電が必要	液水タンク、液化装置を除く、北海道から関東へ水素輸送が必要	カナダ水力(WE-NET)水素発電	豪州褐炭水素水素発電	海外再エネ利用メタノールによる炭素循環リサイクル

図11 各種エネルギーシステムの比較

なお、海外再エネ利用においても、再エネをメタノールなど燃料製造プラントへ安定的に供給することが課題となる。これに対しては、蓄熱技術が安定供給の重要技術となるが、蓄電技術に比べれば遥かに技術的ハードルは低く、またコストも安価である。電気エネルギーの安定供給問題を熱エネルギーの安定供給問題に変えた方が扱い易いのは明らかである。

このような意味において、国内再エネの新しい利用法として、「カーボンリサイクルエネルギーシステム」における1つの欠点であるCO₂回収型石炭・メタノール混焼火力の効率改善法がある。図12にその一例を示す。CO₂回収型火力発電の発電効率は、通常の火力発電よりも9～10ポイント程度低下する。これは、CO₂分離回収装置における吸収液の再生に熱エネルギーが必要なためであり、その熱エネルギーに自然変動電力である再エネを利用することで発電効率の低下を抑制できると考えられる。

例えば、石炭火力の年間発電電力量は、現在約2,800億kWhであるので、CO₂回収装置を付設することによる10ポイントの効率低下は、単純に考えれば、670億kWhの電力の損失に相当する。この損失分を太陽光で発電しようとするれば、6,350万kWの設備容量が必要となり、多くの再エネが必要となることが分かる。従っ

て、この再エネを発電ではなく、石炭火力のCO₂回収装置の吸収液再生用エネルギーに利用して「カーボンリサイクルエネルギーシステム」を構築すれば、石炭火力の発電効率を落とすことなく、石炭火力からのCO₂排出量（約2.7億トン/年）の約90%を再エネで確実に下げることができることになる。

このように、国内再エネと火力の協調によって確実にCO₂削減を実現するために、現在導入している再エネを単なる電力源としてだけではなく、火力に頼らざるを得ないわが国のCO₂削減策のエネルギー源として利用することを考えることも必要なのではないかと考える。

5. おわりに

本稿寄稿中の2019年9月23日、ニューヨークの国連本部で「気候行動サミット」が開催され、スウェーデンの高校生グレタ・トゥーンベリさんが演説をした。世界の首脳らを前に、大人たちがGHG排出問題に正面から取り組まず「自分達の世代を裏切った」と。

アントニオ・グテーレス国連事務総長によれば、77カ国が2050年までにGHGを実質ゼロにする約束を持ち寄ったが、温暖化に歯止めがかかっていない。そこで、グテーレス国連事務総長は、気候変動に伴う危機を止めるために、あらゆることを実施するのは我々の責務であ

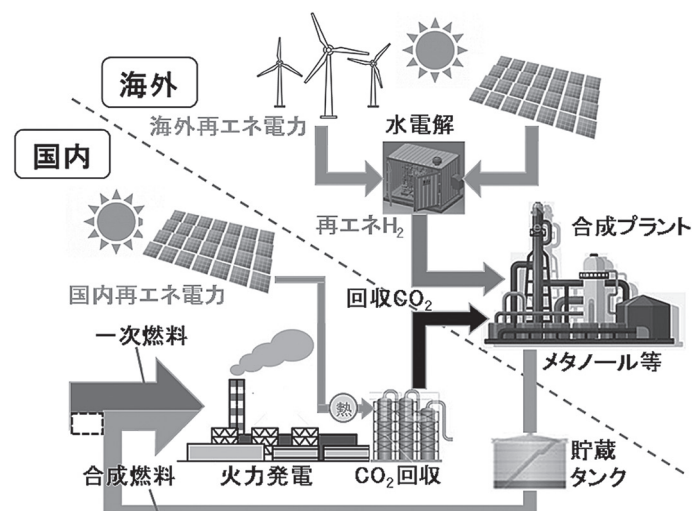


図12 国内再エネと火力発電の協調によるカーボンリサイクルエネルギーシステム

り、行動のためのサミットだと語った。

SDGs の取り組みを検証する初の首脳級会合も 9 月 24 日に開かれたが、「多くの分野で進展が遅い」との懸念が示され、行動を加速する必要性を強調する政治宣言が採択された。また、同日、日本は 2050 年のカーボン・ニュートラル（実質排出量ゼロ）を目指す「カーボンニュートラルリティ連合」（CNC）に加盟した。これは「2050 年カーボン実質 100% 減」を国際公約したことも意味する。

企業も同様に、ここ数年の ESG 投資の流れに沿って、GHG の削減目標が問われ始め、「2050 年カーボン実質ゼロ」目標を掲げないと投資家や株主にも評価されない時代になりつつある。

これら「2050 年カーボン実質ゼロ」目標を掲げることは容易であるが、本稿で述べたように、その社会インフラの投資額の大きさを理解、把握した上で議論を積まないと、意気込みだけに終わってしまうのではないだろうか。結局、物事は解決に向かわず無駄な投資となってしまう。進展が遅いのは、膨大な投資額や技術の難しさの本質が理解されず、2050 年までまだ 30 年あるという機運があるためではないだろうか。実際、今回の推算・評価で、約 100 兆円規模の投資が必要なことが明らかとなった。

2050 年まであと 30 年しかない。わが国の取り得る道は、国内再エネではなく海外再エネを早期に導入する手立てを考えることではなかろうか。「イノベーション」という掛け声で、国内での技術研究開発に頼るのもよいが、今のままでは「2050 年カーボン実質ゼロ」には到底間に合わないと感ずる。現在ある技術でできるだけ活用し、それらをインテグレートしてエネルギーシステムを構築し直していく。そういう解決法を選択すべきなのではないだろうか。

IAE では、2018 年度末、「カーボンリサイクルエネルギーシステム」の早期実現を目指して「ACC（Anthropogenic Carbon Cycle）技術研究会」を立ち上げ、検討を進めている。この活

動に加えて、IAE が持つ技術知見を最大限活かしながら、目指す将来のエネルギーシステムの不透明感を払拭できるような技術情報を産官学の皆様に発信できるよう、今後も引き続き尽力していきたい。

参考文献

- (1) IEA, 『季報エネルギー総合工学』, 第 41 巻第 3 号, pp.35-36, 2018 年 10 月
- (2) 環境省, 「平成 24 年度 再生可能エネルギーに関するゾーニング基礎情報整備報告書」, 2013 年 6 月
- (3) 環境省, 「平成 27 年度 再生可能エネルギーに関するゾーニング基礎情報整備報告書」, 2016 年 3 月

カーボンリサイクル技術とそのCO₂削減効果について

酒井 奨

プロジェクト試験研究部
副部長



1. はじめに

『エネルギー白書2019』⁽¹⁾によると日本のエネルギー自給率は9.5%（2017年度）と、他の経済協力開発機構（OECD）諸国と比較しても非常に低い。加えて、東日本大震災後の原子力発電所の稼働停止などの影響を受け、石油、石炭、LNG（液化天然ガス）など化石燃料の依存度は、2017年度に87%を超えている。さらに、化石燃料の一次エネルギー供給に対する2018年度の海外依存度は、石油99.7%、石炭99.3%、LNG97.5%と、ほぼ全量を輸入に頼っている。エネルギー自給率の低さ、化石燃料依存度の高さ、化石燃料の海外依存度の高さは、3E+S（安定供給、経済効率性の向上、環境への適合、安全性）をエネルギー政策の基本理念とする日本にとって、大きな不安要素になっている。

このような日本のエネルギー事情を認識した上で、日本政府は2015年7月に約束草案（2020年以降の新たな温室効果ガス排出削減目標）を国連気候変動枠組条約の事務局に提出し、そこで2030年度に2013年度比で温室効果ガス（GHG）を26%削減することを宣言している。この目標は、同年発表された「長期エネルギー需給見通し」⁽²⁾との整合が取られ、技術やコストの課題などから裏付けのある対策や施策、技術の積み上げで設定されている。この目標達成に向け、国内では再生可能エネルギー（再エネ）の積極的な導入、省エネルギー（省エネ）の促進、火力発電の高効率化、安全

性を確保した原子力発電所の再稼働など、様々な取り組みが進められている。

2030年以降の中長期を見据えた戦略としては、2050年までに80%のGHG排出削減を目標とする「地球温暖化対策計画」（2016年5月閣議決定）がある。また、「第5次エネルギー基本計画」（2018年7月閣議決定）では、2050年に向けたエネルギー転換と脱炭素化への挑戦を掲げ、あらゆる選択肢の可能性を追求する野心的な複線シナリオを採用する意向が記されている。つまり、再エネや水素の導入、CO₂回収・利用・貯留技術（CCUS：Carbon dioxide Capture, Utilization and Storage）、原子力に加え、革新的な技術を織り交ぜた総力戦が要求されている。また、国内だけでなく海外貢献も含めた戦略が必要となるため、国際競争力のある技術をどのように育成するのも重要となる。

こうした背景の下、本報前半では革新技術がどの程度の二酸化炭素（CO₂）削減効果に結びつくのかという観点で情報を整理する。後半ではCCU技術やカーボンリサイクル技術について、その政策・開発動向を整理しながら、それらのCO₂削減効果について考察する。

2. CO₂排出削減に向けた革新技術の挑戦

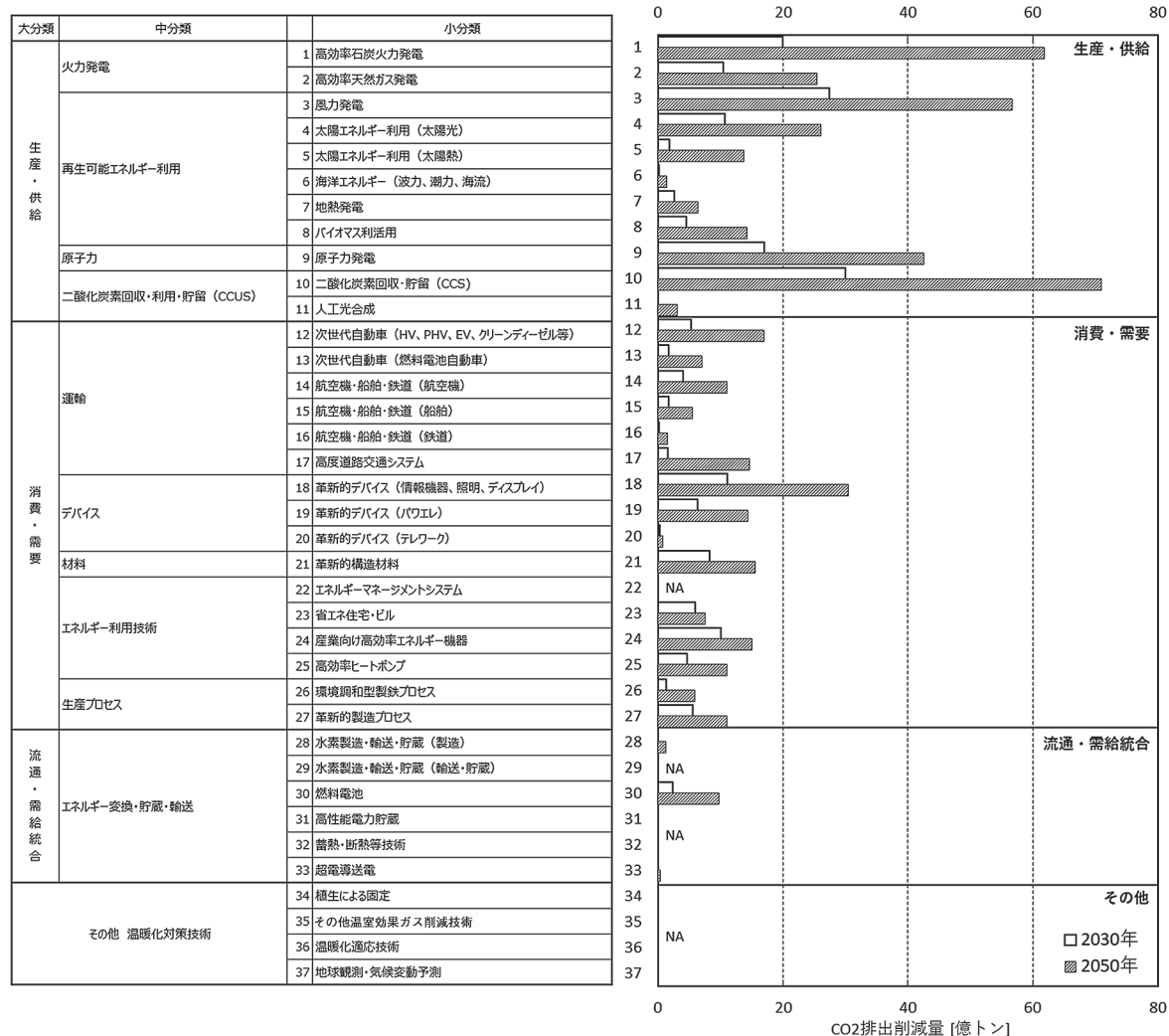
政府は、開発支援の観点から、たびたび有望革新技術を発表している。どの技術にも「将来の国際的な低炭素（脱炭素）社会の実現や、

エネルギーの安全保障、環境と経済の両立、国際貢献などを実現するための」と言った選定理由が付いている。

図1左に、「環境エネルギー技術革新計画」(2013年内閣府発表)⁽³⁾にある37技術分野のリストを示す。同図の技術分野については2050年を見据えた技術ロードマップも発表されている。この計画は、CO₂排出量の削減が世界全体の問題であることから、2050年に世界のCO₂排出量(現状約300億トン)を半減するために、既存の最新技術に加え、37技術分野の革新技術の普及と海外展開により、更なるCO₂削減を目指すものである。

新エネルギー・産業技術総合開発機構(NEDO)の成果報告書⁽⁴⁾では、図1右に示

すように、上述の37技術分野に対する2030年および2050年におけるCO₂削減効果が試算されている。CO₂削減量を試算するには、ベースシナリオと将来の社会像(エネルギー像)の想定が必要であるが、この試算では、ベースシナリオとして、国際エネルギー機関(IEA)が発行している『世界エネルギー見通し』(WEO)の現行政策シナリオ(CPS)や『エネルギー技術展望』(ETP)の6℃シナリオ(6DS)が採用されている。また、CO₂削減シナリオは、WEOの450シナリオやETPの2℃シナリオ(2DS)が採用されている。もちろん全技術分野がこれらの条件を基に試算できる訳でなく、特定の前提条件で試算されている分野もあれば、「その他」の技術分野のように試算そのも



(出所:参考文献(3)(4)を基にエネルギー総合工学研究所(IAE)作成)

図1 環境エネルギー技術革新計画における37技術分野(左)とCO₂排出削減量(右)

のが困難な分野もある。また、各技術分野のCO₂削減量の単純合計は、全体の削減量と一致しない。例えば、再エネによるCO₂削減量は、6DSの火力発電を全て再エネで代替する最大削減量を試算しているが、高効率火力発電によるCO₂削減量は、6DSの火力発電予測に対し、高効率火力発電技術で代替して得る削減量を試算しているからである。

このように、図1右の数値には注意が必要であるが、定性的に言えば、エネルギーの「生産・供給」分野のCO₂削減量は大きく、「流通・需給統合」分野の削減量は小さいということになる。また、数値の合算も、それ自体には定量性がないが、2050年での最大数百億トン規模の削減ポテンシャル（可能量）を示している。

続いて、内閣府は、2016年に「エネルギー・環境イノベーション戦略」(NESTI2050)⁽⁵⁾を発表した。同戦略は、各国の約束草案と、将来の2℃目標に向けた世界のGHG削減目標とを照らし合わせた上で、集中的に研究開発を強化すべき有望な革新技術分野を特定することと、そのインパクトや、実用化や普及のための開発課題を抽出することなどを目的としている。図2にNESTI 2050におけるCO₂排出削減のための技術戦略パスを、表1にNESTI2050で特定された有望技術を示す。

各国の約束草案からCO₂排出量を積み上げると2030年の排出量は約570億トンにのぼり、2050年までに現在の半分にするには、2030年から約300億トンの削減が必要となる。

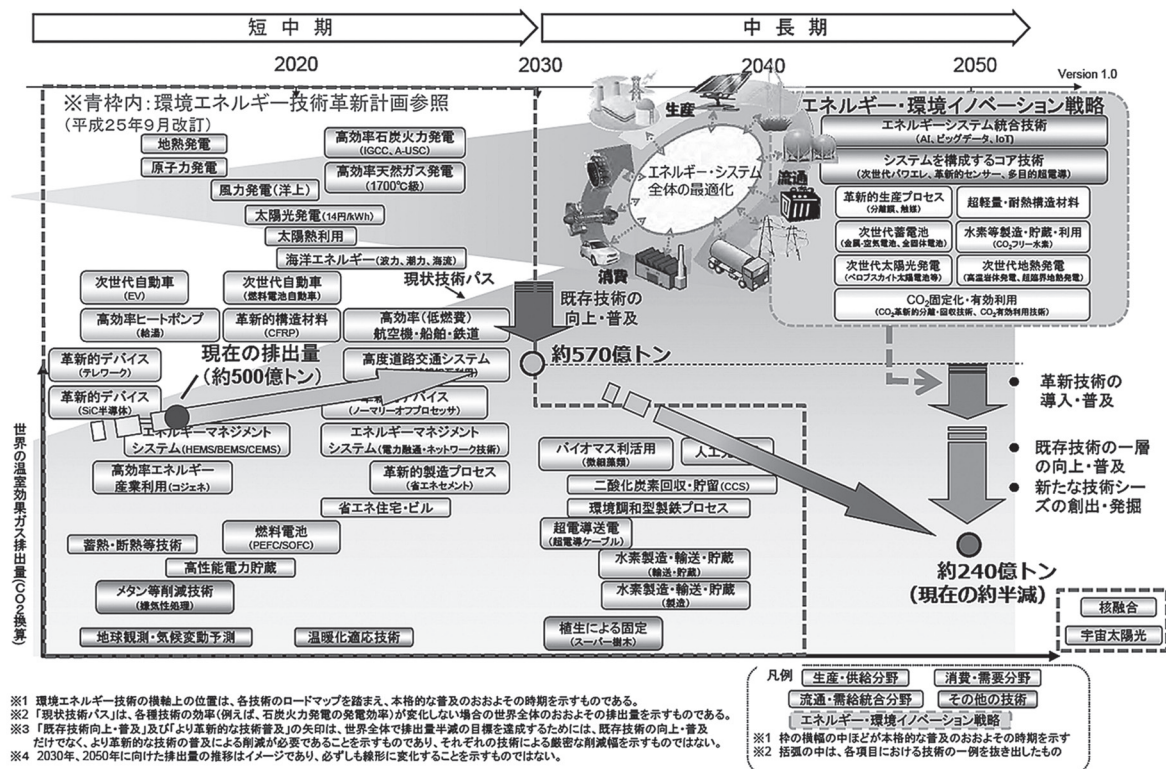


図2 NESTI2050におけるCO₂排出削減のための技術戦略経路⁽⁵⁾

表1 NESTI2050の有望技術

エネルギーシステム統合技術		分野別革新技術	
システムを構成するコア技術	ICTによるネットワーク化、デマンドレスポンス等によるシステム最適化、AI、ビッグデータ、IoT等の活用	省エネルギー	1 革新的生産プロセス
	次世代パワエレ		2 超軽量・耐熱構造材料
	革新的センサー	蓄エネルギー	3 次世代蓄電池
	多目的超電導		4 水素等製造・貯蔵・利用
		創エネルギー	5 次世代太陽光発電
			6 次世代地熱発電
		(その他)	7 CO ₂ 固定化・有効利用

(出所：NESTI2050⁽⁵⁾を基にIAE作成)

NESTI2050 の有望技術の選定に当たっては、2050 年を見据えて、個々の製品や技術、複数のシステム同士の連携協調がなされる「Society 5.0」(超スマート社会)の実現を想定している。具体的に有望技術とは「大規模導入が可能で CO₂ 削減ポテンシャルが大きい、実用化まで時間を要するため開発リスクが高く、産官学の総力を結集する必要がある、更に日本が世界に対して優位性を発揮できる技術」とある。その結果、表 1 の 7 つの技術分野、エネルギーシステムの統合技術、システムを構成するコア技術が選定された。ちなみに、表 1 の技術による CO₂ 削減効果は、合計で約 10 ～ 100 億トンの規模である。

NESTI2050 の 7 技術分野の最後に「CO₂ 固定化・有効利用」があり、「地球温暖化の原因となる人為起源の二酸化炭素を分離・固定化、資源として有効活用を行うことで、気候変動の緩和及び炭素の循環利用を実現する」とある。すなわち、後述するカーボンリサイクルの概念と相違ない。ここでの CO₂ 固定化は、貯留 (CCS) ではなく、「CCU による CO₂ 削減量や効率の格段の向上を実現する必要がある技術である」とされているが、図 1 右の CCUS による CO₂ 削減量は、主に CCS による削減量であり、CCU による CO₂ 削減効果は明確ではない。

3. CCU の位置付け

「第 5 次エネルギー基本計画」では、CCU について、2020 年頃の実用化を目指した研究開発と、国際機関との連携を進めるとある。更に、ダボス会議 (2019 年 1 月) で安倍首相は、気候変動に立ち向かう上でのイノベーションの重要性を訴えつつ、「CO₂ は一番優れた、しかも最も手に入れやすい、多くの用途に適した資源であって、人工光合成やメタネーションといった CCU が脚光を浴びている今こそ、その活用を考える時」(一部 IAE が意識) という趣旨の発言をした。これ以降、CCU やカーボンリサイクルが注目されている。

現在でも CO₂ は様々な用途に利用されている。図 3 に CO₂ の用途と製造プロセスを示す⁽⁶⁾。図の左は主に CO₂ の直接利用であり、日本国内では溶接や冷却、飲料用や化学品原料などに年間約 100 万トンが利用されている⁽⁷⁾。海外では北米で導入が進む石油増進回収 (EOR : Enhanced Oil Recovery) で年間約 6,000 万トン以上の CO₂ が油田に注入されている。ただし、その 80% 以上は天然 CO₂ 生産井からの供給である⁽⁸⁾。そして今注目されているのが、図 3 の中央から右側へのプロセス、つまり化学原料としてのメタノールや、燃料としてのメタンなどを CO₂ から製造するプロセスである。

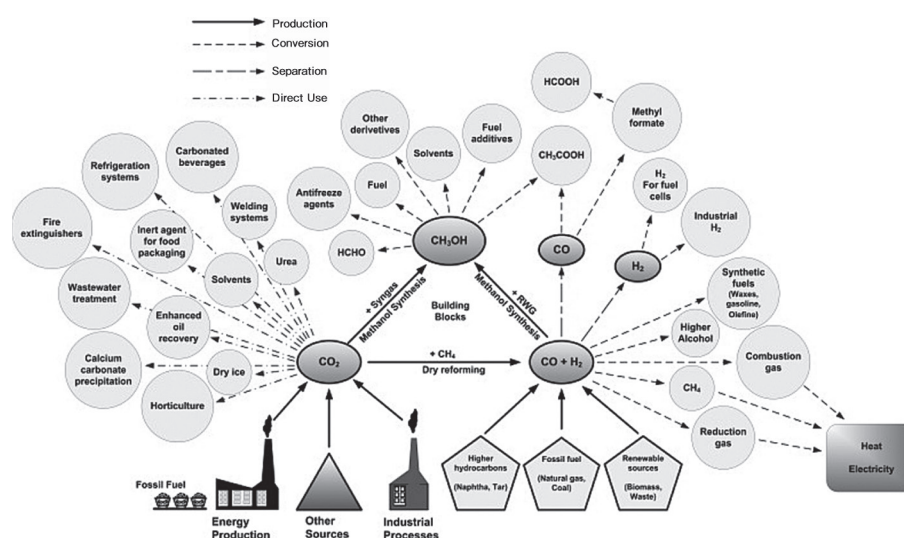


図 3 CO₂ の様々な用途と製造プロセス⁽⁶⁾

CO₂ は非常に安定な化合物であるため、CO₂ を転換するには大きなエネルギーが必要となる。図 4 に炭素化合物製造時の「ギブスの自由エネルギー準位」を示す⁽⁹⁾。図 4 の上部の経路（パス）では、外部から高エネルギーを供給する必要性を示している。図 4 を引用した文献が鉱物化（Mineralization）に関する論文であったため、鉱物化の低エネルギーパスが強調されている。詳細は後述するが、鉱物化の重要性は、エネルギー・環境分野のイノ

ベーションを促進するための国際会議（ICEF: Innovation for Cool Earth Forum）でも取り上げられ、鉱物化の CO₂ 削減ポテンシャルが試算されている⁽¹⁰⁾。

CO₂ 転換のために外から加えるエネルギー源としては、主に熱、電気、光などがある。表 2 にそのエネルギー源と CO₂ の転換目的、関連技術を整理した。熱を利用した熱還元反応、電気化学プロセスを利用した電解還元法、そして人工光合成に代表される光化学還元法

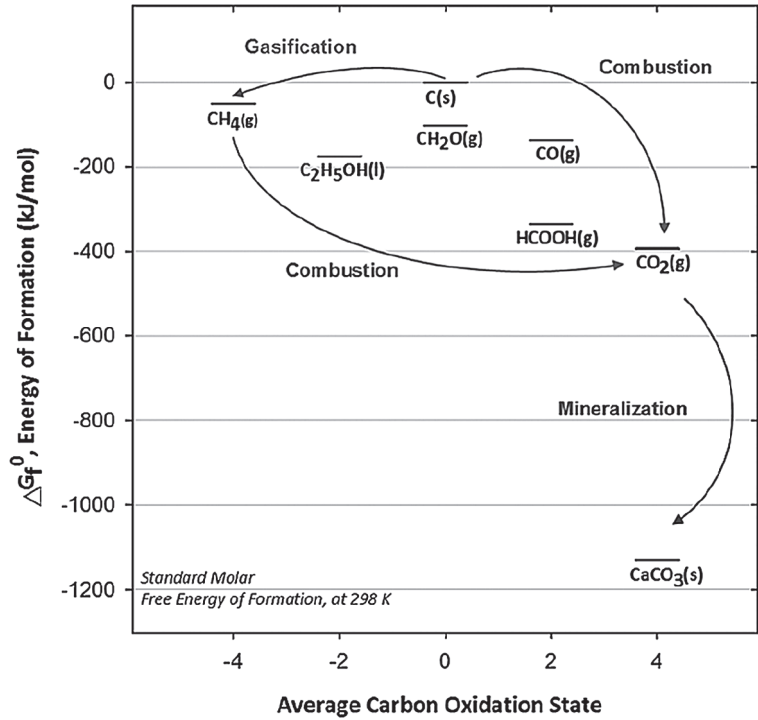


図 4 CO₂ を起点とした炭素化合物製造時のギブスの自由エネルギー準位⁽⁹⁾

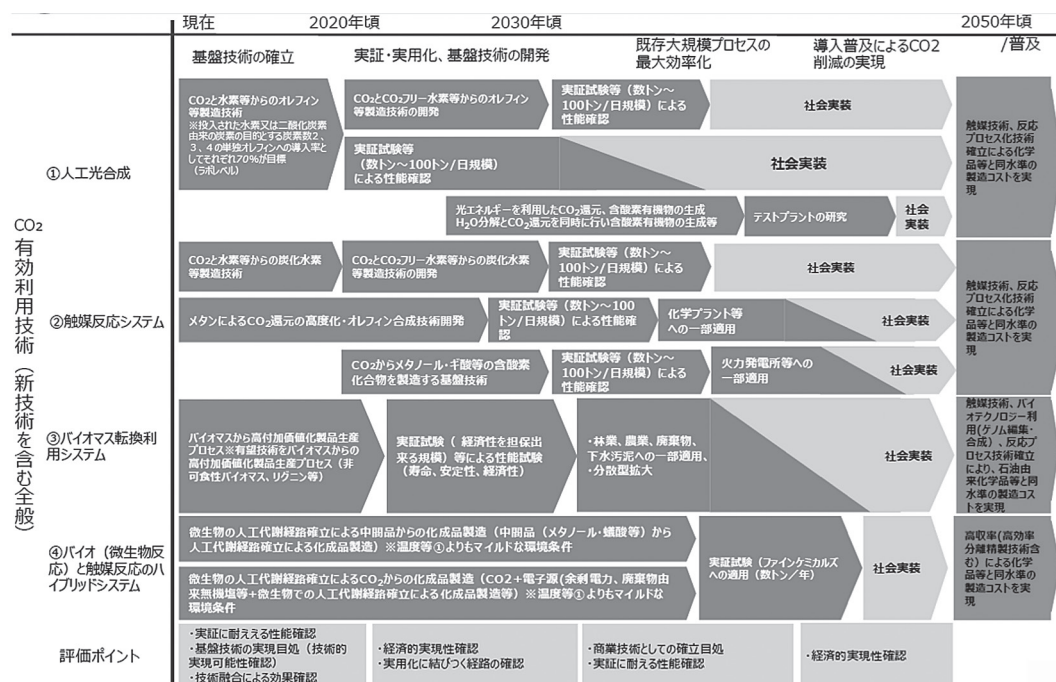
表 2 CO₂ の転換方法

CCU 分類	目 的	技 術
①還元（熱反応）	カーボン担体の生成	プラズマ分解法
		金属との反応（マグネタイト・Mg 法ほか）
		メタン利用
	化成品への転換	高分子合成
		尿素の製造
		超臨界 CO ₂ 利用による有用品製造
		接触水素化によるメタノール、DME 等の合成
②電気化学	化成品への転換	電気化学還元
③光化学	化成品への転換	光化学還元
④無機炭酸塩等	化成品への転換	炭酸塩固定
		コンクリート養生
	その他	ボーキサイト残渣の処理

（出所：参考文献（7）（11）～（14）を基に IAE 作成）

CCU 技術による CO₂ 削減効果を考察する上でもう 1 つの重要な視点が、製品中への CO₂ の固定期間である。古くは 2005 年に IPCC が報告した特別報告書の中に記載があるが⁽¹⁷⁾,

CCU 技術の認知度が上がり、技術開発テー



– 35 –

表3 CO₂ 由来の製品や製造プロセスにおける CO₂ 固定期間と技術の開発状況

カテゴリー	技術・用途	年間CO ₂ 使用量 Mt-CO ₂ /y	CO ₂ 固定期間	開発段階ステージ			
				研究開発	実証	経済性検討	成熟
燃料化	微細藻類	>300	燃料生産時のCO ₂ 固定量には限界あり。 燃料燃焼時にはCO ₂ は大気放出される。	○	○		
	メタノール	>300			○	△	
	乳酸	>300		○	△		
	微生物由来の炭化水素	>300	燃料燃焼時にはCO ₂ は大気放出される。	○			
	光学変換プロセス	NA		○			
	ナノメトリック触媒を利用した CO ₂ 燃料化技術	NA		○			
増産	原素増産	5~30	6か月				○
	メタノール増産	1~5					○
	地熱増産	5~30	CCSとの組み合わせにより長期間の固定が可能。	○			
	超臨界CO ₂ パワースystem	<1		○			
	EOR（石油増進回収）	30~300	CCSとの組み合わせにより長期間の固定が可能。			△	○
	ECBM（コールベッドメタン増進回収）	30~300			○		
	EGR（排気再循環システム）	NA			○		
鉱物化	炭酸塩鉱物化	>300	数十年~数百年	○	○		
	コンクリート養生	30~300			△	○	
	ボーキサイト中和	5~30				○	
	セメント製造	NA		△	○		
化学品	ポリマー	5~30	数十年~数百年	○	△		
	炭酸ナトリウム	<1	半永久的				○
	その他の化学品合成	1~5	プロセス、消費形態による。	○	○	△(algae)	

○；メイン △；事業例あり

（出所：参考文献(18) (19)を基にIAE作成）

マとして注目を浴びる中、製品製造プロセス中でCO₂利用を促すとして開発を進めれば、確かに同プロセスではCO₂削減に繋がる。しかし、市場規模や経済性、製品の流通やエネルギー循環システムなどから全体を判断し、政府のCO₂削減目標への貢献度を評価したものは少ない。

4. カーボンリサイクルの重要性

CCUとは工場や発電所などから排出されたCO₂を分離回収し、それで化学品や燃料などを製造して利用することである。そして、カー

ボンリサイクルでは、CO₂由来の製品を利用した後、燃焼などによって排出されるCO₂を回収して、再びCO₂由来の製品に戻すことも含まれる。

2019年6月に経済産業省から発表された「カーボンリサイクル技術ロードマップ」⁽²⁰⁾では、CO₂を資源と捉え、これを回収し、多様な炭素化合物として再利用するとして、その対象技術やシステムに対し、効率的に研究開発を推進するためのポイントがまとめられている。図6にCCUとカーボンリサイクルの位置づけを示す。CCUの内、EORや直接利用以外をカーボンリサイクル技術の対象として

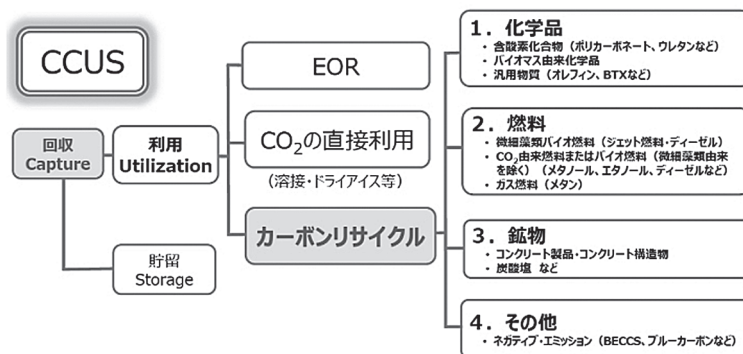


図6 カーボンリサイクル技術の位置づけ⁽²⁰⁾

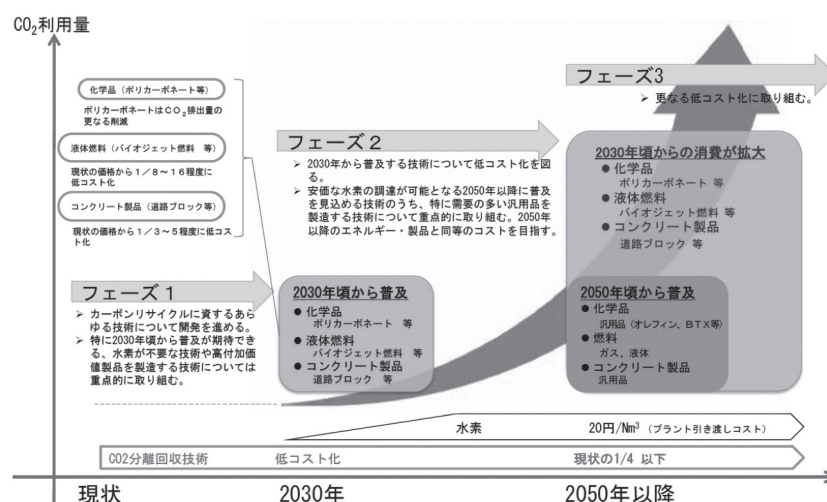
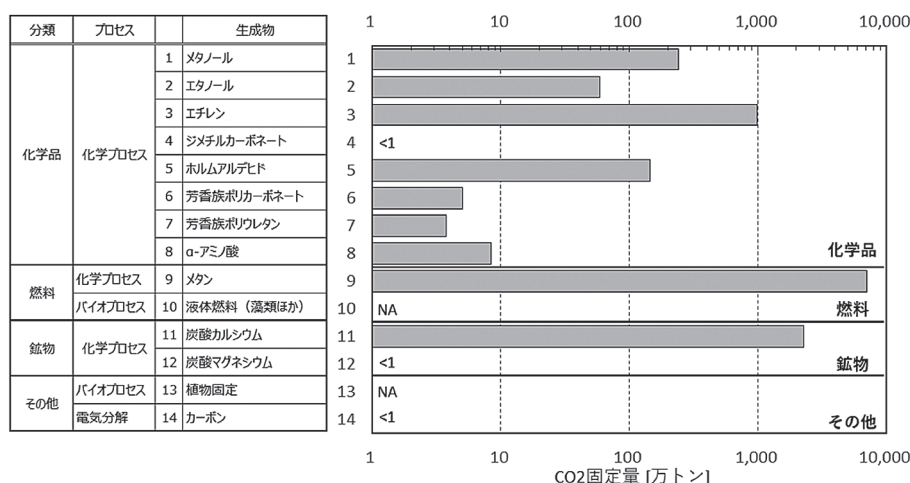


図7 カーボンリサイクル技術ロードマップ⁽²⁰⁾

いる。技術開発戦略では、図7のように、開発フェーズを3つに細分化した上で、2030年を見据え早期に普及実現を目指すものと、2050年を見据え中長期に普及を目指すものとに分けている。具体的には、水素が不要な鉱物化製品（例えばコンクリート製品）や開発が先行しているポリカーボネートや液体燃料などを優先させる。また、早期普及を狙い、水素の低コスト化や現状で未確立な技術の成熟度を見た上で、需要が多い汎用品の拡大も図る。

図6で示したカーボンリサイクル技術にある化学品、燃料、鉱物、その他の技術普及がもたらすCO₂削減効果（製品への固定量）について、NEDOの報告書⁽²¹⁾を基に図8に整

理した。固定量は、現在の国内市場を基に、CO₂由来の製品で全て代替した場合の値であり、市場競合などは加味していない。例えば燃料に分類されているメタンは2015年のLNG輸入量から試算されている。また、メタノールやエタノールは燃料としても利用可能であるが、ここでは基礎原料としての化学品に分類されている。こうした点への注意が必要であるが、図8から、CCUの用途、市場規模、そしてCO₂固定量を知ることができる。図8から化学品、燃料、鉱物などのCO₂最大固定量を推算すると、化学品で約1,000～1,500万トン、燃料で約7,000万トン、鉱物で約2,300万トンとなり、合計で約1億トンの規模になる。CO₂直接利用の国内規模は約100万トンであっ



（出所：参考文献（21）を基にIAE作成）

図8 カーボンリサイクル技術によって製造される製品へのCO₂個定量

たから⁽⁷⁾、カーボンリサイクル技術の普及によるCO₂削減効果は大きく、特に燃料や鉱物の分野で期待が大きい。

この数値は、2050年に向けた政府目標と照らし合わせると分かり易い。図9に2050年のCO₂削減目標達成に向けたパスを定性的に示した。現在、国内のCO₂排出量は約12億トンであり、2030年に26%削減するとなれば、排出量を約8.9億トンに抑える必要がある。正確には基準年が2013年であるため約10億トンとなる。更に2050年に80%を削減するには排出量を約2.4億トンに抑える必要がある。2050年削減目標には基準年が記されていないため、ここでは現在の排出量を基準とした。2030年の削減目標は達成できたとして、その後20年間で削減すべきCO₂量は約6.5億トンとなる。

IEAのETP2017によると、CCSによるCO₂削減寄与度は2050年で約14%である⁽²²⁾。この値は世界基準であるが、日本でも同等のCCSが導入できれば、約0.9億トンのCO₂が削減できる。現在、政府は2021年度までに年間1億トン以上のCO₂貯留が可能と見込まれる有望な貯留地を3カ所程度特定し、CCSの実用化を目指している⁽²³⁾。それがもし2050年までに実現すれば、CCSのCO₂削減効果は大きい。

更に、実現可能かどうかは別にして、現在稼働している火力発電（石炭火力やLNG火力）から排出されるCO₂を全て回収し、カーボンリサイクルによってCO₂排出量を削減できた

とすると、その合計は概算で約4.5億トンになる。ただし、CCSも火力発電所からのCO₂を回収して実施されると想定されるため、厳密には二重カウントとなる。

残り約1.1億トンについては、再エネや水素、省エネ、産業部門での革新技術の導入などが考えられる。

「水素基本戦略」⁽²⁴⁾や「水素燃料電池戦略ロードマップ」⁽²⁵⁾によれば、将来、1,000万トンの水素供給量を目指すとする。もしも、この水素量をLNG火力発電の専焼燃料として代替できれば、発電効率55%、設備利用率70%として、発電容量約30GW、発電電力量約1,840億kWh分のエネルギーに相当する。そのCO₂削減効果は、CO₂排出原単位476g-CO₂/kWh⁽²⁶⁾で計算すると約0.9億トンとなる。これは残り約1.1億トンの必要削減量に近く、戦略通りなら水素に対する期待は大きい。

水素以外の可能性として、CO₂最大固定量が約1億トンとなる図8の化学品、燃料、鉱物などのカーボンリサイクル技術がある。しかし、この値は、市場競争を含まない注意すべき極大値であることに加え、火力発電からのCO₂回収分（約4.5億トン）も担うべき値であることから、不足感が否めない。

カーボンリサイクル技術は、非常に多くの企業や研究機関が精力的に開発を進めているものの⁽²⁷⁾、その多くは表3にも整理したように研究開発中であり、実用化までには時間がかかる。技術開発中のCO₂削減効果の試算

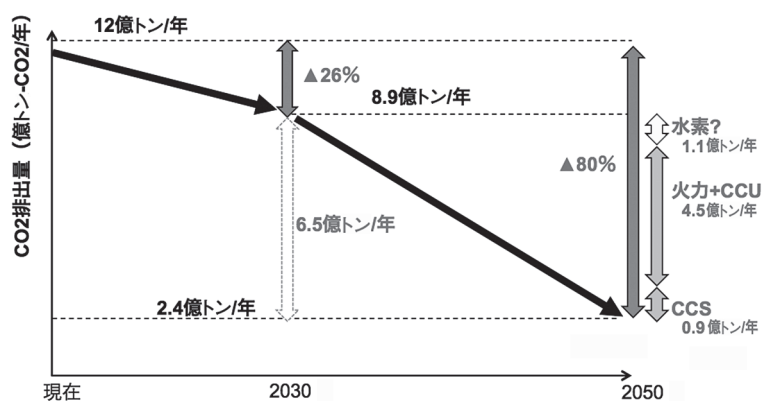


図9 CO₂排出削減に向けた政府目標とその達成方法

例を幾つか挙げると、例えば、人工光合成プロジェクトの情報を基に試算した資料⁽²⁸⁾によれば、太陽光のエネルギー変換率10%（目標値）、太陽光入射エネルギー1,400kWh/年、年間日照時間1,900時間、年間水素製造量500トン、反応器面積11.8ヘクタール、オレフィン変換効率80%の条件下で、CO₂使用量は年間約4,600トンとなる。また、近年、国内外で注目を浴びているブルーカーボン（海洋生物によって大気中のCO₂が取り込まれ、海域で貯留・固定される炭素）については、ブルーカーボン研究会がCO₂吸収量を試算しており、2030年における日本沿岸域における吸収量を204～910万トンと見積もっている⁽²⁹⁾。これらの技術は、今後の技術開発による性能や導入規模の伸び代が大きく不確定要素が多いため、定量的な試算は難しい。しかし、図9のCO₂削減量を埋めるには、現状では全く規模が合わないことも事実である。

ここで、カーボンリサイクルについての本稿の趣旨と少し異なるが、省エネについて触

れておく。現行の「長期エネルギー需給見通し」では、徹底した省エネを図ることで、2030年までに重油換算で5,030万klを削減する目標が掲げられている⁽²⁾。これは、CO₂削減量に換算すると約1.3億トンに相当する。つまり、図9で示した残り約1.1億トンを省エネで削減する場合には、2030～2050年の20年間にさらに5,000万kl（重油換算）を削減するレベルの省エネを実施する必要がある。資源エネルギー庁とNEDOから公表される「省エネルギー技術戦略」は、ほぼ2年毎に改定されているが、2019年7月に、2030年以降を見据えて重要技術が見直された⁽³⁰⁾。改定された重要技術には、電気加熱技術や第4次産業革命技術（次世代プロセッサ、カーシェア・ライドシェアなど）、電力需給の調整力・予備力に関する技術など39の重要技術が整理されている。しかし、CO₂削減効果（省エネ効果）については言及されていない。

世界的な視野では、図10に示すように、ICEFのロードマップにカーボンリサイクル技

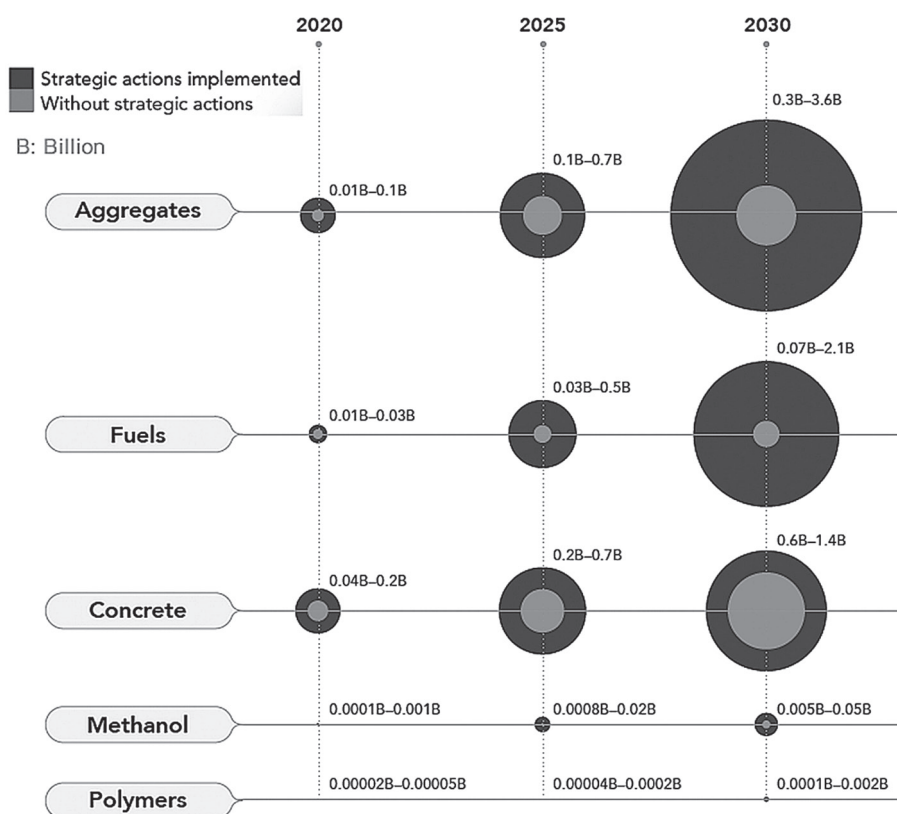


図10 ICEFのCO₂UロードマップによるCO₂排出削減ポテンシャル（単位：トン）⁽¹⁰⁾

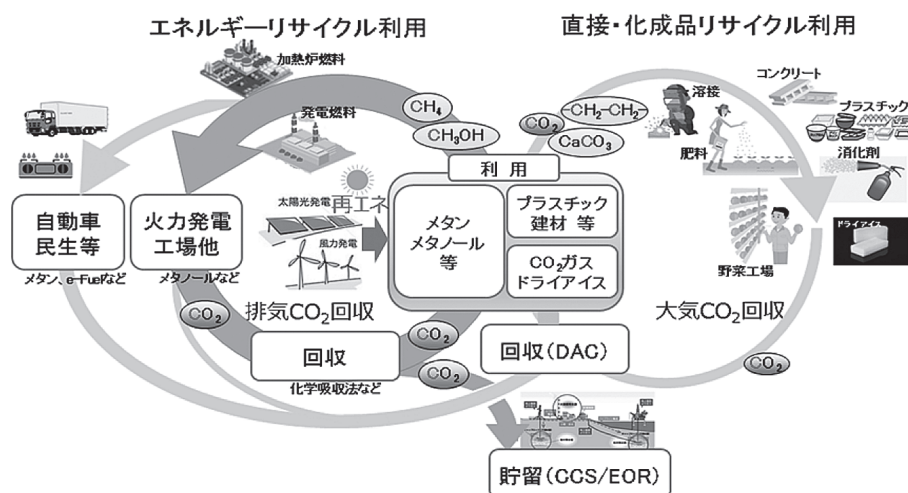
術に関連するCO₂削減量が試算されている。これによると、2030年までにAggregates（炭酸塩化などによる工業材料用途）で約3億トン、燃料で約7,000万トン、コンクリートで約6億トン、この3分野合計で約10億トンの削減が期待されている。2050年までの長期見通しは試算されていないが、2050年に世界のCO₂排出量を半減するためには、図2に示したように合計約300億トンの削減が必要であるが、その数値に比べると規模的にとても小さい。

このように、総じてカーボンリサイクル技術のCO₂削減効果は小さい。現状のエネルギーシステムや開発状況を基にした試算では、政府のCO₂削減目標に対してその効果が限定的となる。その理由は、これまでCO₂削減目標の時期、市場導入のスピード、製品の市場規模、そして技術開発などが上手く連携していなかったからと考えられる。個別技術によるCO₂削減効果には限界があるため、将来に向けては、複数シナリオと総力戦が必要で、多様な技術が連携した最適なエネルギーシステムを構築することが望まれる。

カーボンリサイクル技術の中から、実現が可能な技術分野で1つでも多くの技術を確立させるには、今できる技術から率先して市場導入を促さなければならない。現時点で水素

のコストが高く、安定した供給が難しいとすれば、図7のフェーズ1の鉱物化などの分野を優先して導入すべきで、そのための施策検討が重要である。また、図1、表3、図8などからCO₂削減効果が大きいののは、エネルギー生産・供給分野、燃料や鉱物の用途であることにも注目したい。また、図9のCO₂削減目標に向けたパスは、全ての火力発電からのカーボンリサイクルが前提で、約4.5億トンの削減を確保している。この場合、回収したCO₂は燃料にして発電システムで循環させる方法が望ましい。もしも、この燃料を運輸や民生の分野に供給する場合には、CO₂が燃焼直後に分散して大気中に排出されてしまうため、直接回収（DAC:Direct Air Capture）を除くと、CO₂を再回収するのはほとんど不可能となる。従って、まず発電所や工場のようなCO₂が集中して排出される所を中心に考える必要がある。こうした考え方は、橋崎による報告⁽⁷⁾⁽³¹⁾や、当研究所（IAE）が2019年1月にまとめた「中長期ビジョン」にも記載されている⁽³²⁾。

図11は、カーボンリサイクルシステムのフロー図である。図左の火力発電に着目すると、例えば、排ガスのCO₂を回収してメタノールに転換し、再び火力発電の燃料として混焼すれば、その分のCO₂排出量は確実に削減できる。このメタノールによる循環システムの大



（出所：参考文献（33）を基にIAE作成）

図11 カーボンリサイクルシステムにおけるCO₂の循環フロー図

きな利点は、メタノールの製造法やインフラなど、ほぼ全て既存のものが使える点であり、専焼すれば完全なカーボンリサイクルエネルギーシステムが完成することにある。そして、図9で示した「火力+CCU」による約4.5億トンのCO₂削減をこのシステムだけで担うことができる。しかし、混焼率を上げるにはCO₂回収のための設備コストを始め諸費用が上昇し、発電コストが増加してしまう。従って、CO₂回収率と発電コスト、更には再エネを利用したメタノール製造コストなどとも合わせて最適解を見付けてシステムを検証する必要がある⁽³¹⁾。

図11の中央にある再エネは、CO₂転換のための水素供給をイメージしているが、エネルギーそのものを太陽熱などから直接供給することも可能である。

5. まとめ

2030年が迫り来る中で、既に民間の視線は2050年を見据えている。2050年に80%のGHGを削減するという高い目標の達成には、「エネルギー基本計画」にあるように総力戦で挑むべきであるが、複数シナリオの想定は、投資判断するには不透明感が否めない。また、従来のように、再エネ、水素、省エネ、原子力、CCUSなど、様々な技術を単独で開発することは、実効的なCO₂削減につながりにくく、市場規模、コスト、技術開発レベルなどを総合的に判断して、それぞれを連携させながら技術開発を進める必要がある。また、今できる技術開発を先行し、既存の技術やインフラを最大限活かす仕組み作りも重要である。

本報でまとめたカーボンリサイクル技術によるCO₂削減効果は、そのほとんどが研究開発中で個別に試算された数値を積み上げた定性的な考察であった。この点を改善すべく、IAEでは、カーボンリサイクルエネルギーシステムの早期の社会実装を目指した「人為的カーボンサイクル（ACC：Anthropogenic

Carbon Cycle）研究会」を2018年度末に設立して検討を進めているところである。

こうした活動に加え、IAEが持つ技術知見を最大限活かしながら、将来の不透明感を払拭できるような技術情報を産官学の皆様へご提供できるよう、今後も引き続き尽力していきたいと考えている。

参考文献

- (1) 経済産業省、平成30年度エネルギーに関する年次報告（エネルギー白書2019）（2019.6）
- (2) 経済産業省、長期エネルギー需給見通し（2015.7）
- (3) 内閣府、環境エネルギー革新技術計画（2013.9）
- (4) 2015年度NEDO成果報告書、エネルギー・環境分野における革新技術に関するポテンシャル調査（2016.3）
- (5) 内閣府、エネルギー・環境イノベーション戦略（NESTI 2050）（2016.4）
- (6) D.Milani et al., J.CO₂ Utilization, 10, pp.12-22（2015）
- (7) 化学工学会、化学工学、特集「最新CO₂利用技術」, 82（12）, pp.694-719（2018）
- (8) 2017年度NEDO成果報告書、高効率石炭火力実現のための経済性評価（2017.10）
- (9) S.Y.Pan et. al., Aerosol and Air Quality Research, 15, pp.1072-1091（2015）
- (10) ICEF, Carbon Dioxide Utilization（CO₂U）－ICEF Roadmap 1.0（2016.11）
- (11) 電気化学会、特集「電気化学／光化学プロセスを利用した二酸化炭素還元」, 電気化学, 87, pp.2-42（2019.3）
- (12) 藤田照典, 市川真一郎, エネルギー・資源, 40（3）, pp.6-12（2019）
- (13) 室井高城, “触媒からみる二酸化炭素削減対策2019～メタン, CO₂, 水素戦略～, シーエムシー・リサーチ（2019）
- (14) 東レリサーチセンター, “触媒によるエネルギー変換と環境保全”（2016）
- (15) 内閣府、東レリサーチセンター, エネルギー・環境分野における有望技術の技術課題に関する包括的調査・調査報告書（2018.3）
- (16) 内閣府、エネルギー環境イノベーションに関するロードマップ（エネルギー環境イノベーション戦略推進ワーキンググループ中間報告書）（2016.9）
- (17) IPCC Special Report on carbon dioxide capture and storage（2005）
- (18) ECOFYS, Implication of the Reuse of Captured CO₂ for European Climate Action Policies, Final report（2013.2）
- (19) 経済産業省、文部科学省、エネルギー・環境技術のポテンシャル・実用化評価検討会報告書（2019.6）
- (20) 経済産業省、カーボンリサイクル技術ロードマップ（2019.6）
- (21) 2017～2018年度NEDO成果報告書、CO₂排出削減のための要素研究調査（2018.8）
- (22) International Energy Agency（IEA）, Energy Technology Perspective 2017（ETP2017）（2017.6）

- (23) 環境省（一部経済産業省連携）、CCSによるカーボンマ
イナス社会推進事業（2014～2021年）
- (24) 再生可能エネルギー・水素など関係関係会議、水素基
本戦略（2017.12）
- (25) 水素・燃料電池戦略協議会、水素・燃料電池戦略ロー
ドマップ～水素社会実現に向けた産学官のアクションプラ
ン～、（2019.3）
- (26) 電力中央研究所、日本における発電技術のライフサイ
クル CO₂ 排出量総合評価、総合報告 Y06（2016.7）
- (27) 経済産業省、カーボンリサイクル技術事例集（経済産
業省ホームページ）
- (28) 経済産業省、第3回次世代火力発電の早期実現に向け
た協議会、参考資料2（2015.7）
- (29) 佐々木淳、ブルーカーボンの取り組み、CCT ワーク
ショップ（2019.7）
- (30) 経済産業省、NEDO、「省エネルギー技術戦略」に定め
る「重要技術」の改定（2019.7）
- (31) 橋崎克雄、酒井奨、季報エネルギー総合工学、41（3）、
pp25-36（2018）
- (32) エネルギー総合工学研究所、中長期ビジョン～2050年
に向けたエネルギー技術展望～（2019.1）
- (33) 経済産業省、カーボンリサイクルについて（経済産業
省ホームページより）（2019.7）

研究所のうごき

(令和元年7月1日～9月30日)

((一財) エネルギー総合工学研究所 プロジェクト試験研究部 主任研究員 水野 有智)

◆ 管理部門の会議はありません。

◇ 月例研究会

第 391 回月例研究会

日 時：7月26日(金) 14:00～15:00

場 所：航空会館7階 701・702 会議室

テーマ：

1. 原子力の安全、経済性等に関する国際的取り組みの紹介
(一財) エネルギー総合工学研究所 企画部
部長 茶木 雅夫)
2. 再生可能エネルギーは主力電源足りうるか？
－ OECD/NEA 報告より
(一財) エネルギー総合工学研究所 研究顧問
松井 一秋)

第 392 回月例研究会

日 時：8月23日(金) 14:00～16:00

場 所：航空会館2階 201 会議室

テーマ：

1. カーボンリサイクル技術とそのCO₂削減効果について
(一財) エネルギー総合工学研究所 プロジェクト試験研究部 副部長 酒井 奨)
2. CO₂ 排出量削減に向けたカーボンリサイクルエネルギーシステムについて
(一財) エネルギー総合工学研究所 プロジェクト試験研究部 部長 橋崎 克雄)

第 393 回月例研究会

日 時：9月13日(金) 14:00～16:00

場 所：航空会館7階 703 会議室

テーマ：

1. 低炭素社会に向けた水素エネルギー導入の意義と我が国の普及政策
(一財) エネルギー総合工学研究所 プロジェクト試験研究部 特任参事 坂田 興)
2. 外部給電可能な燃料電池自動車が出間地マイクログリッド運用に及ぼす効果

◇ 外部発表

[講演]

発表者：石本 祐樹

テーマ：水素社会の実現性とエネルギー需給への影響について

発表先：(一社) 日本電気計測器工業会 エネルギー・イノベーション委員会

日 時：7月23日

発表者：水野 有智

テーマ：LNG 日本導入の経緯に関する調査結果と考察

発表先：東京大学 先端科学技術研究センター 社会連携研究部門「再生可能燃料のグローバルネットワーク」主催の研究会

日 時：8月5日

発表者：松本 俊一

テーマ：持続可能なエネルギー社会構築に向けた水素の貢献可能性

発表先：(公財) 神戸市産業振興財団 神戸水素クラスター勉強会

日 時：8月23日

発表者：石本 祐樹

テーマ：Analysis of Hydrogen Carrier Systems for Long-distance Hydrogen Transport

発表先：Technical WS, JSAE/SAE2019 (Kyoto)

日 時：8月27日

発表者：岡崎 徹

テーマ：再エネ大量導入を経済的に実現する蓄熱発電と国内外の技術開発動向

発表先：技術情報センター セミナー

日 時：8月28日

発表者：飯田 重樹

テーマ：低炭素な水素サプライチェーンの構築に向けた技術動向と認証制度(話題提供①)

発表先：(一社) エネルギー・資源学会 2019 年度
第3回 エネルギー政策懇話会

日 時：9月24日

発表者：山下 敏

テーマ：二酸化炭素地中貯留 (CCS) の動向につ
いて

発表先：日本技術士会化学部会

日 時：9月26日

[学会発表]

発表者：岡崎 徹, 川村 太郎, 堀田 善治, 蓮池 宏

テーマ：①熱を利用した蓄エネルギー発電 その1
ー全体システムおよび電熱変換技術ー
②熱を利用した蓄エネルギー発電 その2
ー事業実現性に関する検討ー

発表先：第28回日本エネルギー学会大会(関西大・
千里山キャンパス)

日 時：8月8日

[寄稿]

寄稿者：蓮池 宏, 渡邊 健次

テーマ：式デシカントと水冷媒ヒートポンプの組
合せによる高効率空調システムの開発

寄稿先：(一社) 東京都設備設計事務所協会 会誌
『MET』, 2019・第29号(2019年7月30日)

寄稿者：飯田 重樹

テーマ：平成30年における重要なエネルギー関連
事項(水素)

寄稿先：日本エネルギー学会機関紙 9月号

寄稿者：村田 謙二

テーマ：電力系統(グリッド)の安定化と, PtoG
水素システム

寄稿先：(一社) 水素エネルギー協会 会誌『水素
エネルギーシステム』第44巻第3号(9月)

◇人事異動

○7月31日付

(退職)

Marco Pellegrini 原子力工学センター 主管研究員

○6月30日付

(出向解除)

山本 新平 プロジェクト試験研究部 主任研究員

○8月1日付

(出向採用)

北川 譲 プロジェクト試験研究部 主任研究員

編集後記

今回の季報では、当研究所の調査研究から、原子力関係2件、炭素循環（カーボンリサイクル）関係2件の計4件の報告を取り上げた。

原子力については、OECD/NEAの活動を中心に原子力の安全性、経済性等に関する国際的な取り組みとその特徴に関する現状について、当研究所が関係するものを中心に幅広く紹介するとともに、再生可能エネルギーの大量導入が電力システムに与える影響に関するOECD/NEAの評価について紹介している。

また、炭素循環については、現在約12

億トンに上る国内のCO₂排出量について2050年にその80%を削減する目標を政府が掲げている中、再生可能エネルギーの積極的な導入などに加え、昨今CCU（二酸化炭素回収・利用）技術を活用したカーボンリサイクルが注目されていることを踏まえ、そのCO₂削減ポテンシャルやコスト等について報告している。

エネルギー・環境を巡る内外の情勢が絶えず変化する中、今後の事業活動に関する検討等のご参考となれば幸いです。

編集責任者 重政弥寿志

季報 エネルギー総合工学 第42巻第3号

令和元年10月20日発行

編集発行

一般財団法人 エネルギー総合工学研究所

〒105-0003 東京都港区西新橋1-14-2

新橋SYビル（6F）

電話（03）3508-8891

FAX（03）3501-1735

<http://www.iae.or.jp/>

（印刷）株式会社 吉田コンピュータサービス

※ 無断転載を禁じます。