

添付 収録参考資料 インターネットより収録
脱石炭火力・エネルギー転換 2050年CO2排出ゼロに向けての現況



【参考資料】脱炭素社会構築のために 脱石炭火力・エネルギー転換

NHK BS1 スペシャル

「脱炭素へのロードマップ ビジネス界1.5°C目標への挑戦」を視聴して
「日本の現状と世界」視点ほかの内容を転記スライド整理 2023.4.25.

1. 自然エネルギー財団 2035年エネルギーミックスへの提言（第1版）
自然エネルギーによる電力脱炭素化を目指して 2023年4月
https://www.renewableei.org/pdfdownload/activities/REI_2035_Study_JP.pdf
2. 脱炭素を面白く EnergyShift (energy-shift.com)
小森武史 洋上風力発電日本の本当のポテンシャルと開発競争の行方は
<https://energy-shift.com/news/c10060d9-4dee-4dac-83f4-979dfb2997b7>
3. 欧州で加速する浮体式洋上風力の商用化に向けた動き 2021年7月
2040年までに最大45GW洋上風力導入を目指す日本も浮体式に期待
https://www.mitsui.com/mgssi/ja/report/detail/_icsFiles/afieldfile/2021/07/13/2107t_zhao.pdf
4. No.281 CN実現のカギを握る洋上風力 京大再エネ講座シンポジウム報告①
https://www.econ.kyoto-u.ac.jp/renewable_energy/stage2/contents/column0281.html
5. ジェトロ (jetro.go.jp) ・分析レポート - 海外ビジネス情報 -
特殊鋼大手 クリーン水素生産へ (スウェーデン日本) 現地日本人社員が奮闘 生産性向上
<https://www.jetro.go.jp/biz/areareports/2023/0b3c086819df7119.html>
6. NHK解説員室 2021年12月15日(水) 土屋敏之解説委員
COP26"1.5°C目標"へ脱炭素技術への期待と課題
<https://www.nhk.or.jp/kaisetsu-blog/100/458608.html>



https://www.renewable-ei.org/pdfdownload/activities/REI_2035_Study_JP.pdf

2035年エネルギーミックスへの提言（第1版）

自然エネルギーによる電力脱炭素化を目指して

2023年4月



謝辞

本レポートの作成に当たり、内外の専門家、関係企業の皆様にご協力いただきました。また、ブルームバーグ NEF に、貴重なデータ・情報の使用を許可していただきました。ここに感謝の意を表します。

作成担当者

自然エネルギー財団の 2035 エネルギーミックス研究チームが執筆しました。

免責事項

本レポートに記載した情報の正確性については万全を期しておりますが、自然エネルギー財団は本レポートの情報の利用によって利用者等に何らかの損害が発生したとしても、かかる損害については一切の責任を負うものではありません。

公益財団法人 自然エネルギー財団とは

自然エネルギー財団は、東日本大震災および福島第一原子力発電所の事故を受けて、孫正義（ソフトバンクグループ代表）を設立者・会長として 2011 年 8 月に設立されました。安心・安全で豊かな社会の実現には自然エネルギーの普及が不可欠であるという信念から、自然エネルギーを基盤とした社会を構築することを目的として活動しています。

【目次】

主な内容	1
第1章 二つの危機の克服をめざすエネルギー転換の加速	7
第2章 太陽光発電の導入可能性	15
第3章 風力発電の導入可能性	28
第4章 非変動型自然エネルギーの導入可能性	43
第1節 バイオエネルギー発電の導入可能性	43
第2節 水力発電の導入可能性	47
第3節 地熱発電の導入可能性	50
第5章 2035年における電力部門の電源構成	55
第1節 2035年の電力需要の見通し	55
第2節 各電源の供給可能量の見通し	61
第3節 脱炭素化電力ミックスの姿	67
第6章 脱炭素化電力ミックス実現への提案	69
終わりに	87
(補論) 脱炭素電源のコスト比較	88

主な内容

第1章 二つの危機の克服をめざすエネルギー転換の加速

2022年のG7サミットの首脳コミュニケでは、「2035年までに電力部門の全て、または大部分を脱炭素化する」という目標が合意された。各国の政策、開発動向をみると、フランス以外の5か国においては2035年に自然エネルギーによって電力の70%、80%程度を供給すること目標として定めているか、あるいはそうした方向へ施策が進められている。

日本政府が2023年2月に決定したGX基本方針は、エネルギー危機前の2021年に策定したもので、2030年度36~38%という自然エネルギー目標の引き上げをせず、2035年への電源脱炭素化への言及は全くない。GX基本方針で岸田政権が力点を置いている原子力発電と「ゼロエミッション火力」は、2030年代に大きな供給量を見込めず、また持続可能な電源ではない。コスト的にも合理的な選択ではない。

GX基本方針の内容を検討すれば、2035年の電源脱炭素化を実現するためには、日本でもコスト低下の進む自然エネルギー電源の導入をいっそう加速する以外にない。自然エネルギーの拡大に失敗すれば、IPCCが提起した2035年までの排出削減を実現できない。また化石燃料に依存し電力の排出係数の高い日本は、企業立地に適さない国になってしまう。国の政策の立ち遅れと歪みは深刻だが、一方で日本には本来、豊富な自然エネルギーポテンシャルがあり、企業、自治体、地域ではこの可能性を活かす様々な先進的な取り組みが進んでいる。非国家アクターの動きの加速により国のエネルギー政策を転換させれば、日本でも2035年に自然エネルギーによって電力部門の大半の脱炭素化を実現することは十分に可能である。

第2章 太陽光発電の導入可能性

2012年のFIT制度導入以降、太陽光発電の導入量は増加し、2021年度末には79.2GWとなっている。国際水準と比べ割高だった日本での発電コストも低下してきており、2030年には5円/kWh程度になると推計される。これまでは地上に設置される大型の太陽光発電が導入をけん引してきた。しかし、2035年にむけて最大の推進力になるのは、建物屋上に設置される太陽光発電である。系統電力よりも太陽光発電による電力が安価になったこと、また軽量、省スペースの太陽光パネルの開発などにより、新築だけでなく既築建築物への導入が進んでいる。適切な規制と誘導策を導入し、こうした傾向を加速することにより、2021年度末の31.6GWから2035年度末には159GWへと5倍にすることが可能である。地上設置型では、農業経営と共存するソーラーシェアリング、耕作放棄地の活用が進んでおり、駐車場、道路・空港・鉄道などインフラ系の土地、水面へ設置も開始されている。これらを合わせ、2021年度末の47.6GWから2035年度末には121.2GWへと2.5倍にすることが可能である。屋上と地上への設置を合計し、2035年度末には280.2GWの太陽光発電を導入し、343.7TWhの発電量を見込むことができる。

第3章 風力発電の導入可能性

日本における風力発電の導入は大きく立ち遅れており、2021年度末現在で4.6GWにとどまっている。洋上風力は135MWにすぎない。この遅れは、電力系統への接続制限、環境

アセスメント手続きの長期化などによるものである。一方、日本は風力発電の大きなポテンシャルを有しており、環境省の調査によれば陸上で264GW、洋上で392GW、合計656GWにのぼる。陸上風力発電では、現在、実施されている環境アセスメント手続き中プロジェクトの設備容量の合計は29.7GWである。環境保全への配慮などによる規模縮小、中止の程度をアセスメント手続きの段階別に想定し、更に電力系統への接続契約申し込みの状況を検討した結果、各種規制の緩和、環境アセスメントの迅速化により、2035年時点で34.4GWの導入が可能となると推計した。

洋上風力では、環境アセスメント手続き中プロジェクトの設備容量合計は、同一海域での重複を除外すると、最大18.6GWとなる。再エネ海域利用法における手続きの状況を踏まえると、2035年時点では14.3GWが稼働すると推計される。これに加え、浮体式も含めた新たなプロジェクトの案件形成と促進地域指定を加速することにより、合計25.4GWまで導入を拡大できる可能性がある。以上により、陸上、洋上を合計した風力発電設備容量は59.8GWに達し、発電量は174TWhと推計される。

第4章 非変動型自然エネルギーの導入可能性

FIT制度によりバイオエネルギー発電の導入が進み、2021年度末時点で5.6GWが稼働している。FIT制度以外では、既存の産業用の自家発電に用いられた石炭火力を、排出削減対策として100%バイオマス発電に転換していくことが想定できる。こうした状況を踏まえ、2035年度にはバイオエネルギー発電の設備容量は9.2GWとなり、発電量は85.7TWhになると推計した。

2021年度末の水力発電（揚水発電を除く）の総設備容量は22.5GWであり、このうち30MW未満の中小水力が9.8GWとなっている。発電量は77.8TWhである。大規模水力については、発電設備のリプレースなどにより発電量の一定の増加が見込める。中小水力はこれまでの導入傾向を踏まえ、今後2GW増加すると推計した。以上により、水力発電の発電量は、2035年時点での99.6TWhと予測した。

日本の有する地熱発電のポテンシャルは、世界第3位の約23GWと推計されている。しかし、2021年度時点で稼働中の設備容量は0.54GWにすぎず、地熱資源の活用は約2.3%にとどまっている。地熱開発のリードタイムは現状では7年以上を要する。地熱発電の有する大きなポテンシャルを活かすために、開発ルールの明確化などの制度改革により導入を加速し、2035年度までに設備容量を1GW増加させ、年間発電量は11.5TWhとすることを想定した。

第5章 2035年における電力部門の電源構成

電力需要の見通し

IPCCの提起した2035年までの排出削減を実現するためには、供給側での脱炭素化とともに、需要側でエネルギー効率化と電化を徹底して進めていくことが必要である。特に今後はサーキュラーエコノミーへの転換を進めエネルギー消費量を削減することが重要である。電化は電力需要を増加させるが、ヒートポンプ機器に代表されるようにエネルギー効率を高めるので、電力需要の増加を限定的とすることができる。

こうした考え方の下に産業、業務、家庭、運輸部門について、2035年度の最終エネルギー消費と電力需要を試算した。特に産業部門では排出量の半分近くを占める鉄鋼業において、2035年までに設備寿命を迎える高炉の15%が電炉に転換すると見込んだ。運輸部門では、ハイブリッド乗用車を活用する方針からEVの推進への政策転換を想定した。業務・家庭部門では、設備更新による効率化、空調・給湯でのヒートポンプの活用、建物の断熱・遮熱性能の向上を見込んだ。こうした対策の推進により、2035年度において最終エネルギー消費は2019年度比で24%減少し、電力需要は電化の推進を進めても850TWhとなり、2019年度より8%削減されると推計された。

各電源の供給可能量の見通し

自然エネルギー発電

第2章から第4章で推計した各自然エネルギーの導入可能量を合計すると、2035年度の自然エネルギー発電の発電量は714.5TWhまで拡大することが可能と想定される。これは、現在の3倍を超える電力量であり、2030年度の政府目標353TWhの2倍以上の水準である。太陽光発電導入量は2035年度までに現在の3.5倍に増加させることが必要だが、欧州の"REPowerEUPlan"では、2030年までに4倍にすることを目標に掲げている。風力発電は2035年までに13倍化することになり、太陽光発電よりも急速な拡大が必要である。しかしこれは、現時点の設備容量が4.6GWにとどまり、洋上風力にいたっては135MWしかないという立ち遅れの結果である。先行する国々での経験を踏まえ、第6章で提起する施策、規制改革に取り組むことにより、この高い目標を実現することは十分に可能である。また、コスト低下、技術開発、規制改革の進展により今回の想定を超えた導入を実現できる可能性もある。

原子力発電

GX基本方針のロードマップでは、2035年時点での新設原子炉の稼働は想定されていない。2023年3月時点で、日本に33基(33GW)ある原子炉のうち、稼働しているのは10基(10GW)にとどまっており、この中で2035年時点での稼働が予定されているのは2基のみである。これに新規基準に合格し稼働予定日が決まっている2基を加えても、供給可能な電力は2035年度の需要見通しの2%にすぎない。仮に、(1)審査中の原子炉が全て審査に合格して再稼働する、(2)60年運転を申請している原子炉が延長を認められる、(3)建設中の2基の原子炉が稼働することを想定すれば、2035年度に最大16基が稼働し11%程度を供給することになるが、その実現は極めて困難である。この試算では設備利用率70%を想定しているが、既存原発は老朽化の影響からは免れず、トラブルの頻発により稼働率の低下が予測される。更に既設14基の半数7基は2038年までに運転を終了する。

化石燃料発電

2021年度末で石炭火力が50.4GW、天然ガス火力が79.1GW、石油火力が22.7GWの化石燃料発電設備がある。発電量の割合では石炭火力が31%、天然ガス火力が34.4%、石油・廃棄物火力が7.4%を占めており、2021年度の総発電量の72.8%が化石燃料によるものであった。政府は2030年代以降も、アンモニア混焼、CCSの活用などにより石炭火

力発電を継続利用する方針だが、こうした方法での火力発電からの排出削減は、実効性からもコスト面からも妥当な選択ではない。また政府の CCS 戦略は国内で排出された二酸化炭素を、東南アジアなどに輸出し貯留することを目指している。石炭火力発電は 2030 年までに全ての稼働を停止する必要がある。

天然ガス火力発電は 2035 年以降、できるだけ早い時点で自然エネルギー100%を実現しフェーズアウトする必要があるが、それまでの間は自然エネルギーが供給できない部分を供給することになる。79GW の既設設備を運転開始から 40 年で停止し、新設計画があるもののまだ着工していない 2.3GW の建設を中止しても、2035 年時点では約 58GW の天然ガス火力が存在する。これらの発電設備が 70%稼働すると想定すれば、356TWh の供給が可能である。これは先に想定した電力需要の 42%に相当する。

脱炭素化電力ミックスの姿

2035 年に想定される電力需要 850TWh に送電ロス分を加えた供給必要量 890TWh の 80.3%にあたる 714.5TWh を太陽光発電、風力発電を中心とする自然エネルギー電源が供給する。残余の 175.5TWh は天然ガス火力が供給することになる。石炭火力発電は利用を想定しない。原子力発電は 2035 年時点で計算上、最大では 11%程度の電力を供給できる可能性はあるが、持続可能な電源とは評価できないことから、利用を想定していない。

この脱炭素化電力ミックスの実現により、発電部門からの二酸化炭素排出を 2020 年比で 73.2%削減することが可能となる。更に現在と比べ、火力発電に用いる化石燃料の必要量を大幅に減らし、2021 年度の発電用の燃料費 5 兆 3,680 億円を 1 兆 1,590 億円へと 4 兆 2,090 億円削減することができる。電力の 8 割を国内の自然エネルギー資源でまかなうので、エネルギー自給率の向上、エネルギー安全保障の強化に寄与することになる。

第 6 章 脱炭素化電力ミックス実現への提案

(1) エネルギー基本計画を早急に改正し、2035 年自然エネルギー電力目標を 80%以上に

2035 年時点での電源脱炭素化を実現する第 1 歩として、現在のエネルギー基本計画を早急に改正し、2035 年自然エネルギーを少なくとも 80%とすることを国のエネルギー政策の根幹に位置付ける必要がある。これにあわせ、太陽光発電、風力発電などの毎年の導入ロードマップを示すことにより、投資の予見性を高めることができる。また、これによって自然エネルギー発電設備を供給する国内のサプライチェーンの形成を促進していく。

政府は、2014 年、東日本大震災と福島第一原子力発電所事故後に初めて改定したエネルギー基本計画で、2030 年自然エネルギー目標を 22-24%という低い水準に設定し、2018 年の改定でも据え置いてしまった。低い導入目標の下で、洋上風力発電の導入の取組は立ち遅れ、建築物への太陽光発電導入を促進する施策にも取り組まれなかった。2035 年を前に、こうした誤りを繰り返してはならない。

(2) 風力発電・太陽光発電導入を大幅に加速する規制改革の実施

日本の風力発電開発は欧米、中国と比べ桁違いに低いレベルにとどまっており、導入の加速は 2035 年の電源脱炭素化を実現するために最も重要な課題である。風力発電の導入

加速化に必要なのは許認可手続きの迅速化、開発影響評価手続きの迅速化、地域との共生に向けたプロセスの改善である。特に許認可手続きの迅速化では、複数の行政庁にまたがる手続きの一元化、発電設備の安全基準に関する審査の短縮化などを進める必要がある。

太陽光発電の導入加速にむけて、東京都と川崎市が先行的に導入した住宅を含む新築建築物への設置義務化を全国に拡大すべきである。また既築建築物については、公共建物への100%設置を2035年までに進めるとともに、軽量型の太陽光発電の普及に取り組むことが必要である。

(3) 所有権分離を中心とする電力システムの再改革

2022年来、大手電力会社によるカルテル、新電力の顧客情報の漏洩・不正閲覧、経産省の再エネ管理システムの不正閲覧など、独占禁止法や電気事業法に違反する行為が発覚した。大手電力は、旧独占企業として現在でも圧倒的な市場支配力を有し、送配電網を独占的に保有する。送配電事業が中立でなければ、新規参入者が多い自然エネルギー発電事業者にとって、系統接続は困難を来す。2020年に実施された送配電事業の法的分離が不十分であることが明らかになった以上は、所有権分離が必要である。資本面でも独立した送配電事業者の下で、自然エネルギーの優先接続・優先給電、広域的で合理的な需給調整、送電網の増強などを加速しなければならない。

(4) 自然エネルギーによる脱炭素化のための送電網増強の着手

今回示した脱炭素化電力ミックスでは、2035年の発電量890TWhの58%を太陽光発電と風力発電という変動型電源が供給することになる。自然エネルギー財団は2035年エネルギーミックスの検討と並行して、自然エネルギーによる脱炭素化のための送電網のあり方についての研究を行い、報告書を公表した。この調査での結果を踏まえて、脱炭素化電力ミックスの実現に必要な送電網整備を検討した結果、北海道と本州間に4GWの送電網増強が必要と考えられる。現在、国では北海道～東京 TSO（一般送配電事業者）間に2GWの系統増強が進められている。送電網の整備には長期間を要するため、2035年、更には2050年にむけて日本の脱炭素化を実現するエネルギーミックスのあり方についての合意を形成し、計画的な送電網整備に着手することが必要である。

(5) 世界の脱炭素投資を日本に呼びこむカーボンプライシングの早期導入

GX基本方針が打ち出したカーボンプライシング構想は、参加したくない企業は参加しなくていいという自主的的制度である。義務的な制度に移行し排出枠の有償オークションを開始するのは10年後の2033年度からであり、それも対象を発電事業者だけに限定している。炭素価格の水準はIEAが先進国に求められる2030年130ドルの10分の1程度の低水準になる。また、カーボンプライシングによる収入を償還財源として発行されるGX移行債は、グレー水素、グレーアンモニアの開発・利用も対象に含まれることになる。世界の脱炭素投資を日本によびこみエネルギー転換を実現するためには、世界標準のカーボンプライシングを早急に導入し、排出削減に実効性のある炭素価格を実現しなければならない。

(6) コーポレート PPA の加速

RE100 の加盟企業の国別の自然エネルギー電力利用率を比較すると、米国が 68%、英国が 99%、ドイツが 85%であるのに対し、日本では 15%に過ぎない。その要因の第 1 は、日本では国全体の電力に占める自然エネルギーの比率が低いことであるが、第 2 はコーポレート PPA の活用の遅れである。日本でもコーポレート PPA は増加しているが発電量の規模は小さく、合計しても全世界の契約量の 1%にも満たない。今後さらに契約量を飛躍的に増やすためには、税控除など経済的インセンティブを与え、企業の取組を加速させることが必要である。

(7) 自然エネルギー開発における自治体の責務と実行力の強化

自治体の最も根源的な責務は、住民の安全、生命、財産を守ることにある。気候危機がこれを脅かしている今、温室効果ガスを削減することは国の責務であるとともに自治体の責務であり、エネルギー効率化とともに、そのための最も重要な手段である自然エネルギーの拡大は、自治体が担うべき責務ともなっているのではないか。東京都と川崎市が相次いで制定した住宅メーカーに対する新築住宅への太陽光発電設置義務条例は、気候危機・エネルギー危機に対し、地方自治体が果たすべき役割を率先して認識したものである。また、自治体が自然エネルギー拡大にむけて大きな役割を果たせるようにするためには、責務の強化にあわせ、財政基盤の強化、人材の確保を含め実行力を強化することが不可欠である。

終わりに

2035 年に自然エネルギーで日本の電力の少なくとも 80%以上を供給することは、IPCC が第 6 次統合報告書で提起した 2019 年比で 2035 年までに CO₂を 65%削減するという目標に照らせば、日本が最小限、目指さなければならない水準である。いま必要なのは、日本はいつまでも化石燃料と原子力発電に依存し続けなければならない、という固定観念から完全に脱却することである。電力、そしてエネルギーの殆どを国産の自然エネルギーで担う、脱炭素で持続可能な新しい世界に適合したエネルギーシステムへの転換に踏み出すことである。

第1章 二つの危機の克服をめざすエネルギー転換の加速

深刻さを増す気候危機を目の当たりにし、パリ協定の成立、IPCCの1.5°C特別報告書の公表以降、国際社会は経済社会の脱炭素化に向けた取り組みを加速させてきた。こうした中で、2022年2月、ロシアによるウクライナ侵略が開始され、国際的にエネルギー危機と呼ばれる状況が起きている。

気候危機とエネルギー危機が同時に進行する状況に対し、2022年5月、EUはREPowerEU Planを策定し、米国は8月に「インフレ抑制法（IRA）」を成立させた。この二つの政策は、ともに自らの域内での自然エネルギー開発を加速し、これによって気候危機とエネルギー危機の克服をめざすという点で共通している。エネルギー危機が自然エネルギー開発を加速しているのは、欧州と米国だけに限ったことではない。2022年末に公表された国際エネルギー機関（IEA）の報告書¹は、「ロシアのウクライナ侵略によって引き起こされた、最初の本格的な国際的エネルギー危機は、自然エネルギーへの前例のないモメンタムの口火を切った」と評し、中国、インドも含め世界全体での今後5年間の自然エネルギー導入量が1年前の見通しを30%以上、上回ったと予測している。

このように世界が自然エネルギー開発を加速している中で、岸田政権が2023年2月に閣議決定した「GX実現に向けた基本方針（以下、GX基本方針）」は、「再生可能エネルギーの主力電源化」を掲げながら、エネルギー危機前に策定したエネルギー基本計画の2030年目標の堅持にとどまっている。

エネルギー危機と気候危機という二つの危機の克服に日本が貢献し、また、この国自体の未来を切り開くためには、GX基本方針の歪みを正し、限界を乗り越える政策転換が必要である。同時に日本の企業、自治体には、政府の政策転換を待つのではなく、自らの行動でエネルギー転換を現場から実現していくことが求められている。

1. 自然エネルギーによる電源脱炭素化を加速する世界

REPowerEUPlan

欧州各国の中では、ロシアからの原油輸入・ガス輸入の急速な削減をめざすために、当面のエネルギー不足を乗り切る方策として、一時的に石炭火力の復活を許容する動きはある。しかし、2020年代後半、2030年をめざす基本戦略は、地域的に偏在し、供給の不安定さ、価格の乱高下から免れない化石燃料への依存から脱却するため、エネルギー効率化と、より安定的に、より安価に供給できる自然エネルギーへの転換を加速するというものである。

REPowerEUPlanは、「欧州のエネルギーシステムを変える二つの緊急性」として、「(1)ロシアの化石燃料への依存を終了させる、(2)気候危機に挑む」を掲げ、そのために自然エネルギーの導入加速をめざすとして、2030年目標を40%から45%へ引き上げた。ここで注意すべきは、この目標が電力だけでなく、自動車や工場の燃料、熱需要も含め全てのエネルギー利用における自然エネルギーの目標だという点である。EUでは、電力だけの目

¹ IEA "Renewables 2022" (2022年12月)

標は決めていないが、45%目標が実現されると、電力では69%が自然エネルギーになると示されている²。自然エネルギーの中では、太陽光発電の導入量を2025年までに2020年の倍以上の320GWへと拡大し、2030年までには600GW³にすることが提起された。そのための具体的な政策の一つとしては、住宅含め、新築建築物への太陽光発電義務化が提案された。2030年までに導入総量の半分以上が屋上設置になるとしている。

「インフレ抑制法 (IRA)」の衝撃

2022年8月に成立した米国のインフレ抑制法 (IRA) が米国と世界のエネルギー供給体制に与える大きさは、“REPowerEUPlan”をしのぐと言えそうだ。「インフレ抑制」という呼称とは異なり、この法律は2030年代までにわたり、長期間、米国のエネルギー供給、産業構造を脱炭素型に変え、米国国内での雇用と生産基盤を強化することを目指すものだ。バイデン大統領は上院での可決に際して発表した声明で、「IRA は気候危機に立ち向かうとともに、太陽光パネル、風力タービン、電気自動車を米国内で米国の労働者が生産する雇用を生み出し、米国のエネルギー安全保障を強化する」とその狙いを明らかにしている。

IRA は今後10年間に3690億ドルの財政支援を税控除などの形で行うものであり、脱炭素電源には1603億ドルが投入される。自然エネルギー電源には4割にあたる650億ドルが配分される。太陽光発電、風力発電、原子力発電 (SMR: Small Modular Reactor) などの新規電源開発に与えるIRA税控除の影響を分析したボストンコンサルティンググループのレポート⁴によれば、kWhあたりの発電コスト (LCOE) は陸上風力が1.5セント、太陽光発電が2.4セント、洋上風力発電が5.0セントとなる。これに対しSMRが7.9セントとされている。またS&Pグローバルのレポート⁵では、IRAの税控除を受け、太陽光発電と陸上風力の発電コストは既存の石炭火力、ガス火力を下回り(あるいは現状でも既に下回っているものが、更に安価になり)、洋上風力発電も石炭・ガス発電と同等になることが示されている。

IRAでは他に2025年以降に適用される「技術中立型」と分類される財政支援620億ドルが配分されている。原子力発電やCCS付き火力発電も財政支援の対象となっているが、これらのレポートの分析が示すように、自然エネルギー電源の価格競争力は他の脱炭素電源をしのいでおり、実際の電力市場では太陽光発電、風力発電が優先的に選択されていくと見られている。この場合、上述の650億ドルとあわせ全体の8割程度が自然エネルギー電源の開発促進に用いられることになる。

G7の合意

2022年のG7サミットの首脳コミュニケでは、「2035年までに電力部門の全て、または大部分を脱炭素化する (we commit to achieving a fully or predominantly decarbonised power sector by 2035.)」という目標が合意された。脱炭素社会の実現にむけては、まず電

2 EUROPEAN COMMISSION “COMMISSION STAFF WORKING DOCUMENT IMPLEMENTING THE REPOWER EU ACTION PLAN: INVESTMENT NEEDS, HYDROGEN ACCELERATOR AND ACHIEVING THE BIO-METHANE TARGETS” (2022年5月)

3 いずれもAC定格。AC定格とDC定格については、P16を参照のこと。

4 Boston Consulting Group “US Inflation Reduction Act: Climate & Energy Features and Potential Implications” (2022年8月)

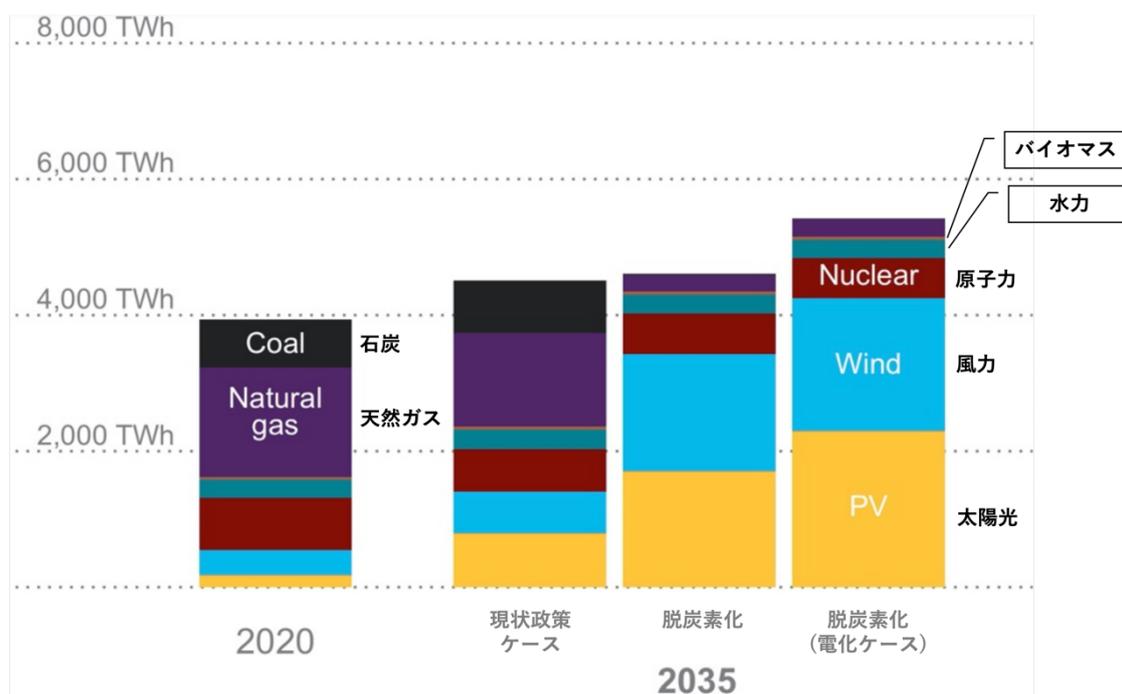
5 S&P Global “Global Power and Renewables Insight” (2022年8月16日)

力の脱炭素化を先行して進めることが必要だという事が世界の共通理解となっているからだ。

実際、他の G7 加盟国の自然エネルギーに関する目標や実際の開発動向を見れば、ドイツが 2030 年に少なくとも 80%、イタリアが 2030 年 70-72% という導入目標を掲げ、カナダは現時点で既に 76% を供給している。英国は 2035 年脱炭素化をどのような電源で行うか明確にしていないが、洋上風力発電開発が大規模に進む一方で、現在 11 基稼働している原子炉のうち 10 基は 2028 年までに廃止の予定である。2 基の原子炉建設を進める新設プロジェクトは、既に予定より遅れている。政府の諮問機関である気候変動委員会の報告書では、2035 年に風力発電と太陽光発電が 70% を供給すると見込んでいる⁶。

米国でもバイデン政権が掲げる 2035 年までの全電源脱炭素化をどのような電源構成で達成するか決定された目標はないが、エネルギー省が 2021 年に公表した研究では、これまでの実績をもとに、2035 年の電力のうち 80% 以上が自然エネルギーになる二つのシナリオを公表している⁷。

図 1-1：米国の自然エネルギー発電量の予測（2035 年）



出典) 米国エネルギー省 ”Solar Futures Study” (2021 年 9 月)

結局、フランス以外の 5 か国においては 2035 年に自然エネルギーによって電力の 70%、80% 程度を供給すること目標として定めているか、あるいはそうした方向へ施策が進められていることになる。フランスは 2022 年時点で原子力発電(62%)と自然エネルギー発電

⁶ the Climate Change Committee “Delivering a reliable decarbonised power system” (2023 年 3 月)

⁷ United States Department of Energy “Solar Futures Study” (2021 年 9 月)

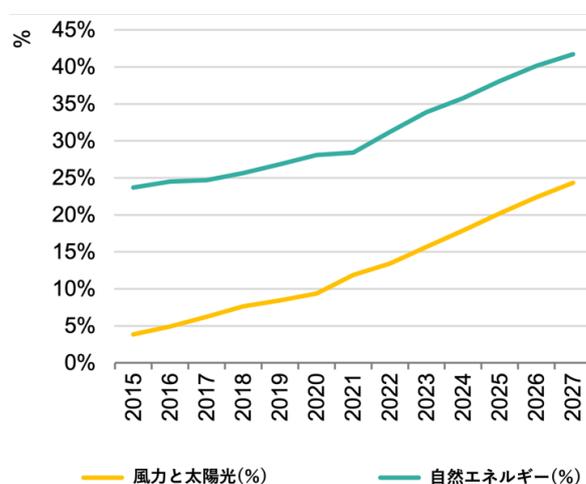
(26%)を合わせ、脱炭素電源が88%を占めている⁸。2022年のG7サミットの合意は、こうした各国の目標・実績を踏まえてなされたものであることがわかる。日本政府は、「大部分を脱炭素化」という表現を51%以上と解釈している⁹が、他国の状況をみれば、全く苦しい説明である。

中国

欧米と同等、あるいはそれ以上に、自然エネルギー開発を加速させているのは中国である。2022年6月に公表された「再生可能エネルギー十四次五か年計画」では、電力消費に占める割合を2020年の28.8%から2025年には33%へと高めることを目標として掲げている。自然エネルギー電源の2030年目標は別の文書¹⁰で示されており、太陽光発電と風力発電の合計で1200GWとされている。2022年時点では、太陽光発電が390GW、風力発電が365GWであり、合計755GWであるから、今後8年間で1.6倍程度に増加させることになる。

五か年計画目標は意欲的なものだが、前述のIEAの報告書は中国における自然エネルギー導入の速度は更に早いと予測している。太陽光と風力の2030年目標1200GWは5年前倒しで達成されると見込み、発電量に占める自然エネルギーの割合は図1-2に示すように2027年時点で40%を超えると見込んでいる。実際にも、自然エネルギー電力の発電割合は2022年で既に31.6%に達している¹¹。

図1-2：中国の自然エネルギー発電量割合（2015—2027年）



出典 IEA“Renewables 2022” Figure1.11

⁸ フランスの2030年自然エネルギー目標は40%であり、2050年カーボンニュートラル達成に向け、原子力とともに自然エネルギーを推進する。自然エネルギーの導入を加速させる法案を2023年3月に採択した。ロマン・ジスラー「日本政府が伝えない、欧州の原子力発電の現実」（2023年4月4日）

⁹ 「何割がプリドミナントリーかというのは、必ずしも決まった定義はないのかもしれませんが、少なくとも半分以上というところでもって、よしと。」（2022年5月31日山口環境大臣記者会見）

¹⁰ 「2030年前碳达峰行动方案的通知」

http://www.gov.cn/zhengce/content/2021-10/26/content_5644984.htm

http://www.news.cn/english/2021-10/27/c_1310270985.htm（英語版）

¹¹ 中国国家能源局発表。http://www.gov.cn/xinwen/2023-02/14/content_5741481.htm

2. 日本のGX戦略の危うさ

欧州、米国、中国が2022年に二つの危機の進行を背景にそれぞれのエネルギー戦略を策定したことに対し、日本政府は2023年2月GX基本方針を閣議決定した。GX基本方針は2021年策定のエネルギー基本計画が掲げた「再生可能エネルギーの主力電源化」を継承し、いくつかの前向きな記述はあるものの、導入目標に関しては2030年度36~38%という目標から一歩も出ていない。G7が2022年に合意した2035年への電源脱炭素化への言及は全くない。

GX基本方針、およびこれを受けた一連の法整備の中で、岸田政権が最も力点を置いているように見えるのは、原子力発電の活用である。GX基本方針では、原子力発電を「脱炭素効果の高い電源」として「最大限活用する」方針を明記し、原子力基本法の改正案の中では新たに「脱炭素社会の実現」を原子力開発の目的に追加した。東京電力福島第一原子力発電所事故以降、封印してきた原子炉新設の方針を突如打ち出し、既存原発については「原則40年、延長20年」というこれまでのルールを国民的議論や国会の審議もないうまま唐突に改め、「一定の停止期間に限り、追加的な延長を認める」という方針を打ち出した。

新增設については「次世代革新炉」の開発を喧伝するが、あげられている5つの技術の中で唯一、商用炉の実現をめざすとする「革新軽水炉」についても、GX基本方針のロードマップでは製作・建設に着手するのは2030年代に入って何年後かになることが示されている。「廃炉を決定した原発敷地内での建て替え」という方針も考慮すれば、2030年代はおろか2040年代の実現も見通せない。

既存原発の再稼働は岸田政権の目論見どおりに進んだとしても、2030年度に電力の20~22%を供給するという目標には到達しようがない。安全審査への電力会社の対応の遅れ、繰り返えられる電力会社の不祥事、地元自治体の同意の困難、訴訟リスクなどを勘案すれば、2030年度でも2035年度時点でも原子力発電による電力供給量はたかだか10%程度にとどまるだろう。岸田政権がめざす運転期間の延長については、ルールを変えても実現の見通しが立ったとは言えない。世界ではこれまで60年を超えて運転されている原子炉はなく、閉鎖された原子炉の平均運転期間は28年である。

結局、原子力発電は日本の脱炭素化の主要な担い手になりうるものではない。

石炭火力を延命する政府の「ゼロエミッション火力」

岸田政権が脱炭素電源のもう一つのオプションとして売り込みに躍起となっている「ゼロエミッション火力」と称する発電である。グリーン水素を燃料とする発電が太陽光発電・風力発電が圧倒的に多くの電力を供給する段階で、調整的な電力として一定の役割を果たすことはありうる。しかし、政府が重点的に推進しているのは、こうした本来のあり方とは全く異なり、石炭火力の中でアンモニアを混焼させる発電である。

石炭火力へのアンモニア混焼発電は、生産段階でのCO₂排出を抑えたグリーンあるいはブルーアンモニアを使い、2030年代への本格運用が目指されている50%混焼が実現したとしても、その二酸化炭素排出量は既存の天然ガス火力発電を上回る。2035年までに電力部門を少なくとも大部分は脱炭素化しようとするときに、まさに同じ時期から天然ガス火

力を上回る CO₂を排出する石炭アンモニア混焼発電を開始しようとする計画は、合理的なものとは言えない¹²。日本政府と電力会社はこの石炭アンモニア混焼発電を東南アジアに展開することを目指しているが、すでに現地の環境 NGO などから、日本の試みが東南アジアの脱炭素化を妨げるものだという批判が始まっている¹³。

「ゼロエミッション火力」のもう一つの担い手とされる、CCS 付き火力発電にいたっては、GX ロードマップでも「2030 年までの CCS 事業の開始(CO₂の圧入)に向けた事業環境整備」と記載されるだけで、いったいつから火力発電での実用段階の稼働を目標とするのか、何の記述もない。そもそも CCS 付き火力発電は 1970 年代から開発がすすめられたが、現在、世界で稼働しているのはカナダの 11.5 万 kW の小型発電所、バウンダリーダム発電所だけしかない。その CO₂回収実績は排出量の 6 割程度にとどまっており、脱炭素電源と評価できるものではない¹⁴。

日本での CCS 活用で更に問題なのは、貯留場所が国内では確保されていないという点である。2021 年のエネルギー基本計画策定時に政府の審議会に提出された資料では、日本国内で貯留できない CO₂を毎年 2 億 3500 万トンから 2 億 8200 万トンも海外に輸出するというシナリオが示されている¹⁵。2023 年 3 月に策定された政府の「CCS 長期ロードマップ検討会最終とりまとめ」でも、「有望な海外の貯留ポテンシャルの活用は有力な選択肢の一つとなる」「国内外で CCS プロジェクトの立ち上がり不十分である現状では貯留先の国内外での比率は決められず、あらゆる選択を追求する。」「日本からの CO₂輸出を前提とした具体的な交渉を複数国と開始」と明記されている。CO₂の輸出先として想定されているのは、岸田政権が「アジアゼロエミッション共同体」構想で対象としている東南アジア諸国である。これがアジアの脱炭素化をリードしようとする日本の政策としてまっとうなものなのだろうか。

3. 日本でも 2035 年に自然エネルギーによる電力部門の脱炭素化を

GX 基本方針の内容を検討すれば、いっそう明らかになるのは 2030 年までの CO₂大幅削減、G7 が合意した 2035 年の電源脱炭素化を日本で実現するためには、既に実用段階にあり、日本でもコスト低下の進む自然エネルギー電源の導入をいっそう加速する以外にない、という自明の結論である。

2011 年に福島第一原子力発電所事故を経験し、また、長年にわたって海外からの化石燃料に依存せざるを得なかった日本は、まっさきに自然エネルギーへのエネルギー転換の流れを活かし、脱炭素・脱化石燃料の国際的なリーダーとしての役割を果たすべきであったが、国の政策は古いエネルギー供給体制の維持に固執するものだった。

¹² 石炭アンモニア混焼発電は発電コストが高くなり経済的にも合理的な選択ではない。この点については補論で詳述する。

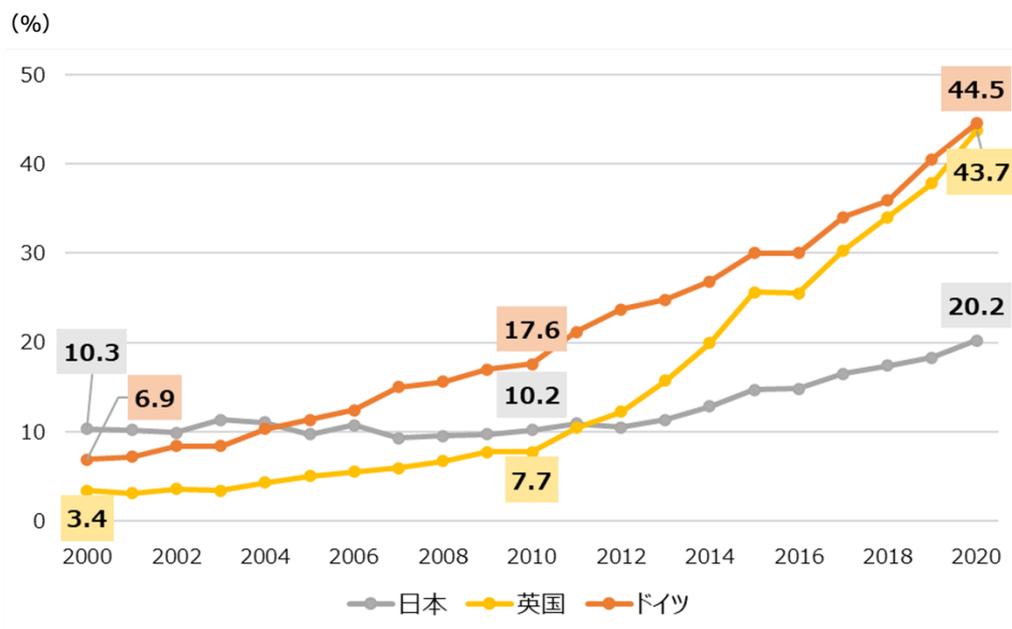
¹³ 例えば Dwi Sawung and Gerry Arances ” Japan’s ‘green transformation’ would derail the energy transition in Asia” (2023 年 3 月 2 日)

¹⁴ CCS 火力の問題点については自然エネルギー財団「CCS 火力発電政策の隘路とリスク」(2022 年 4 月 14 日) 参照

¹⁵ 地球環境産業技術研究機構「2050 年カーボンニュートラルのシナリオ分析 (中間報告)」(2021 年 5 月 13 日)

国の政策の誤りは、この間に同じ先進工業国のドイツが、また同じ島国の英国が過去 20 年間で電力供給に占める自然エネルギーの割合をわずか数パーセントから 40 数パーセントへと 40 ポイントも増加させたのに対し、日本では 10%から 20%余へ 10 ポイントしか増やしていないという事実、最も端的にあらわされている。

図 1-3：日本・英国・ドイツにおける自然エネルギー電力のシェア（2000～2020 年）



出典：Enerdata “World Energy & Climate Statistics – Yearbook 2021”より自然エネルギー財団作成

現時点で自然エネルギー電力が 20%余しかなく、原子力発電も実際に大きな供給力を見込むことのできない日本が、2035 年に全電源脱炭素化という目標に近づくのは容易なことではない。しかし、この目標を不可能として切り捨てるのは、気候危機への世界の挑戦に背を向けることである。気候変動に関する政府間パネル (IPCC) の第 6 次統合報告書は、1.5°C 目標の実現には 2035 年までに 2019 年比で二酸化炭素の 65%削減が必要なことを明らかにしている。

同時に、世界が安価な自然エネルギー電力を中心に脱炭素化を進める中で、日本が化石燃料に依存した高排出で高コストな電力に依存しつつ、経済的にも不利な立場に自ら落ち込むことになってしまう。新たなパンデミックへの懸念、ロシアのウクライナ侵略による国際的な緊張の高まりにより、サプライチェーンの再構築を進め製造拠点を国内にもどす動きが強まっている。しかし、こうした動きも日本の自然エネルギー電力開発が遅ければ、必要な排出量削減が不可能となる懸念から頓挫してしまう。

国の政策の立ち遅れと歪みは深刻だが、一方で日本には本来、豊富な自然エネルギーポテンシャルがあり、企業、自治体、地域ではこの可能性を活かす様々な先進的な取り組みが進んでいる。こうした非国家アクターの動きの加速が国のエネルギー政策を転換させれば、これまでの立ち遅れを一気に取り戻し、日本でも 2035 年に自然エネルギーによって電力部門の大半の脱炭素化を実現することは十分に可能である。

本報告書の位置づけと 2035 年に向けた議論・行動の提起

こうした状況と認識を踏まえ、自然エネルギー財団では 2035 年に日本がめざすべき脱炭素のエネルギーシナリオに関する一連の調査研究を進めていくこととした¹⁶。エネルギー基本計画は通常、3年ごとに改定される。2021年に制定された第6次エネルギー基本計画は2024年に改定時期を迎えることになり、本年後半以降から改定に向けた検討が始まることも想定される。

本報告書はその第1弾であり、真っ先に脱炭素が必要な電力部門を対象とするものである。自然エネルギー財団では、2021年3月に「脱炭素の日本への自然エネルギー100%戦略」を策定し、脱炭素を実現する2050年のエネルギーシステムの姿を示した。本報告書では、この戦略を念頭におきつつ、電源別に自然エネルギーの2035年までの導入可能性を具体的に、いわば積み上げ的に検討した。2050脱炭素の実現に向け、これまでの延長線上の取組では不十分な電源もある。最後の第6章では、導入加速に必要な規制改革などの課題を主要な7点に絞って提起している。

自然エネルギー財団では、本報告書に続き、電力以外のエネルギー源を含めた2035年のエネルギーミックスのあり方を検討していく予定である。その過程において本報告書で示した電力需要量と電源別供給量の妥当性についても再度、検討を行う。また今回の報告書が提案する電源構成により、安定的な電力供給が行えるかの検討は、並行して行った自然エネルギーによる脱炭素化のための送電網研究の成果¹⁷を援用し簡易的に行った。この点に関しては、全体的な電力コストの検討もあわせ、改めて電力需給シミュレーションを行い、第2弾以降の報告書で順次カバーしていく予定である。

日本では2035年のエネルギーミックスに関する議論は、いまだ殆ど開始されていない¹⁸。本報告書の最大の目的は、1.5°C目標を実現するために必要な世界の取組みとその議論に、日本がまっとうに参加することができるように、あるべきエネルギー戦略の議論を直ちに開始することを、日本の企業、自治体、NGO、地域、そして政府に呼びかけることである。自然エネルギー財団は、こうした議論が活発に、そして迅速に行なわれ、2030年、2035年までの大幅削減を日本で実現する道が明らかになり、次々に実行されていくことを期待し、そのための努力を重ねていく。

¹⁶ 自然エネルギー財団は、これまでに2030年、2050年のエネルギーミックスについて以下の調査報告や政策提案を公表している。

「脱炭素社会へのエネルギー戦略の提案」(2019年4月26日)

「2030年エネルギーミックスへの提案」(2020年8月6日)

「2030年における電力需給バランスとコストの検証」(2021年2月10日)

「Renewable Pathways：脱炭素の日本への自然エネルギー100%戦略」(2021年3月9日)

「自然エネルギーによる脱炭素化のための送電網のあり方」(2023年4月)

¹⁷ 自然エネルギー財団「自然エネルギーによる脱炭素化のための送電網のあり方」(2023年4月)

¹⁸ 米国のローレンス・バークレー国立研究所は「2035年日本レポート：電力脱炭素化に向けた戦略」を2023年3月に公表し、2035年に再生可能エネルギー発電で70%、原子力発電で20%を供給することが可能だとしている。

第2章 太陽光発電の導入可能性

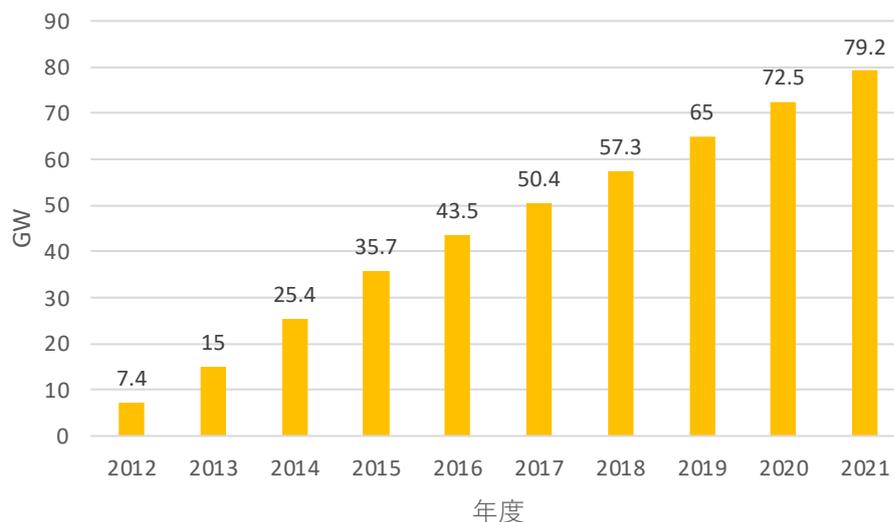
1. 太陽光発電の導入状況

導入状況

日本の太陽光発電の2021年度末の導入量については、日本の代表的な太陽光発電コンサルティング企業である株式会社資源総合システム（以下、RTS）が、独自に構築してきた個別プロジェクトのデータベースなどに基づき、79.2GW（DCベース）の導入量と推計している。この数字は、日本がIEA-PVPSに報告している暦年の数字78.4GWに対応したものである¹⁹。

同年度の発電量は、総合エネルギー統計では86.1TWhと報告されている。

図 2-1：日本の太陽光発電の累積設備容量



出典)RTS データより自然エネルギー財団作成

規模別の導入状況を見ると、10kW以上が52.5GW_{AC}、10kW未満が13.0GW_{AC}である（10電力接続状況）。FIT制度における報告データでは、主に住宅用と想定される10kW未満では未稼働量は少なく、ほとんどが一年以内に運転開始をしている。一方で、10kW以上については未稼働案件が多い。特に2013～2016年度に認定されたものに未稼働案件が多かったが、その後は減少傾向にあり、2021年度末時点では16GW_{AC}が未稼働として残っている。

今後の導入予測において重要になるのは、その設置場所である。しかし、これまでのFIT買取区分は規模別になっており、公式な統計データは存在しない²⁰。その中で、RTSは独

¹⁹ IEA PVPS (2022) National Survey Report of PV Power Applications in Japan 2021 を参照。なお、日本が国際再生可能エネルギー機関（IRENA）に報告している DC ベースの数字では、74.2GW（暦年）となっている。

²⁰ 2024 年度から、「屋根設置」区分を設け、屋根設置向けの調達価格・基準価格が設定される予定である。

自に構築してきた個別プロジェクトのデータベースなどに基づき、2021年度末の導入状況を、建物系で31.6GW（FIT前導入の5.1GWを含む）、土地系（地上設置型）で47.6GWの全部で79.2GWの導入量と推計している。

太陽光発電の容量の表記（DCとAC）について

太陽光発電の発電容量の表記には、DC（直流、太陽電池モジュール出力）とAC（交流、パワーコンディショナー出力）がある。国際的にはDCベースが一般的であるため、本レポートではDCベースを基本とし、特に断りのない限りDCベースでの表記とする。一方で、エネルギー基本計画やFIT統計など、日本政府の数値はACベースになっていることが多いため、その場合は GW_{AC} と表記する。

太陽電池モジュール価格の低下により、パワーコンディショナーに比べてモジュールの出力を高める「過積載」により、朝夕や日射の弱い状況下でも発電量を稼げるようにする施工方法が一般的になっている。この過積載率（DC/AC比率）を考慮することで、ACベースの定格主力をDCベースに変換することができる。この過積載率は、2021年度で10～50kW未満：179%、50～500kW未満：138%、500kW～1MW未満：141%、1MW以上：135%と報告されており²¹、通常ではDCベースの方が1.2～1.5倍程度大きな数字となる。

導入ポテンシャル

日本の太陽光発電のポテンシャルは大きい。環境省が行っているポテンシャル調査では、建物系で455GW（発電量598.5TWh）、土地系で1,005GW（1,272TWh）、合計1,460GW（1,871TWh）と、日本の電力需要のおよそ2倍に相当する大きなポテンシャルが報告されている²²。

政府や業界団体等の導入見込み

2021年10月に閣議決定された第6次エネルギー基本計画では、太陽光発電について、前回策定時の $64GW_{AC}$ を大幅に上方修正し、野心的水準として $117.6GW_{AC}$ （146TWh）という目標が掲げられた。現行政策努力継続ケースでは、 $87.6GW_{AC}$ （109TWh）、政策対応強化ケースでは $100GW_{AC}$ （124TWh）とされていたものを更に引き上げたものである。

業界団体であるJPEA（一般社団法人太陽光発電協会）は、2020年5月に「JPEAビジョン・PV OUTLOOK 2050」を発表している。2050年までの温室効果ガス80%削減を前提に、最大導入ケースとして420GWを目指すことを目標に掲げた。その後、2021年3月には、政府の2050年カーボンニュートラル宣言を受けて、2050年度の目標を2040年代に前倒し達成を目指すとともに、2030年度に $125GW_{AC}$ （153TWh）を導入するという野心的目標を公表している。

²¹ 調達価格等算定委員会「令和5年度以降の調達価格等に関する意見」（2023年3月8日）

²² 事業性を考慮した導入ポテンシャルについては、2022年度に検討が行われており、2023年4月以降に公表される予定である。

2. 発電コストの現状と今後

太陽光発電システムのコストは、世界的に大幅に下落し、エネルギー転換の原動力となっている。日本においても、FIT 導入後太陽光発電のコストは低減を続けおり、すでに最も経済的な電源になっていると言える。

現状の太陽光発電(事業用)の発電コストについては、中規模クラス(高圧レベル)の発電コストを調達価格等算定委員会の数値から計算すると、12.0 円/kWh となった。調達価格等算定委員会が、継続的に実績値を収集・整理しているこれまでのシステムコストについて、建物・土地系の両方について、システム費用(パネル費用)、工事費ともに順調に低下していることが確認されている。その他機関の推計としては、RTS は 8.1~12.6 円/kWh (住宅用およびメガソーラー)という数値を、国際的な調査機関であるブルームバーグ NEF (BNEF) も中位値として 8.8 円/kWh²³を報告している。

今後についても、コストのさらなる減少が予測されている。自然エネルギー財団の研究では、太陽電池モジュール単価等ハードウェアの価格低下と性能向上に加えて、日本の地理的条件に合致した設計と施工や、管理の新たな手法の開発により、いっそうのコスト低下が期待できることを示している。さらには今後、森林を造成するような開発案件は減少することから、造成のための費用も小さくなっていくと考えられる。

具体的には、2030 年には、自然エネルギー財団 (REI)、RTS、ブルームバーグ NEF の 3 機関ともに、ほぼ同水準の 5 円/kWh 前後レベルを予測している (図 2-2)。2035 年にかけては、ブルームバーグ NEF はさらに発電コストの低減が進むとみており、4.2 円/kWh に低減すると推計している。業界団体である JPEA の予測は、これらに比べるとやや慎重なものになっているが、好条件が揃ったトップランナー案件では 2025 年頃に、全領域では 2030 年に 7 円/kWh の実現を目標としている²⁴。

一方で、政府の発電コスト検証ワーキンググループ(以下、発電コスト WG)による推計では、開発適地がなくなるため、ほとんどコストが下がらないとし、2030 年度で 10.5 円/kWh という数字を示して、政策形成の根拠としているのは問題である。

こうしたコスト低減の結果、現状でも系統電力を購入するよりも、太陽光発電を自家消費した方が経済性があるという状況が出現している。近年発表が相次ぐ、コーポレート PPA²⁵の計画はその証左である。2035 年に向けては、電気料金のボラティリティの回避も重要になってくるため、FIT/FIP 制度に頼らずとも経済的なメリットを享受できるかたちで、太陽光発電が選択されることが加速していくと想定される。

なお、2020 年から 2021 年にかけては、原材料不足等による供給減少、サプライチェーン混乱から価格が上昇した。業界団体も、部材のコスト上昇が見られことを会員企業向け

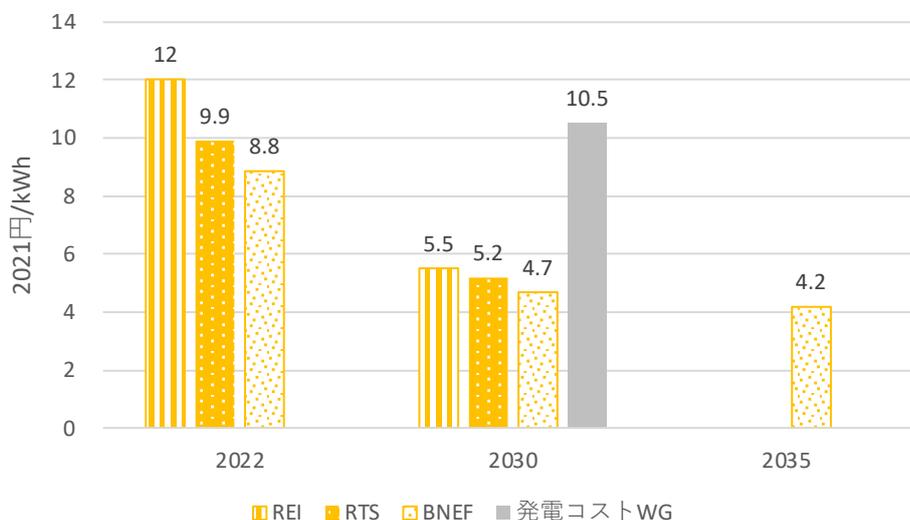
²³ 2021 年の米ドル価格で計算されているため、2021 年の平均為替レート (1 ドル 110 円) で日本円に換算した。

²⁴ (一社) 太陽光発電協会「太陽光発電の現状と自立化・主力化に向けた課題」(第 79 回調達価格算定委員会、2022 年 11 月 1 日)

²⁵ Power Purchase Agreement の略。売電事業者と需要者が、電気の売買契約を直接締結すること。

のアンケートで明らかにしている²⁶。しかし、これらの減少は一時的なものと考えられており、中長期的には継続的に価格低減が進むと考えられる。

図 2-2：太陽光発電の発電コスト（実績と見通し）



(注) 耐用年数：発電コストWGおよびREIは25年としているのに対し、BNEFは30年としている。割引率：BNEFは、3.3%+インフレ率として算定しているが、発電コストWGおよびREIは3%とし、インフレ率は見込んでいない。系統接続コストはどの算定にも含まれていない。また、BNEFの計算は2021年の米ドル価格で行われているため、2021年の平均為替レート（1ドル110円）で日本円に換算した。

出典) 「日本の太陽光発電の発電コスト現状と将来推計」(自然エネルギー財団、2019年7月)、(株)資源総合システム「日本市場における2030年に向けた太陽光発電導入量予測(2022年版)」(2022年3月)、ブルームバーグNEF(2H 2022 LCOE Update, 2022)、発電コスト検証ワーキンググループ「発電コスト検証に関するとりまとめ(案)」(2021年)より自然エネルギー財団作成

3. 建物系太陽光発電開発の可能性と課題

住宅の屋根置きは、これまでも最も普及した太陽光発電システムの設置形態であった。2035年に向けては、住宅のみならず、非住宅建物への導入が公共・民間を問わず加速すると予測され、最も成長が期待できるセグメントである。土地を専有する地上設置型に比べると、太陽パネル下の建物と空間を共有できるため、土地の競合が起こりにくいというメリットもある。

背景には、前述のコスト低下があり、2022年から上昇している昨今の電力価格を考慮すれば、太陽光発電の自家消費を中心とした電力利用に切り替えた方が経済的なメリットが大きいことがある。加えて、建物屋根への設置は、系統接続が問題になることも少なく、余剰電力は売電することができる他、基本料金を抑えることも可能である。さらには蓄電池を併設しての利用も経済的なメリットが期待できる状態になりつつある。

住宅

新築住宅への太陽光発電システムの設置率は、経済性の向上もあって上昇傾向にある。太陽光パネルの変換効率の向上や架台の改良により、省スペース化や軽量化が実現し、導

²⁶ 前掲注24

入を後押ししている。しかし、現状の導入率は3割未満にとどまっており²⁷、これを原則すべての住宅に設置できるようにする政策が必要である。

既築住宅については、1990年代に強化された高い耐震性能を持つ物件が相対的に増加することで、既存ストックの優良化が進み、後付けでも搭載可能な物件が増えることが予測される。新築同様に軽量モジュールの開発支援や、住宅の耐用年数を考慮した支援などが求められる。

集合住宅については、戸数あたりの屋根面積が小さいことに加えて、居住者の合意形成や電力の配分管理の煩雑さなどから、現状の導入は限定的なものにとどまっている。一方で今後は、分譲集合住宅メーカーによる標準搭載や、賃貸集合住宅メーカーあるいはオーナーによる導入が期待されており、こうした取組を支援する政策が必要である。

民間一般建物（非住宅）

コスト意識の高い民間の一般建物において、これまでの太陽光発電の導入は、環境意識の高さを示すシンボリックなものか、災害時のレジリエンス向上のものなどに限られていた。しかし、近年は企業の工場や物流倉庫の屋根などを利用して太陽光パネルを設置し、自家消費を行う事例が増えている²⁸。

背景には、金融機関などステークホルダーからの要求もあって、企業自らがサプライチェーン全体を含めた企業活動の脱炭素化にコミットし始めたことがある。加えて、電気を外部から購入するよりも、経済的なメリットが出てきたことが大きい。このようなことから、屋根だけではなく、駐車場などの利用も含めて、敷地内の空間を最大限活用した太陽光発電の導入が進むと考えられる。

公共建築

公共建築物についても、民間の物件と同じく、経済的な理由から太陽光発電への切り替えが進むと考えられる。さらに、地球温暖化対策推進法（以下、温対法）に基づく政府実行計画に、公共建築物への原則設置が盛り込まれた。設置可能なものに絞ると、2030年度までに50%（7.9GW_{AC}）、2040年度までに100%（15.9GW_{AC}）の建物で設置することが政府全体の目標となっている²⁹。

公共施設の4割を占める学校施設については、文部科学省が2022年度に「学校施設の脱炭素化に関するワーキンググループ」を開催し、「2050年のカーボンニュートラルの実現に資する学校施設のZEB化の推進について」という報告書の中で、太陽光発電設備のさらなる導入の必要性が確認されるとともに、今後の方向性の取りまとめが行われた³⁰。

²⁷ 株式会社資源総合システム「日本市場における2030年に向けた太陽光発電導入量予測（2022年版）」（2022年3月）

²⁸ 自社で太陽光発電システムを所有し運転を行う場合と、発電事業者が所有し、そこから電力供給を受けるオンサイトPPAと呼ばれる2つのモデルがある。

²⁹ 環境省「公共施設への太陽光発電の導入等について」（第20回再生可能エネルギー等規制等総点検タスクフォース、2022年3月31日）

³⁰ 学校施設の在り方に関する調査研究協力者会議

(https://www.mext.go.jp/b_menu/shingi/chousa/shisetu/066/index.html)

インフラ施設

上記の公共建築と重複する部分もあるが、空港や鉄道などの運輸部門、上下水道施設など、あらゆる公的なインフラについて、可能な限りの再生可能エネルギーの導入を進めることが、国土交通省の環境行動計画などに盛り込まれている。

道路および関連する建物や土地への設置については、料金所やトイレなどの屋根、中央帯や未利用地などの利用についての技術面での考え方が整理され、今後の導入が期待される³¹。

駐車場

駐車場はその用途の特性上、多くが建物に隣接し、広い面積を有するものも多い。建物での自家消費に加えて、電気自動車（EV）の充電設備の導入とも相性がよい。そのため、環境省の補助事業も始まっており³²、今後の成長が期待できるセグメントである。

新規技術による導入

建築物への導入を加速させるための技術開発も行われている。従来よりも軽量化と効率の向上を図ることで、これまで設置が難しかった狭小住宅や、狭い屋根スペースを活用して搭載枚数を増やすなど、日本の市場環境に合わせた技術開発が行われている。

また、壁面への垂直設置や、外壁やバルコニーの手すりなどの建材一体型の製品が市場に投入され始めている他、ロールスクリーン一体型のように実証実験が始まっているものもある。こうした新たな製品が、設置場所の可能性をさらに広げると考えられる。

発電効率が高く、かつ軽量で曲げることができるペロブスカイト型太陽電池については量産化に向けて研究開発が進んでおり、壁面など設置可能な場所を増やすことにつながることを期待されている。

図 2-3：建材一体型太陽光発電設備の例

(左：採光型パネルの屋根、中央：バルコニーの手すりとの一体型、右：ロールスクリーン一体型)



出典) AGC 株式会社、株式会社カネカ、株式会社 LIXIL

³¹ 国土交通省道路局「道路における太陽光発電設備の設置に関する技術面の考え方（案）」（第 18 回道路技術小委員会 配付資料、2023 年 3 月 13 日）

³² 環境省令和 3 年度二酸化炭素排出抑制対策事業費等補助金（PPA 活用等による地域の再エネ主力化・レジリエンス強化促進加速化事業）のうち再生可能エネルギー事業者支援事業費（駐車場を活用した自家消費型太陽光発電設備（ソーラーカーポート）の導入を行う事業）

4. 土地系太陽光発電開発の可能性と課題

野立てとも呼ばれ、地上に架台を建設しての太陽光パネルの設置は、FIT 開始以降もつとも導入が進んだ設置形態である。これまでは、FIT 買取価格が高額であったことから、投資目的での大規模な案件が多かった。しかも、一定規模でまとまって存在する農地³³は転用規制が厳しいことから、結果的に森林を伐採しての開発が増えた。このことにより、地域での反対を招く事案も少なからず存在した。

しかし、FIT 価格の低下により造成費用の負担が難しくなったこともあり、森林を開発しての案件は減少している。一方で、農地の一時転用が認められたことにより、営農型の太陽光発電や、農業振興農地以外の耕作放棄地を活用しての小規模な案件が各地で増加しており、今後の成長の主軸になると予想される。

一方で、今後増加すると想定される低圧・高圧の太陽光発電については、ローカル系統もしくは配電系統と呼ばれる下位系統に接続する必要がある。これら系統についても接続時の課題を解決するために、基幹系統と同じくノンファーム型接続が 2023 年 4 月から適応されることが決まっているが、混雑状況の分析・情報公開などが行われる必要がある。

森林・ゴルフ場

森林については、保安林以外の普通林であれば、1ha 未満については伐採届で、1ha 以上でも林地開発許可などで開発を行うことができた。そのため、1ha 以上の林地開発だけで、多い年で 3,000ha 以上の森林が開発され、2021 年度までの累計で 8GW 程度が導入されたと推計される。

一方で、FIT 買取価格の低下とともに、このような開発は減少傾向にあり、1ha 以上の開発については 2020 年と 2021 年は 1,000ha を下回った。加えて、森林法が改正され、太陽光発電のための林地開発許可の面積下限が 0.5ha に変更され、法令違反に対する対応の厳格化などが制度化された。こうしたことにより、林地開発を伴う太陽光発電の導入は減少していくと考えられる。

FIT を活用して、ゴルフ場としての経営が不採算な場所を中心に、ゴルフ場から太陽光発電への転換も相当程度あったと考えられる。ただし、会員権の精算が必ずしも容易ではないことなどから、今後の転用は限定的なものにとどまると見込まれている³⁴。

農地

転用が難しいとされる農地であるが、太陽光発電の導入は確実に進んでいる。2015 年から 2020 年まで毎年 1,250~2,000ha 弱 (8,000~10,000 件) が転用され、期間中の平均導入量は 1.2~1.6GW/年、累積導入量は 11GW 以上と推計され、これは森林での開発量を上回る。これらの案件の平均面積は 0.17ha/件と小規模であり、転用可能な第二種農地に

³³ 農業上の利用を確保すべき土地として市町村に指定されると、他用途への転用は禁止となる（農業振興地域制度）。

³⁴ パシフィコ・エナジー株式会社「再エネ導入見通しについて」（第 27 回再生可能エネルギー大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会、2021 年 3 月 12 日）

において、後継者不足などの理由で農業経営の継続が難しくなった場合の土地の有効活用
の手段として、太陽光発電が選択されてきたものと考えられる。

一方で近年は、高い架台に設置された太陽光パネルの下で農業生産も行う、営農型太陽
光発電（ソーラーシェアリング）の導入量が伸びている。足元の導入量については、一時
転用許可実績ベースで見ると、2020年には779件にまで増加した。FITの事業計画認定
ベースでも、低圧案件（50kW未満）だけで2020年度に3,559件、2021年度には4,070
件と増加傾向であることが確認できる。さらに、これまでの平均容量は150kW程度だっ
たが、特別高圧もしくは高圧規模の大型の計画も発表されている。

営農型であれば、農用地区域内農地と第1種農地であっても一時転用が認められ、「周
辺の農地の平均水準と比べ8割以上」とされてきた単収³⁵要件も撤廃されたことが導入を
後押ししている。また、営農型太陽光発電は社会的な受容性が高く、農業の自家用電源と
して活用可能な他、企業のPPA締結先としてニーズが高まっていることから、今後増加
していくことが期待されている。

図 2-4：営農型太陽光発電の事例（大木戸ソーラーシェアリング）



出典）千葉エコ・エネルギー株式会社

環境省 REPOS（再生可能エネルギー情報提供システム）における営農型を前提とした
耕地での太陽光発電ポテンシャルは、田が298.6GW、畑が472GWと非常に大きい。営農
型太陽光を促進する事業者団体であるASPEn（一般社団法人太陽光発電事業者連盟）は、
2030年時点で45GW_{AC}、2050年には90GW_{AC}の導入を提言している。

水上（ダム・ため池・湖沼・海面など）

水上設置について、NEDO（国立研究開発法人新エネルギー・産業技術総合開発機構）
が38.8GWというポテンシャルを示している³⁶。そのうち、ため池については、環境省が
4.4GWのポテンシャルがあると推計している³⁷。水上設置は夏期のパネル表面温度の上昇
を緩和するとともに、パネルの影になった部分の湖水温度が低下することで、対流を作り

³⁵ 単位面積あたりの収量または収入

³⁶ NEDO「再生可能エネルギー技術白書（第2版）」（2014年2月）

³⁷ データ利用許諾が得られたもののみ。（株）エックス都市研究所ら「令和3年度再エネ導入ポテンシャルに係る
情報活用及び提供方策検討等調査委託業務報告書」（2022年3月）より。

出し、水質の向上につながるなどのメリットがあることも報告されている。一方で、強風に煽られたことによる火災などの事故を受けて、導入の手引き³⁸や施工ガイドライン³⁹などが整備されるとともに、フロート（浮き）の改良も進んでおり、今後の着実な普及が期待されているところである。

その他

これらに加えて、雑草地や裸地、篠地（笹地）などの土地については、太陽光パネル設置が物理的に容易であり、自然環境保全地域や鳥獣保護区などの条件を除いても、130GWのポテンシャルがあるという研究もある⁴⁰。

5. 2035年までの導入量の推計

以上より、大きくは建物系と土地系（地上設置型）に分け、各セグメントの2035年度時点における導入量を推計した。政府の政策的な目標の多くは、ACベースの容量表示になっているため、調達価格算定委員会で報告されている「過積載率」の実績およびJPEAのビジョンを参考に、建物系については125%、土地系については140%を乗じてDCベースの容量に変換した。

建物系：2035年度末に159GW

住宅については、第6次エネルギー基本計画では2030年までに新築住宅の6割の導入が目標とされている。しかし、自然エネルギー電力を増加させることの緊急性を鑑み、2035年には、原則すべての新築住宅に太陽光発電設備が導入される必要がある。東京都や川崎市など先進的な自治体はすでに、新築住宅への設置義務制度を導入しており、設置率は着実に高まっていくと予想され、これを加速化させることが重要である。

そのため、2030年度には80%、2035年度には95%の導入率が達成されると想定した。また、一軒あたりの搭載量についても、省スペース化や軽量化が進むことで、現状の5.3kW/軒から2030年には6.0kW/軒に増加し、2035年にかけても同様のペースで上昇するとした。住宅着工数予測のうち、戸建て新築着工数にこの導入率および1軒あたりの設備容量を乗じて、日本全体の導入量を計算する。既築住宅についても、軽量化および省スペース化などの技術開発により、年間4%の割合で導入件数が増加するとした。

集合住宅については、FIT/FIP制度においても、10-20kWの屋根設置についても、配線図等から自家消費を行う構造が確認できれば、30%以上の自家消費をしているものとしみなして、余剰分をFIT/FIPで売電できるような導入促進政策が取られるようになった。こうした政策を適切に実施することで、およそ0.1GW/年のペースで今後の導入が確実に進み、期間中に1.5GWが導入されると想定した。

³⁸ 農林水産省「農業用ため池における水上設置型太陽光発電設備の設置に関する手引き」（農林水産省農村振興局、2021年9月）

³⁹ NEDO「水上設置型太陽光発電システムの設計・施工ガイドライン（2021年版）」（2021年11月）

⁴⁰ 「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、2019年3月）

公共施設については、既導入量が 1.9 GW_{AC} (2.4GW) あるが、2040 年度までに 100% (17.5GW=15.9 GW_{AC})、2030 年度までに 50% (9.9GW=7.9 GW_{AC}) というのが政府目標となっているが、2040 年度の目標を前倒しで達成し、2035 年度に 100%、2030 年度には 75%の搭載率とする。なお、政府目標には、老朽化した物件などはあらかじめ控除されている。

これに加えて、空港や鉄道など民間も含めたインフラ系の建築物や駐車場については、「空港の再エネ拠点化等の推進」により 2030 年までに 2.3 GW_{AC} が導入されるなど、国交省を中心とした政策的イニシアティブにより 5 GW_{AC} (6.3GW) の導入を見込む。

一般建物については、経済的な障壁はほぼなくなっており、設置スペースの制約などを除けば、ポテンシャルのほぼ全てが使われてもおかしくない。まず、工場・倉庫については、REPOS で推計されているポテンシャル 25GW のうち 20GW が導入されるとする。加えて、その他建物では、230GW 以上のポテンシャルがあるが、業界見通しなどを参考に、2035 年までには 35GW の導入を見込んだ。加えて、オンサイト PPA 補助金（環境省・経産省連携事業）により、経済的な条件が十分でないところについても導入が進み、10GW_{AC} (12.5GW) の目標が達成されるものとする。

最後に、新用途として、建材一体型などの新製品開発により、壁面や手すりなどの導入が進む。加えて、政府は、2030 年までにペロブスカイトの GW 級の量産体制が構築されることを目標としている⁴¹。これらにより、2035 年までについては、累計で 7GW が導入されると見込む。

以上をまとめると、2022 年度以降の導入量は 127.4GW となる。これに 2021 年度までの導入量 31.6GW と合わせると、2035 年度の累積導入量は 159GW になる（表 2-1）

⁴¹ 西村 GX 実行推進担当大臣兼経済産業大臣提出資料「GX 実現に向けた基本方針（案）参考資料」（2022 年 12 月 22 日）

表 2-1：2035 年までの建物系の導入量（GW）

区分		2021 年度まで	2022 年度以降	2035 年度末	
建物系	住宅	戸建て（新築）	18.4	45.8	
		戸建て（既築）	16.6		9.2
		集合住宅			1.5
	非住宅	公共建築	2.4	17.5	19.9
		インフラ（建物）	12.6	6.3	93.4
		工場・倉庫		20.0	
		その他一般建物		35.0	
		国支援分		12.5	
		新用途（壁面等）	0.0	7.0	
	建物系・計	31.6	127.4	159.0	

出典)自然エネルギー財団作成

土地系（地上設置型）：2035 年度末に 121GW

土地系の導入については、とりわけ地域と調和したかたちでの導入を進める必要がある。改正された改正温対法などに基づき、地域内の未利用地を「促進地域」として指定するなど、地域の空間を有効に活用していくことが前提となる。

また、もう一つの課題であるローカル系統への接続については、適切なシミュレーションを行うための混雑状況についての情報の蓄積・公開を更に進めることで、適切な立地に電源を誘導し、必要な場合には配電系統や変電所の増強が行われることが前提となる。

まず、既認定案件のうち未稼働のものが 22.4GW(16 GW_{AC})があるので、長期エネルギー需給見通しでの想定と同じく 75%稼働とすると、今後 16.8GW(12G GW_{AC})程度の導入があると想定される。森林等の開発はここに含まれるが、2022 年度に改正された林地開発許可制度に適切に従うなど、これまで以上に環境に配慮した施工とすることが重要である。ゴルフ場については、業界見通しのペース（50 MW_{AC}/件×10 件/年）⁴²で導入が進むものとする。

農地を利用するものは、農業と共生的な導入が進むことが想定される。農地を転用する場合も、農業の担い手不足で、農地の集約化と規模拡大が進む中で、一部の土地を太陽光発電の開発に供することで、農家単位もしくは地域単位での収入源を生み出すことができる。加えて、省労力化のためにスマート農業と呼ばれるようなロボットや IoT などの先端技術を活用しての高度な管理が必要になってくるが、必要な電力需要を自家発電できるようになることが、経営面でのメリットをもたらす可能性がある。

⁴² パシフィコ・エナジー株式会社「再エネ導入見通しについて」（第 27 回再生可能エネルギー大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会、2021 年 3 月 12 日）

このような想定の下、農地を転用しての開発（営農廃止）については、今後はややペースが落ちるものの、1.0GW/年ペースで導入が進むとして、15GWの追加導入を見込む。このときの転用面積は1,200ha/年程度に相当し、28万haある荒廃農地（再生利用不可能19.2万haおよび再生利用可能9.1万ha）の一部が活用されることが想定される。一方、担い手不足などの要因で農地面積は過去5年間では毎年2.5万haのペースで減少しており、これだけの量の太陽光発電を導入したとしても、全体の減少面積の5%程度と限定的である。

これに加えて、営農型については、農林水産省を中心とした積極的な支援が行われることで開発も加速することが期待され、毎年1.0GW/年のペースで導入が進み、2035年には15GWを見込んだ。この時の必要面積は1,200ha/年程度であり、転用防止に貢献する他、再生利用可能な荒廃農地（9.1万ha）の一部が活用されることで、農地の保全にも貢献する。

その他の土地を活用した開発も確実に進むと予測される。具体的には、ため池などの水上設置、大型の駐車場、道路・鉄道などその他インフラ系の土地である。これについては、事業者ヒアリングなどに基づき、合計で17GWの導入を見込んだ。

以上をまとめると、2022年度以降の導入量は73.6GWとなる。これに2021年度までの導入量47.6GWと合わせると、2035年度の累積導入量は121.2GWになる。

表 2-2：2035 年度までの土地系の導入量（GW）

区分		2021 年度まで	2022 年度以降	2035 年度末	
土地系	既認定	47.6	16.8	64.4	
	ゴルフ場		9.8	9.8	
	農地		農地（営農廃止）	15.0	15.0
			農地（営農型）	15.0	15.0
	その他		17.0	17.0	
	土地系・計		47.6	73.6	121.2

出典)自然エネルギー財団作成

以上をまとめると、2035年度時点では、建物系で159GW、土地系で121GWの合計280GWが導入される。

2030年度については、期間平均導入量から、建物系で113.5GW、土地系で95.0GWの合計208.4GWの導入が必要である。現行のエネルギー基本計画と比較すると、2030年の野心的水準は117GW_{AC}であるが、DCベースではおよそ164GWに相当する（過積載率140%で計算）。同計画では毎年10GW程度の導入量が想定されていることになり、2035年まで同じペースで導入が進めば214GWになる。本推計との乖離は少なくなく、2030年目標の引き上げが不可欠であることが分かる。

発電量

発電容量はすべて DC ベースで表記しているため、設備利用率については、過積載率の考慮前の値とし、一律 14.0%を採用した。これに基づき計算を行うと、発電量は 343.7TWh となる。

表 2-3：2035 年度の太陽光発電の年間発電量の予測（まとめ）

		導入量 (GW)	設備利用率 (%)	発電量(TWh)
建物系	住宅	45.8	14.0	56.1
	非住宅	113.3	14.0	138.9
土地系		121.2	14.0	148.6
合計		280.2	—	343.7

出典)自然エネルギー財団作成

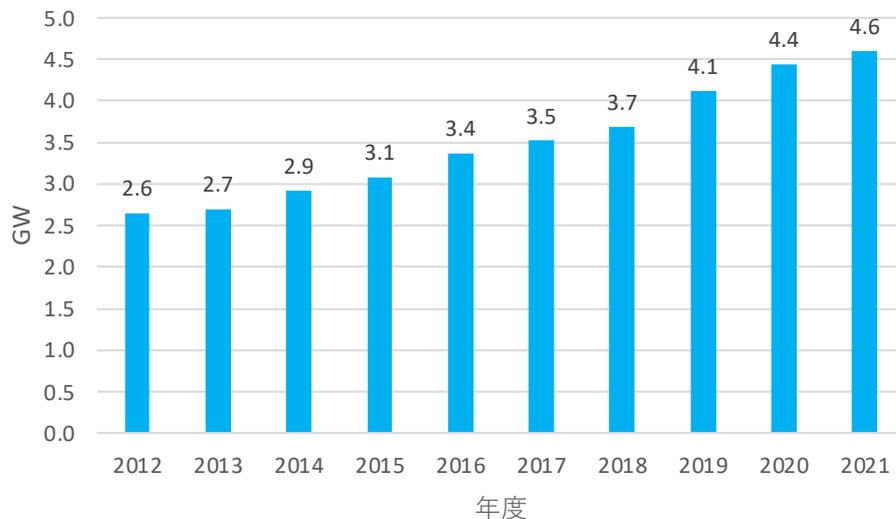
第3章 風力発電の導入可能性

1. 風力発電の導入状況

現在の導入状況

2021 年度末現在の風力発電の導入量は、風力発電業界団体である日本風力発電協会 (JWPA) によると 4.6GW で、そのうち洋上風力は 135MW である。風力発電が供給する電力量は、総合エネルギー統計によると 9.43TWh (2021 年度) である。

図 3-1：日本の風力発電の累積設備容量



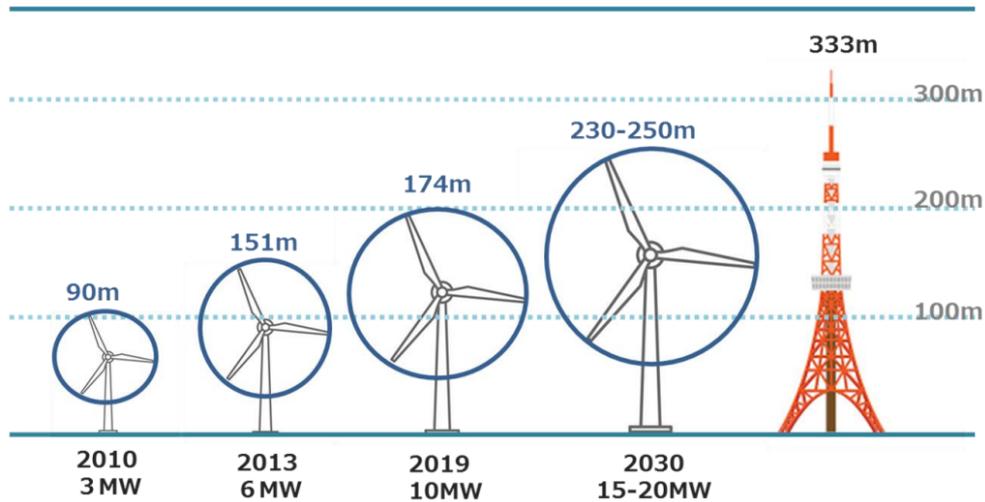
出典)JWPA データより自然エネルギー財団作成

日本で風力発電の導入は 1990 年代後半から始まり、FIT 制度開始前に既に 2.5GW の風力発電所が稼働していた。FIT 制度の下で事業計画認定を受けた案件は 2022 年 9 月末時点で 13.8GW に上るが、稼働を開始したものは 2.4GW に留まる⁴³。その背景には、電力系統への接続や環境アセスメント手続の長期化などのさまざまな課題があり、導入に時間とコストがかかっていることが指摘されている。

これまでの開発は主に陸上で行われてきたが、近年は洋上での開発が注目されている。とりわけ、四方を海に囲まれる日本では、洋上風力のポテンシャルに対する期待は高い。洋上風力は、沖合の強い風をより効率的に利用できるよう、風車の大型化も進んでいる (図 3-2)。世界では、大規模化が可能な電源として自然エネルギーの導入加速化を支えている。

⁴³ 経済産業省資源エネルギー庁ウェブサイト「再生可能エネルギー電気の利用の促進に関する特別措置法 情報公表用ウェブサイト」2023 年 2 月 17 日更新のデータによる。<https://www.fit-portal.go.jp/PublicInfoSummary>

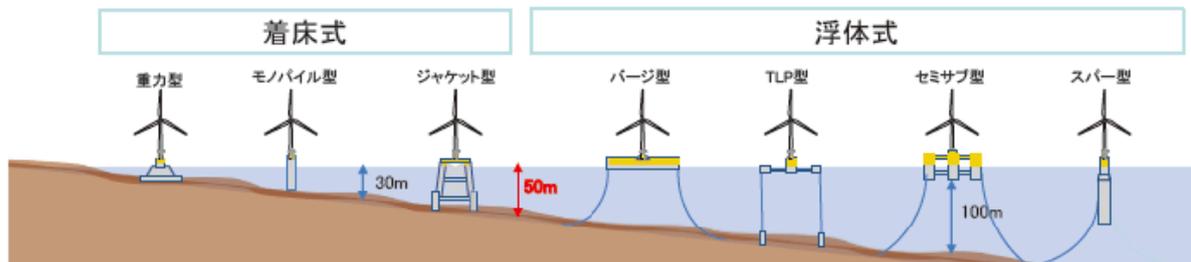
図 3-2：洋上風力発電の風車の大型化



出典) 資源エネルギー庁「浮体式洋上風力発電に関する国内外の動向等について」経済産業省 産業構造審議会 グリーンイノベーションプロジェクト部会 グリーン電力の普及促進分野ワーキンググループ (第4回) (2022年12月26日) 資料4
https://www.meti.go.jp/shingikai/sankoshin/green_innovation/green_power/pdf/004_04_00.pdf

また、浮体式洋上風力の技術 (図 3-3) により、沿岸域で水深が深くなる日本の海でも、そのポテンシャルの活用が可能となっている。

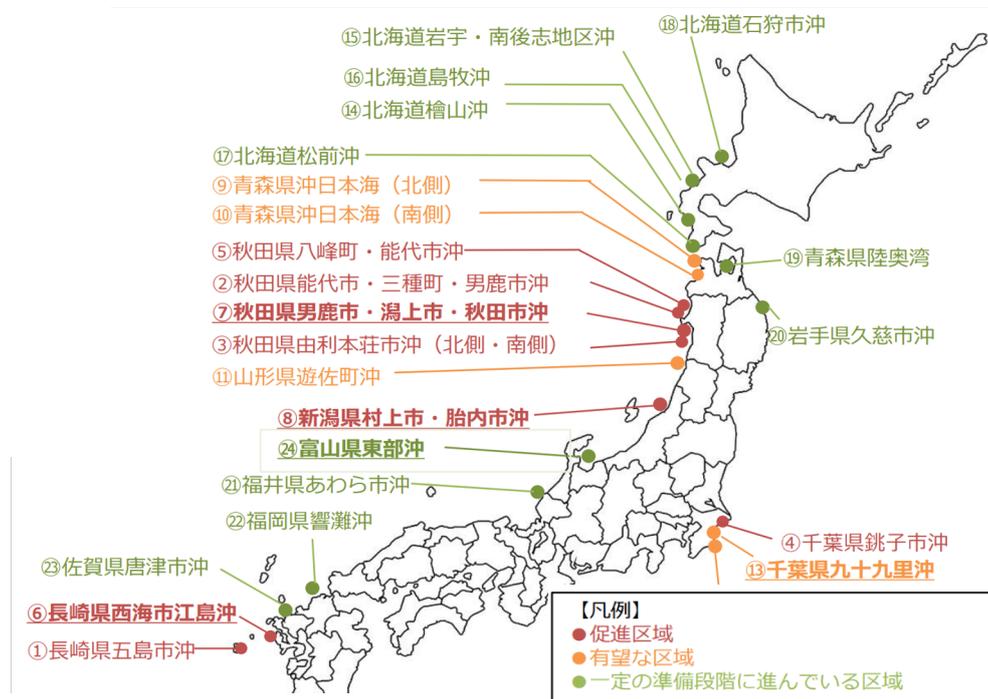
図 3-3：主な洋上風力発電設備の形式



出典) 国土交通省「国土交通白書 2022」図表 1-2-2-5
<https://www.mlit.go.jp/hakusyo/mlit/r03/hakusho/r04/html/n1222000.html> (一部)

日本での洋上風力の開発は、港湾区域での開発に向けた港湾法改正 (2016 年施行) に続き、一般海域を対象とする海洋再生可能エネルギー発電設備の整備に係る海域の利用の促進に関する法律 (再エネ海域利用法) の制定によって、2019 年以降本格的な取り組みが始まった。これまでに合計 3.5GW の案件が形成されている (図 3-4)。

図3-4：再エネ海域利用法に基づく海域指定の状況（2022年9月末現在）



（注）下線は2022年度に新たに追加した区域

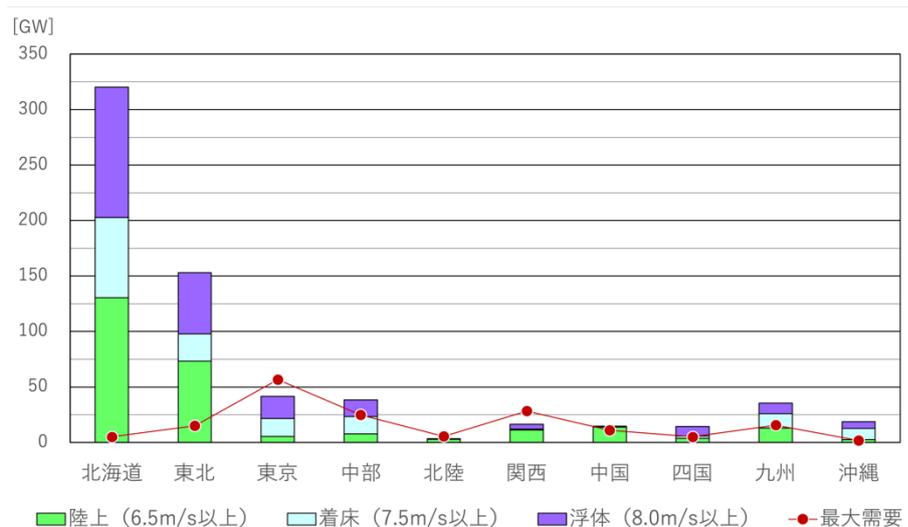
出典 資源エネルギー庁「国内外の再生可能エネルギーの現状と今年度の調達価格等算定委員会の論点案」経済産業省 調達価格等算定委員会（第78回）（2022年10月12日）資料1
https://www.meti.go.jp/shingikai/santeii/pdf/078_01_00.pdf (p.28 より一部抜粋)

導入ポテンシャル

環境省が2022年5月に公表した報告書⁴⁴を基に試算すると、全国の風力発電のポテンシャルは、陸上風力で264GW（風速6.5m/s以上を想定）、洋上風力で392GW（着床式は風速7.5m/s以上、浮体式は風速8.0m/s以上を想定）であり、合計で656GWに上る。洋上風力の内訳をみると、着床式の156GWに対して浮体式は236GWであり、浮体式のポテンシャルがより大きい。ただし、導入ポテンシャルの49%は北海道に、23%は東北地方にあり、両地域は最大需要電力を大きく上回るなど地理的な偏在が大きい（図3-5）。

⁴⁴ 令和3年度再エネ導入ポテンシャルに係る情報活用及び提供方策検討等調査委託業務報告書（2022年5月）
<https://www.renewable-energy-potential.env.go.jp/RenewableEnergy/report/r03.html>

図 3-5：風力発電のポテンシャルと 2021 年度最大需要実績



出典) 環境省 令和元年度再生可能エネルギーに関するゾーニング基礎情報等の整備・公開等に関する委託業務報告書を基に自然エネルギー財団作成

政府や業界団体等の導入見込み

第 6 次エネルギー基本計画での 2030 年の陸上風力発電の導入見通しは、現行政策努力継続ケースで 13.3GW (25.3TWh)、政策対応強化ケースで 15.9GW (30.2TWh) である。政策対応強化ケースでは、風力発電における環境アセスメント対象の見直し等(約 2GW) や、改正温対法による環境情報調査や地域合意形成等の自治体支援 (0.6GW) による追加導入を見込む。また、洋上風力発電については、現行政策努力継続ケースで 1.7GW (4.9TWh)、政策対応強化ケースでは、国が選定事業者の事業立ち上げをサポートすること等を想定し 3.7GW (10.7TWh) を見込んだ。加えて、2030 年度の温室効果ガス 46%削減に向けた野心的水準として、系統増強等を通じて陸上風力 17.9GW (34.2TWh)、洋上風力 5.7GW (16.7TWh) の導入見込みを公表した。

上記の導入見込みは、2020 年 12 月に発表された「洋上風力産業ビジョン (第 1 次)」が掲げた、2030 年までに 10GW (年間 1GW 程度を 10 年間継続)、2040 年までに浮体式を含む 30~45GW の案件形成を実現するとの政府目標を踏まえたものである⁴⁵。さらに政府は、GX 基本方針の中で、浮体式洋上風力の導入目標の設定や、排他的経済水域 (EEZ) での開発を進めるための法整備などを表明している。

同時に、国が進める全国大の系統整備計画 (マスタープラン) の中では、陸上風力・洋上風力双方の地理的ポテンシャルや上記の目標を踏まえた系統増強案が検討されている。GX 基本方針では、マスタープランに基づき全国規模での系統整備や海底直流送電の整備を進めることとし、北海道からの海底直流送電については 2030 年度を目指して整備を進めることを明らかにした。こうした動きは、2035 年にかけて、風力発電のさらなる導入に向けた環境を整えていくものと期待される。

⁴⁵ 洋上風力の産業競争力強化に向けた官民協議会「洋上風力産業ビジョン (第 1 次)」(2020 年 12 月 15 日)
https://www.meti.go.jp/shingikai/energy_environment/yojo_furyoku/pdf/002_02_02_01.pdf

JWPA は、2050 年カーボンニュートラルの実現を目指し、より意欲的で明確な中長期導入目標の設定が必要であるとして、2030 年に陸上風力 18~26GW と洋上風力 10GW、2040 年に陸上風力 35GW と洋上風力 30~45GW、2050 年には陸上風力 40GW と洋上風力 90GW (合計 130GW) の目標値を示している。

図 3-6 : JWPA による中長期導入目標

- **2030年：洋上風力10GW+陸上風力18~26GW**
 - 中間点として目標を設定
 - 投資判断に最低限必要な市場規模(洋上は1GW程度×10年間)
- **2040年：洋上風力30~45GW+陸上風力35GW**
 - 産業界が投資回収見通し可能な市場規模(年間当り2~4GW程度)
 - 世界各国と肩を並べる競争環境を醸成できる市場規模
- **2050年：洋上風力90GW+陸上風力40GW=130GW**
 - 政府目標：温室効果ガス排出量80%削減に相応しい目標値
 - 2050年推定需要電力量に対して風力により30%以上を供給

出典) JWPA 「2050 年カーボンニュートラルの実現に向けた 2030 年の風力発電導入量のあり方」 経済産業省総合エネルギー調査会省エネルギー・新エネルギー分科会/電力・ガス事業分科会再生可能エネルギー大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会 (第 28 回) (2021 年 3 月 15 日) 資料 5
https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/denryoku_gas/saisei_kano/pdf/028_05_00.pdf

2. 発電コストの現状と今後

日本の風力発電のコストは世界に比べて高いのが現状である。例えば、世界の陸上風力のコストは、資源エネルギー庁によると 2022 年上半期で 5.2 円/kWh であり⁴⁶、日本は下記に述べるとおりその 2.5~3 倍に近い。風況などの自然環境を除いても、高い資本費と運転維持費が高コストの要因と指摘される⁴⁷。洋上風力については本格的な導入が始まったばかりで、日本の実例自体が少ない。

他方、風力発電の大量導入とコスト低減は、車の両輪となって実現されるものである。技術の進歩とともに市場規模と導入量の拡大が、コスト低減の大きな要因となると見込まれる。

陸上風力発電

陸上風力発電は、ここ数年はコストの低減が実現されていないのが現状である。直近の発電コストは、自然エネルギー財団の推計では 12.8 円/kWh(2021 年)、ブルームバーグ NEF では 12.8 円/kWh(2022 年)、資源エネルギー庁で 14.9 円/kWh (2022 年上半期) であり、おおよそ 13~15 円程度であることがわかる。一方で、ここから 2030 年に向けて、

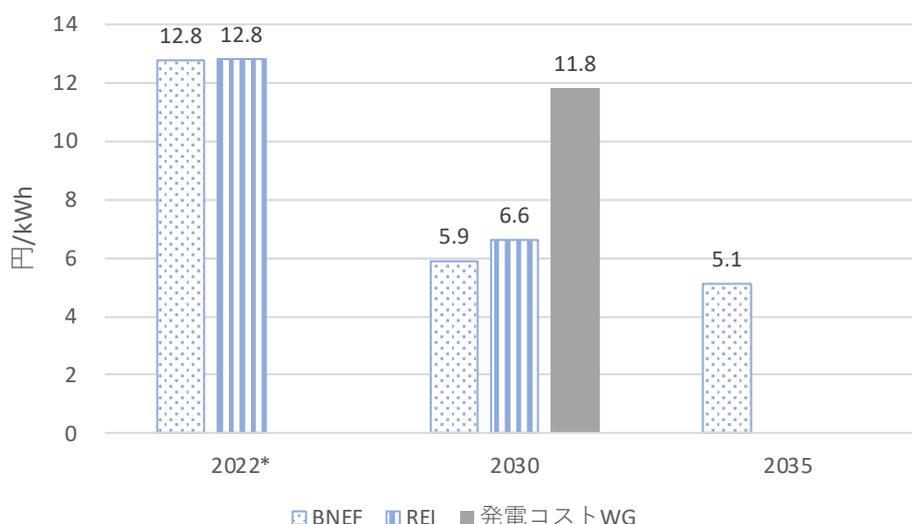
⁴⁶ 資源エネルギー庁「国内外の再生可能エネルギーの現状と今年度の調達価格等算定委員会の論点案」調達価格等算定委員会 (第 78 回) (2022 年 10 月 12 日) 資料 1 p.11
https://www.meti.go.jp/shingikai/santeii/pdf/078_01_00.pdf

⁴⁷ IRENA “Renewable Power Generation Costs in 2021” (2022)

大きくコスト低減が進むとみられ、自然エネルギー財団の推計では 6.6 円/kWh、ブルームバーク NEF (BNEF) では 5.9 円/kWh となっている。

このコスト低減の背景は、風車の大型化がある。これは 1 基あたりの出力が大きくなることのみならず、ハブ高の高度化やブレードの長尺化による発電量の増大（設備利用率の向上）が寄与すると考えられる。他方で、政府の発電コスト WG は、適地が減少することを強調し、こうした技術的な改善について考慮しておらず、2030 年の発電コスト見通しについて保守的となっている。2035 年の見通しについては、ブルームバーク NEF のみが示しており、5.1 円/kWh としてさらなるコスト低減が見込めるとしている。

図 3-7：陸上風力発電の発電コスト(見通し)(運転期間 25 年)



(注) 財団の 2022 年の数値は、2021 年値。アンケート調査のデータより推計した。耐用年数：すべて 25 年としている。割引率：BNEF は、3.3%+インフレ率として算定しているが、発電コスト WG および REI は 3%とし、インフレ率は見込んでいない。系統接続コストはどの算定にも含まれていない。また、BNEF の計算は 2021 年の米ドル価格で行われているため、2021 年の平均為替レート（1 ドル 110 円）で日本円に換算した。

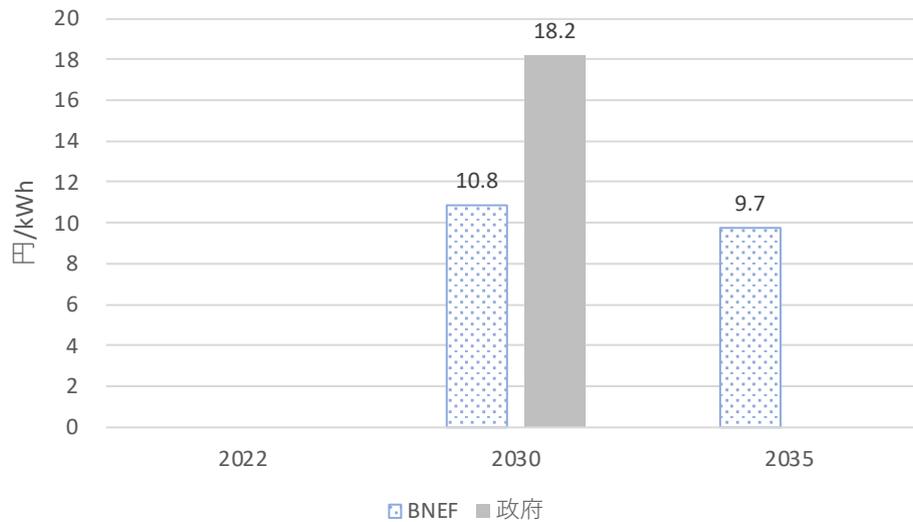
出典) 「日本の陸上風力発電の技術動向とコストに関する分析」(自然エネルギー財団、2022 年 3 月)、ブルームバーク NEF(2H 2022 LCOE Update, 2022)、発電コスト検証ワーキンググループ「発電コスト検証に関するとりまとめ(案)」(2021 年)より自然エネルギー財団作成

洋上風力発電

日本では洋上風力発電はこれから本格的な導入が見込まれる。政府の発電コスト WG は 2030 年の見通し（25 年運転）を 18.2 円/kWh としている。また、2020 年 12 月に公表された「洋上風力産業ビジョン（第 1 次）」では、着床式の発電コストを、2030~2035 年までに 8~9 円/kWh とするコスト低減目標を設定している⁴⁸。他方、ブルームバーク NEF は 10.8 円/kWh、35 年には 9.7 円/kWh と見込む。なお、2030 年に運転開始予定の秋田県由利本荘市沖の洋上風力発電(819MW)は、20 年の買取期間を 11.99 円/kWh で落札している。ブルームバーク NEF は 2035 年にかけて、10 円/kWh を下回る水準に発電コストが低減すると見込む。

⁴⁸ 前掲注 45

図3-8：洋上風力発電の発電コスト(見通し)(運転期間25年)



(注) 割引率：BNEFは、3.3%+インフレ率として算定しているが、政府試算では3%とし、インフレ率は見込んでいない。系統接続コストはどの算定にも含まれていない。また、BNEFの計算は2021年の米ドル価格で行われているため、2021年の平均為替レート(1ドル110円)で日本円に換算した。

出典) ブルームバーグNEF“2H 2022 LCOE Update, 2022”、発電コスト検証ワーキンググループ「発電コスト検証に関するとりまとめ(案)」(2021年)より自然エネルギー財団作成

3. 風力発電開発の動向

風力発電の導入量を規定するさまざまな要因のうち、重要な要素である環境アセスメントと系統連系の状況について検討し、導入量の推計に活用する。

環境アセスメントの状況

50MW以上の風力発電設備の建設は、環境影響評価法による環境アセスメントの実施が義務付けられている⁴⁹。このプロセスには数年かかるため、計画から建設期間を含めて、運転開始までに5~10年程度かかると予想される。したがって、現在の環境アセスメントの状況は、2035年度の導入可能性を推定するうえで重要となる。

環境アセスメントの手続には、配慮書、方法書、準備書、評価書、報告書の5段階がある。一般的に、準備書手続、方法書手続に入っているものは、アセスメントのための調査を実施済みあるいは実施中であり、事業実現の可能性は高い。他方で、配慮書手続中のものは、事業計画の初期段階であり、環境保全のための配慮事項を検討中とはいえ、事業規模なども流動的で、計画変更や中止がありうる。2023年2月28日時点の各段階の設備容量は表3-1の通りであり、合計で81.8GWである。そのうち、方法書以降のものが、33.2GWである。

⁴⁹ 環境影響評価法による環境アセスメントの実施が義務づけられる風力発電設備の規模が50MW以上となったのは、2021年10月31日からである。それ以前は10MW以上の風力発電設備が対象であったため、現在アセスメント手続中の案件には、50MW未満のものも多く含まれている。

表 3 -1：風力発電の環境アセスメント手続中の設備容量

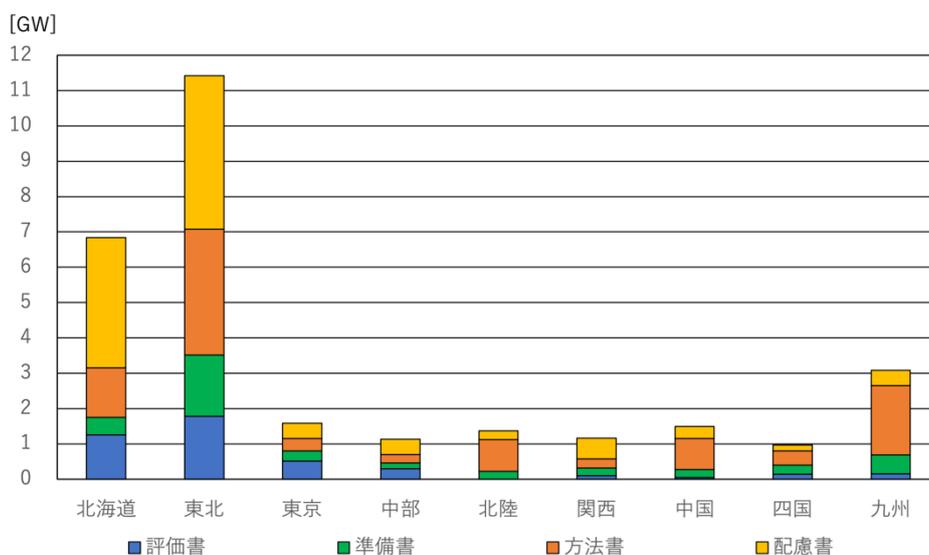
	配慮書	方法書	準備書	評価書	報告書	合計
陸上設備容量(GW)	10.7	10	4.1	4.3	0.7	29.7
洋上設備容量(GW)	37.9	13.3	0.3	0.5	0	52.1
合計設備容量(GW)	48.6	23.3	4.8	4.8	0.7	81.8

出典) 環境省「環境影響評価情報支援ネットワーク」(<http://assess.env.go.jp/>) より自然エネルギー財団作成

陸上風力

2023年2月28日時点で、環境アセスメント実施中は29.7GWであり、そのうち、配慮書段階が10.7GW、方法書以降が19.1GWであり、評価書段階以降に至っているものは5.0GWである。地域的にみると、東北エリア(11.8GW)、北海道エリア(7.0GW)、九州エリア(3.2GW)の順でアセスメント実施中の設備容量が多い(図3-9)。2020年2月から2023年2月までの直近3年間における環境アセスメント実施中の年平均増加量は、準備書以降が0.9GW、方法書が1.0GW、配慮書が1.3GWである。

図 3 -9：陸上風力の環境アセスメント実施状況(2023年2月28日現在)



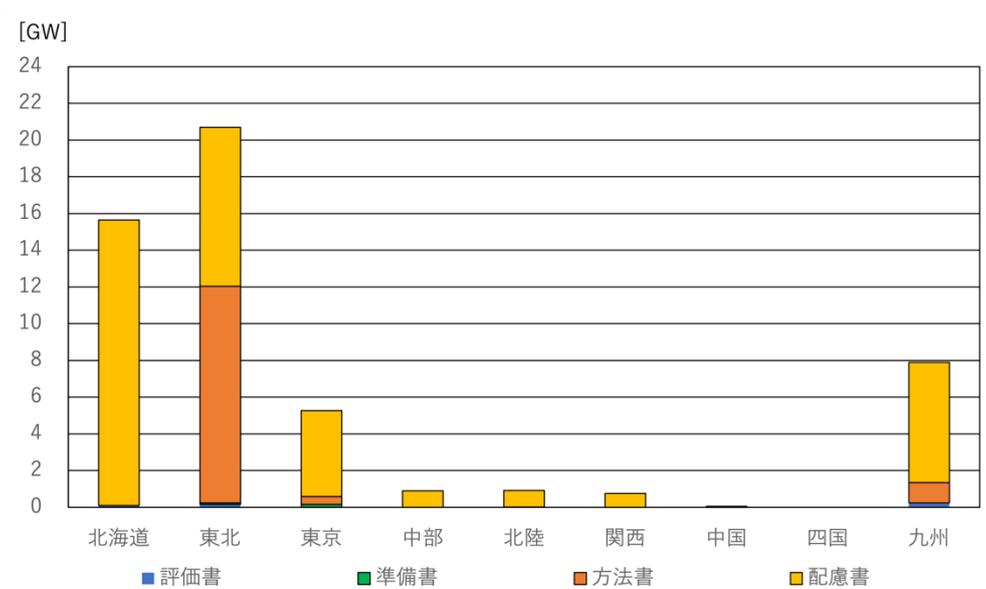
出典) 環境省 環境影響評価情報支援ネットワーク (<http://assess.env.go.jp/>) より自然エネルギー財団作成

洋上風力

2023年2月28日時点で、環境アセスメント実施中は52.1GWあり、そのうち、配慮書段階が37.9GW、方法書段階以降が14.2GWであり、評価書段階に至っているものは0.5GWのみである。地域別にみると、東北エリア(20.7GW)、北海道エリア(15.6GW)、九州エリア(7.9GW)の順にアセスメント実施中の設備容量が多い(図3-10)。直近3年間における環境アセスメント実施中の年平均増加量は、手続きが進んだことにより準備書以降はマイナス0.4GWとなっているが、方法書以降は2.7GW、配慮書以降は9.8GWとなっている。

なお、洋上風力は、同一海域で複数の事業者が環境アセスメントを実施している例も多い。そのため、現在環境アセスメント実施中の全プロジェクトの実現は物理的に難しい点に注意が必要である。同一海域で複数の環境アセスメント事業がある地域について、最大設備容量を集計すると、全国で 18.6GW となり、平均設備容量を集計すると 13.6GW となる。また、同一海域において複数の事業者が環境アセスメントを実施するのは、事業者公募に向けた準備のためであり、今後は「セントラル方式」⁵⁰の適用に伴い、事業者が先行して手続を進めることは減少すると思われる。

図 3-10：洋上風力の環境アセスメント実施状況(2023 年 2 月 28 日現在)



出典) 環境省 環境影響評価情報支援ネットワーク (<http://assess.env.go.jp/>) より自然エネルギー財団作成

接続検討・接続契約申込の状況

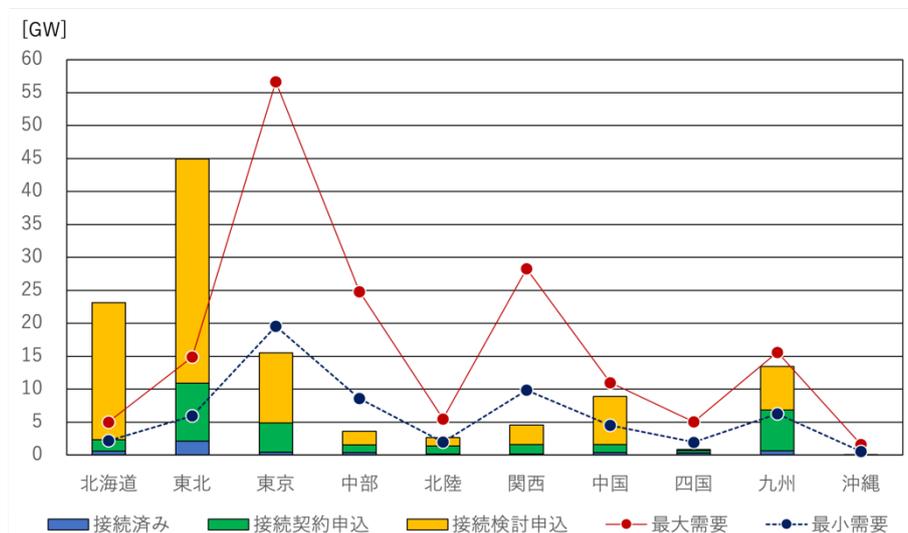
風力発電は、強い風の吹く人里離れた場所に大規模に建設される傾向にある。そのため、発電所の計画場所に連系可能な空き容量がある送電網があるかどうかが重要なカギになる。

まず風力発電事業者は、送電線空き容量の情報等をもとに、一般送配電事業者に「接続検討申込」を行う。そして、一般送配電事業者による検討の結果および環境アセスメント状況などから事業性があることが判明した場合には、風力発電事業者は次のステップに進み、「接続契約申込」を行う。したがって、すでに「接続契約申込」をしている案件は、事業実現の可能性が高いとみてよい。他方で、「接続検討申込」の段階は、連系可能かどうかなどが未定のため、事業実現の確実性が下がる。

⁵⁰ 公募の対象となりうる海域の情報収集や系統の確保、地域との調整を国が主導して実施する考え方。2023 年 3 月現在、国がその具体的内容を「洋上風力発電に係るセントラル方式の運用方針[骨子] (案)」として提案し、議論中である。経済産業省総合資源エネルギー調査会省エネルギー・新エネルギー分科会再生可能エネルギー大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会洋上風力促進ワーキンググループ/国土交通省交通政策審議会港湾分科会環境部会洋上風力促進小委員会 合同会議 (第 18 回) (2023 年 1 月 10 日) 資料 5 参照。
https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/denryoku_gas/saisei_kano/yojo_furyoku/pdf/018_05_00.pdf

そこで、一般送配電事業者のウェブサイトで公開されている再生可能エネルギーの接続・申込状況をもとに、系統エリア別に系統連系申込情報を集計すると以下の通りになる（図3-11）。

図3-11：風力発電の接続検討申込・接続契約申込の状況（2022年12月現在）



出典）各一般送配電事業者の系統連系申込情報ページより自然エネルギー財団作成

2022年12月現在、接続検討申込済と接続契約申込済の合計は112.4GWである。そのうち、接続検討申込済のものは85.8GW、接続契約申込済のものは26.6GW、である。この接続検討申込済のうち、北海道エリア（20.8GW）、東北エリア（34.0GW）、東京エリア（10.6GW）、中部エリア（2.1GW）、九州エリア（6.6GW）は、同一海域における洋上風力発電の計画が多いとみられる。

なお、再エネ海域利用法の運用の下で、公募済みまたは公募中の促進区域（合計3.5GW）と「有望な区域」（合計2.2GW）の海域では、先行事業者が接続検討申込みを行い、連系可能との接続検討回答を得ているか、経済産業省により系統暫定確保がなされているといえる⁵¹。

直近3年間における接続申込の年平均増加量は、接続契約申込が3.0GW、接続検討申込が3.0GWである。

⁵¹ 経済産業省資源エネルギー庁「国内外の再生可能エネルギーの現状と 今年度の調達価格等算定委員会の論点案」調達価格等算定委員会（第78回）資料1（2022年10月）p.28
https://www.meti.go.jp/shingikai/santeii/pdf/078_01_00.pdf

再エネ特措法に基づく事業計画認定状況

再エネ特措法の下で FIT または FIP の支援対象となる事業計画の認定動向をみると、2022 年 9 月時点の風力発電の事業計画認定容量は 16.3GW であり、そのうち未稼働の案件が 11.5GW ある⁵²。

陸上風力は 2021 年より入札制度に移行し、2021 年度には 1GW の募集に対し 0.9GW、2022 年度は 1.3GW の募集に対し 1.3GW がそれぞれ落札された⁵³。また洋上風力は、再エネ海域利用法の下で入札による事業者公募手続が行われており、選定された事業者は選定から 1 年以内に事業計画認定の申請を行う。2021 年には 4 海域合計 1.7GW 分の事業者が選定され、2022 年には 4 海域合計最大 1.8GW 分の入札手続が開始した。

4. 2035 年までの導入量の推計

2035 年導入量の検討にあたっては、2050 年自然エネルギー 100% に至る 2035 年の導入必要量を想定⁵⁴し、前述した環境アセスメント及び電力系統への接続申込の状況などを踏まえ、これを政策的に加速することで、この想定値に到達可能かを検証した。

前述のとおり、風力発電の導入ポテンシャルは 656GW と膨大である。しかし、北海道エリアはその 49% の 320GW（最大需要の 64 倍）、東北エリアは 23% の 153GW（最大需要の 10 倍）を占める。風力発電による電力量供給を飛躍的に増加させるためには、広域的な配置による発電出力の平滑化効果を活用した安定供給も考慮する必要がある。また、導入ポテンシャルは、詳細な現地調査結果により増減する可能性がある。

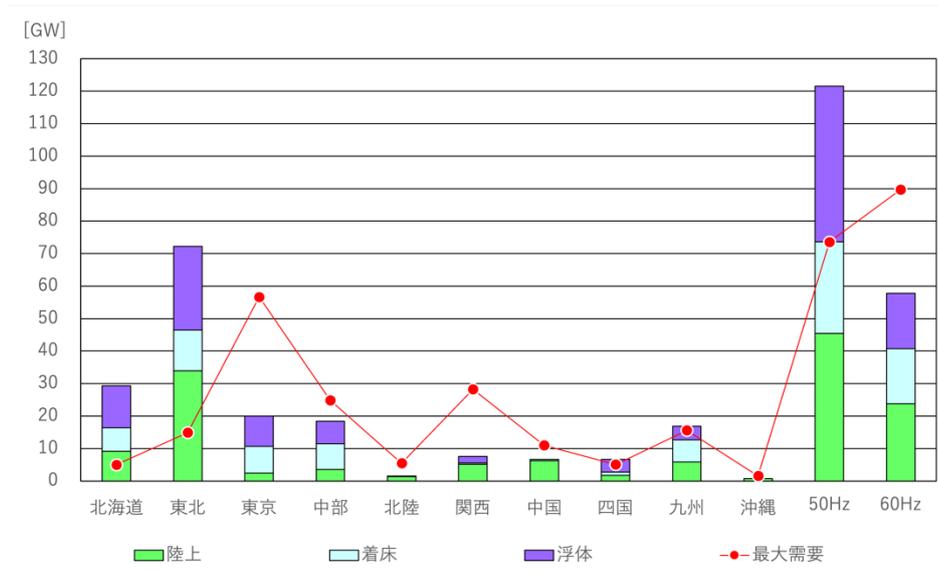
こうした事情を考慮しながら、風力発電の導入可能性を検討すると、各エリアの導入設備容量については、2021 年度最大需要の 6 倍もしくは、各エリアの風力発電導入ポテンシャルの約 50% を上限に開発することで、全国の合計で陸上風力 70GW、洋上風力 110GW（着床式 45GW、浮体式 65GW）の合わせて 180GW（552.8TWh）の導入を見込むことができる。この時、北海道エリアは、ポテンシャルの約 10% に当たる 29.3GW（最大需要比 5.8 倍）、東北エリアは 72.2GW（最大需要比 4.8 倍）となる（図 3-12）。

⁵² 経済産業省資源エネルギー庁ウェブサイト「再生可能エネルギー電気の利用の促進に関する特別措置法 情報公表用ウェブサイト」2023 年 2 月 17 日更新のデータによる。

⁵³ 電力広域的運営推進機関ウェブサイト「再生可能エネルギー電気特措法による入札制度」陸上風力第 1 回及び第 2 回入札結果参照。<https://nyusatsu.teitanso.or.jp/>

⁵⁴ 2050 年に必要な発電容量を実現するため毎年の導入量を徐々に増加させていく成長曲線（S 字カーブ）の当てはめを行い、2035 年度時点の導入必要量を推計した。

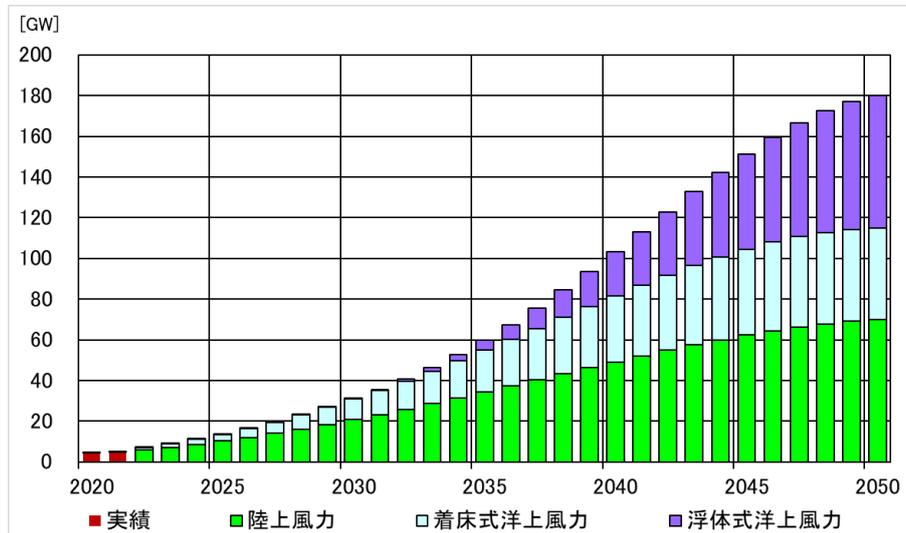
図 3-12：エリア別 2050 年風力発電導入目標と 2021 年度最大需要実績



出典) 自然エネルギー財団作成

この 180GW の導入量を 2050 年に達成するために、陸上風力・洋上風力（着床式）・洋上風力（浮体式）それぞれの成長曲線を当てはめると、2035 年度の風力発電の導入量は、陸上風力 34.4GW、洋上風力 25.4GW（着床式 20.5GW、浮体式 5GW）、合計 59.8GW と見込まれる（図 3-13、表 3-2）。また、各年度における新規導入量は図 3-14 のとおりである⁵⁵。

図 3-13：2050 年に向けた風力発電導入ロードマップ



出典) 自然エネルギー財団作成

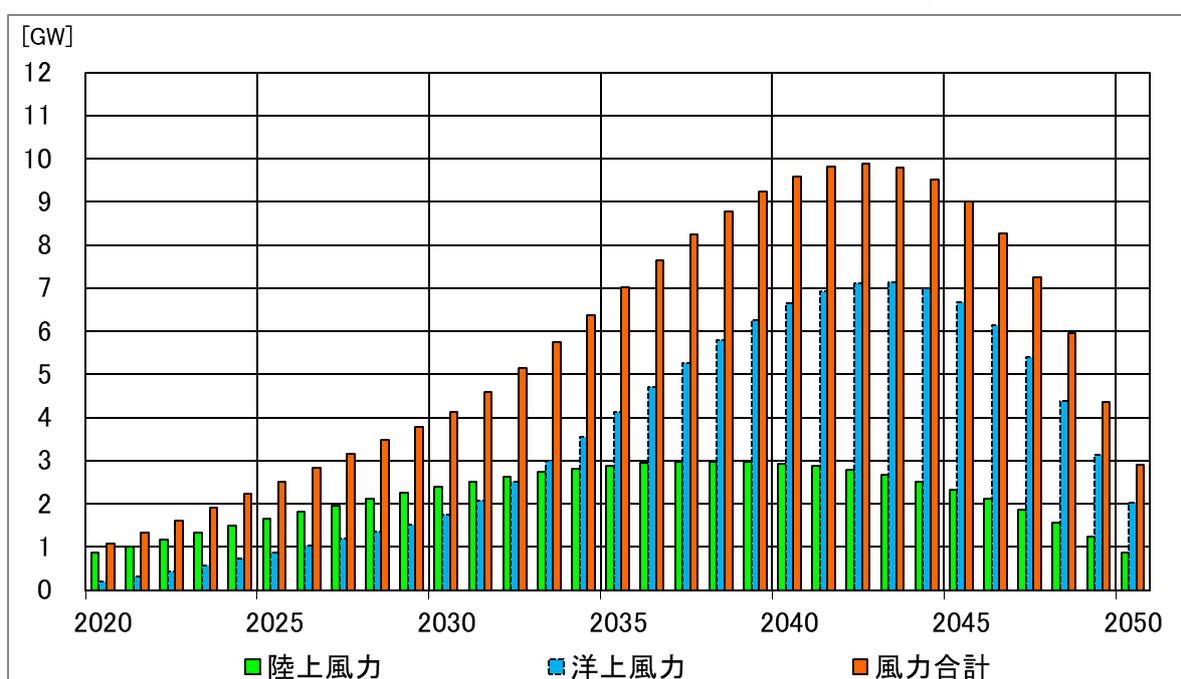
⁵⁵ なお、20～25 年周期の定期的な設備更新が行われることにより、風力発電産業は維持・継続される。

表 3-2：風力発電の導入量実績と導入見込み

年度	導入量実績と見込み (GW)				
	陸上	洋上着床	洋上浮体	洋上合計	風力合計
2020実績	4.2	0	0	0.2	4.3
2030	20.8	10.1	0.1	10.2	30.9
2035	34.4	20.5	5	25.4	59.8
2040	49.2	32.4	21.6	54.1	103.2
2045	62.3	42.3	46.6	88.9	151.3
2050	70	45	65	110	180

出典) 自然エネルギー財団作成

図 3-14：風力発電の単年度新規導入量（～2050年）



出典) 自然エネルギー財団作成

以上のポテンシャルと安定供給を考慮した導入量について、現在の環境アセスメント実施状況や系統への接続申込の状況から実現可能性を確認する。風力発電設備の建設には、事業決定から陸上風力で4年程度、洋上風力で6年程度の期間を要する。上述のとおり、環境アセスメント手続や送電網への接続手続がこうした期間の重要な部分を占める。

陸上風力については、環境アセスメント実施中の案件のうち、2030年度までに、準備書段階と評価書段階のものは全て、方法書段階のものは80%、配慮書段階のものについては計画初期段階のものが多いこともあり、20%が運転開始すると想定する⁵⁶。これにより、現在の環境アセスメント実施中の案件合計で2030年度までに18.5GWの導入が可能な見

⁵⁶ 2021年のエネルギー基本計画の検討では、方法書手続き開始後の稼働率を70%としていたが、運転開始期間の短縮などを見込み、本推計では80%としている。

通しである。これに 2021 年実績 (4.6GW) を加えると 23.1GW になるので、2030 年度導入見込み (20.8GW) を上回る。

他方、2020 年 2 月から 2023 年 2 月までの直近 3 年間における環境アセスメント実施中案件の年平均増加量は、準備書と評価書が 0.9GW、方法書が 1.0GW、配慮書が 1.3GW であり、これらが 2023 年度以降も継続し、上記と同等の割合で運転を開始すると想定すると、年平均 2.0GW ($0.9+1.0\times 0.8+1.3\times 0.2$) となり、2030 年度までの 7 年間における新規環境アセスメントにより 2035 年度までに 14GW が運転開始される。これを 2030 年度時点までの 23.1GW に加えると 37.1GW となり、ほぼ 34.4GW の導入可能性が見える。

洋上風力については、現在公募中のラウンド 2 ままでが運転開始すると累積で 4.3GW、これに「有望な区域」で開発可能性のある設備容量が運転開始すると累積で 6.4GW となる。また「一定の準備段階に進んでいる区域」において環境アセスメント実施中の平均設備容量 (同一海域で複数の環境アセスメントが実施されている場合は当該海域での開発容量の平均値) が運転開始すると累積で 11.8GW になる。さらに準備段階に至っていない海域においても、環境アセスメント実施中の平均設備容量で運転開始すると仮定しても累積で 14.3GW にとどまる。

第 6 章で述べるように、特に洋上風力発電の導入加速には規制改革による開発期間の短縮が必要である。こうした取組により、促進区域の指定が 2030 年度まで着床式洋上風力で 2GW/年程度の規模で、浮体式洋上風力は 1GW/年程度で継続的に行われることにより、2035 年度までに 25.4GW の導入をめざすことが可能となる。

系統接続申込状況と照らし合わせると、2030 年度までに接続契約申込段階の案件の 80%、洋上風力の重複エリアを考慮して接続検討申込段階の案件の 10% が系統連系すると想定すると、29.1GW の導入が可能な見通しである。これに 2020 年実績 (4.2GW) を加えると 34.3GW となるので、陸上風力と洋上風力の合計で 2030 年度導入見込み (30.9GW) の達成可能性が見える。また、2019 年度から 2022 年度までの過去 3 年間における接続申込の年平均増加量は、接続契約申込が 3.0GW、接続検討申込が 3.0GW であり、今後も同様の状況が継続すると想定すると、年平均 2.7GW ($3.0\times 0.8+3.0\times 0.1$) の増加が見込まれる。これに加えて、上述した洋上風力の促進区域の指定規模 (着床式・浮体式合計 3GW/年程度) が国による系統確保スキーム適用分として系統連系可能量に加わると、2035 年度までに合計で 59.8GW に達することになる。なお、この実現には、地域内基幹送電線と地域間連系線の新增設が併せて求められる。

以上のとおり、2035 年の風力発電の導入量達成には、案件形成のスピードアップが前提となる。環境アセスメントや系統接続を含む各種手続の迅速化や合理化 (規制緩和を含む) に取り組むことが必要である。

風力発電の発電量

陸上風力発電は、4MW 超クラスでハブ高さ 90m、洋上風力発電は 10MW 超クラスでハブ高さ 140m を想定し、この地上高 (海面高) における風況から低風速仕様のパワーカーブをもとに、発電量を算出した。風況については、最低年平均風速 (陸上で 6.5m/s、洋上着床式で 7.5m/s、洋上浮体式で 8.0m/s) 以上で 0.5m/s 単位のポテンシャルを同一比率で開発すると仮定している。その際、系統エリア別にポテンシャルデータを参照し、地域に

よる風況の違いも考慮した。風力発電設備の大型化および風況を考慮すると、特に、風況の良い、北海道・東北エリアで、設備利用率が大きく増大する。

2035年度における風力発電の発電量は、陸上風力・洋上風力合計で174.0TWhと推計された。

まとめ

以上をまとめると、風力発電の導入可能量は表3-3のとおりである。

表3-3：2035年度の風力発電の導入設備容量と発電量

	設備容量 (GW)	発電量 (TWh)	実質設備利用率
陸上風力	34.4	92.2	30.60%
洋上風力 (着床式)	20.5	64.8	36.20%
洋上風力 (浮体式)	5	17	39.10%
合計	59.8	174	33.20%

(注) 実質設備利用率とは、理論上の設備利用率に風速出現分布の相違性と利用可能率を考慮したもの。各合計値は、四捨五入により異なる場合がある。

出典) 自然エネルギー財団作成

第4章 非変動型自然エネルギーの導入可能性

2035年の日本において、電力供給の量的な主力を占めるのは、太陽光発電と風力発電になる。しかし、バイオエネルギー、水力、地熱の他の自然エネルギーを用いた発電は、それぞれ固有の特性を持ち、変動型の太陽光発電と風力発電を補完し、電力供給システムの安定化に寄与することが期待できる。このような重要性を考慮しつつ、本章において、それぞれの導入可能性を検討する。

第1節 バイオエネルギー発電の導入可能性

1. バイオエネルギー発電開発の現状

現在の導入状況

FIT制度により導入が進み、2021年度末時点で、FIT以前のRPS法（電気事業者による新エネルギー等の利用に関する特別措置法）時代の認定案件を含め5.6GWが稼働している。認定容量は、一般木質・農業残渣区分を中心に11GW程度あるが、2024年11月に多くが運転開始期限を迎え、失効する案件も多いと見込まれている。

これに加えて、FITによらない発電として、製紙業などを中心に、産業用の自家発電がある。これらの多くは高温の蒸気も供給できる、いわゆる熱電併給（コージェネ）になっており、9.0TWh程度の発電量があると推計される。

表4-1：バイオエネルギー発電の現状（FIT制度のみ、2021年度末時点）

	稼働容量 (GW)	認定容量 (移行認定分含む) (GW)	METI 長期見通し
メタン発酵ガス	0.1	0.15	0.18
未利用木質	0.48	0.69	4.34
一般木質・農業残渣	2.54	7.1	
建設廃材・一般廃棄物・RPS等	2.52	2.7	3.5
合計	5.64	10.6	8.02

注) 案件によってはバイオマス以外の燃料（化石燃料やバイオマス以外の廃棄物）も使用することがあるため、使用燃料のバイオマス比率を考慮した容量のみが集計されている。

出典)資源エネルギー庁 FIT統計より自然エネルギー財団作成

ポテンシャル

バイオマス資源のポテンシャルについては、農林水産省が「バイオマス種類別の利用率等の推移」として発生量と利用量・利用率を取りまとめているが、この中には堆肥利用なども含まれているため、エネルギー利用可能な量を把握することを難しくしている。

木質バイオマスのうち間伐材等の森林バイオマスについては、林野庁が策定する「森林・林業基本計画」の中で、エネルギー基本計画と整合的に目標設定されている。2030年の目

標量は 900 万 m³ となっている。2021 年時点での利用量は 800 万 m³ を上回っていることから、利用量を大幅に増加させることは難しいと考えられる⁵⁷。

輸入バイオマスについては、導入量が確実に増加している。また、FIT 制度で用いることができる燃料は、木質バイオマス（チップ・ペレット）、PKS、OPT の 3 種類だったが、2023 年 4 月以降、EFB やココナッツ殻などの非可食かつ副産物である農業残渣が追加され、燃料の選択肢が広げられた。このようなことから、持続可能な利用可能量は相当量あると考えられるが、発電以外の熱供給や持続可能な航空燃料（SAF）原料としてのニーズも高まっていることから、慎重な検討が必要である。

政府や業界団体等の導入見込み

第 6 次エネルギー基本計画において、2030 年の導入見通しは 8.0GW（47TWh）と第 5 次の計画時の 6～7GW（39.4～49TWh）から引き上げられた。業界団体であるバイオマス発電事業者協会は、会員企業の情報に基づき、木質バイオマスについて 2030 年に 5.56GW（未利用材を除くと 5GW）との導入見込みを示している。

エネルギー基本計画で考慮されているのは FIT 案件のみである。これに加えて、2021 年に改正されたエネルギーの使用の合理化等に関する法律（省エネ法）に基づき、バイオマス燃料も石炭の代替燃料として利用される可能性がある。同法が対象とするのは、自家発電設備により、電気だけではなく、製造プロセスで用いる蒸気の生産にも行う、いわゆる熱電併給（コージェネ）プラントであり、エネルギー効率は高い。産業部門のエネルギー使用量の 4 割を占める主要 5 業種（鉄鋼業・化学工業・セメント製造業・製紙業・自動車製造業）に対して、国が非化石エネルギー転換の目安を提示することになった。この中で、自動車製造業を除いては、それぞれ石炭の削減量の目安が示されている（表 4-2）。

表 4-2：改正省エネ法に基づく主要産業の石炭の削減率の目安

石炭	鉄鋼（高炉）	化学	製紙	セメント	合計
消費量（100万トン）	53.2	16.6	5.2	9.6	84.5
削減率（%）	2	30	30	28	-
削減量（100万トン）	1.1	5	1.6	2.7	10.4

注）鉄鋼の削減率は、消費原単位ベース。

出典）資源エネルギー庁「エネルギー需要サイドにおける今後の省エネルギー・非化石転換政策について」（第 38 回少エネルギー小委員会、2023 年 2 月 15 日）より、自然エネルギー財団作成

これに加えて、既存の石炭火力発電所の改修により、最終的にバイオマス発電に 100% 転換する場合は、2023 年度から始まる長期脱炭素電源オークションの対象となっている。ここで重要となるのは、使用する石炭の一部をバイオマスに置き換える混焼ではなく 100% 転換とし、石炭利用のフェードアウトという大きな方針と整合的なものにするることである。

⁵⁷ エネルギー作物や早生樹などの活用も考えられるが、その利用可能性についての経済的・量的な検討は十分に行われていない。

石炭火力発電のバイオマスへの100%転換はイギリスなどですでに事例があり、特段の技術的課題は存在しない。

2. 2035年までの導入量の推計

売電用バイオエネルギー発電（主に再エネ特措法）

上記の状況を踏まえ、主に再エネ特措法の支援を受ける売電用バイオエネルギー発電の見通しを下記のように設定した。

- ・ メタン発酵
 - 緩やかであるが認定量は確実に増えており、今後も農畜連携によりメタン発酵後の液肥の有効利用が行われることや、下水汚泥についても肥料利用が進む中でエネルギー利用との両立により、エネルギー基本計画の2030年導入見込みと同じく、0.16GWまでの導入が進むと想定した。
- ・ 木質系（未利用木質＝国産材）
 - 国産材の供給量の上限から、エネルギー基本計画の2030年目標まで増加した後、2035年まで同様の水準を維持するものと想定する。なお、2035年には、FITの買取価格が終了するいわゆる「卒FIT」案件も出始めているが、今後も運転が継続されることを見込む。
- ・ 木質系（一般木質・農作物残渣＝輸入材）
 - 業界団体の未利用材を除いた予測（5GW）が達成され、頭打ちとなることを想定。
 - 燃料については価格が上昇傾向にあり、調達が遅る場面が出ている。こうした事業環境の変化を受けて、FITからFIPへ切り替えるプラントもあると想定される。そのため、設備利用率は下方修正する必要がある。
- ・ 建設廃材、一般廃棄物（旧RPSを含む）
 - 廃材・廃棄物ともに人口減少などの要因から、発生量の増加は見込まれないため、エネルギー基本計画の2030年目標まで増加ののち、2035年まで同様の水準を維持するものと想定する。

FITによらない石炭火力からの転換（自家用バイオエネルギー発電を含む）

省エネ法などの枠組みで、産業用の自家発電および既存の石炭火力発電所のバイオマスへの燃料転換が一定程度進むと想定される。石炭の代替燃料としては、従来の木質ペレットに加えて、バイオマスを加熱処理して形成したブラックペレットの開発も進んでいる。ブラックペレットは、木質バイオマスだけではなく、幅広い種類の農業残渣が使用可能であり、供給力を拡大できる可能性がある。現状では商業生産は始まっていないが、出光興産が現状の石炭販売量の熱量ベースで1割に相当する量の生産を2030年までに実現する

ことを目指している⁵⁸。同様の動きが他社にも見られる他、石炭火力発電所を買い取ってバイオマス発電所に転換する計画も発表されている⁵⁹。

そのため、2030年度までは現状の発電量(9.0TWh)が維持されるが、2035年度にかけては、これに加えて、日本全体で現状の石炭発電の1割(およそ30TWh)がバイオマス燃料に転換されると想定する。なお、このバイオマス燃料は、産業用の自家発電設備を中心に、石炭火力の延命ではなく、2035年までにバイオマスに100%転換されたプラントで使用されるものとする。

まとめ

以上に基づき、2035年度のバイオエネルギー発電量を計算すると85.7TWhになる。設備利用率については、調達価格算定委員会で報告されている最新の数字を参考に、各区分ごとに設定した。なお、2030年時点では、FIT案件が概ね上限に達する一方で、石炭火力からの転換は本格化しないと予測されるため、発電量は59.6TWhであると見込まれる。

この数字は、第6次エネルギー基本計画での野心的水準の数字47TWhと比べると、大きな数字になっている。この違いは、主には自家発電での現状での利用(9.0TWh)および、今後の既存石炭火力からの転換(30TWh)の増加を見込んでいるためである。

なお、バイオエネルギーの利用にあたっては、国産・輸入を問わず、その持続可能性に十分配慮することが重要である。FIT制度においては、農作物残渣バイオマスについて、環境・社会などの項目を網羅した持続可能性基準を整理し、その証明に用いることができる第三者認証の認定を行っている。また、今後増加すると予測される省エネ法の枠組みでの自家発電利用や長期脱炭素オークションにおいても、FIT同様に、持続可能性基準への遵守を求めていく必要がある。

表4-3：2035年のバイオエネルギー発電の年間発電量の予測（まとめ）

	設備容量 (GW)	設備利用率 (%)	発電量 (TWh)
メタン発酵ガス	0.16	0.6	0.8
未利用木質	0.55	0.75	3.6
一般木質・農作物残渣	5	0.65	28.5
建設廃材、一般廃棄物、RPS等	3.5	0.45	13.8
自家発電+既存石炭火力からの転換	-	-	39
合計	9.2	-	85.7

出典)自然エネルギー財団作成

⁵⁸ 出光興産株式会社「出光2050ビジョン・中期経営計画」

⁵⁹ イーレックス株式会社「「糸魚川発電所」の株式譲渡契約締結のお知らせー脱炭素に向けた石炭火力トランジションの推進ー」(2022年8月1日プレスリリース)

第2節 水力発電の導入可能性

1. 水力発電開発の現状

現在の導入状況

2021年度末の水力発電（揚水発電を除く）の総設備容量は、10電力接続状況によれば22.5GWである。2021年度の発電量は、総合エネルギー統計によると77.8TWhだった。

このうち30MW未満の中小水力については、FITにより2021年度末までに0.83GWが新規導入された。FIT制度開始前にすでに9.6GWが開発されていたが、リプレース分もあり、これらを合わせて現状では9.8GWが導入されていると報告されている⁶⁰。加えて未稼働の認定設備が1.6GW存在している。さらに、30MW以上の大水力の容量が12.8GW存在する⁶¹。

導入ポテンシャル

包蔵水力調査⁶²によれば、未開発の水力発電は11.7GW（発電量で44.1TWh）あり、現状比でおよそ1.5倍に拡大できる可能性があることが分かる。特に中小水力において未開発のポテンシャルが多いが、開発地点の奥地化・出力の小規模化により経済性や自然・社会関係上の制約、系統接続の問題などがあるとの指摘もある⁶³。

一方で環境省REPOSでは、中小水力について事業性を考慮した導入ポテンシャルとして、追加的に3.21~4.21GWの設備容量（17.4~22.6TWh）があると推計している。

政府や業界団体等の導入見込み

第6次エネルギー基本計画では、中小水力についてこれまでの導入実績や業界見通しを考慮した上で、2030年までに0.5GWの増加により10.4GWの稼働を見込んだ。これは2015年の長期需給見通しの10.9~11.7GWを下方修正した目標設定となった。

大水力については、努力継続・政策強化のいずれにおいても、容量の増加は見込まれていない。ただし、「既存発電の有効活用」として、発電設備のリプレースや効率的なダムの運用によって8TWhの発電量の増加を込んでいる。

合計すると水力全体では、政策強化ケースの場合は23.2GWで93.4TWhの発電量となり、施策の強化により5TWhを上積みし、98TWhの発電量を野心的水準としている。

⁶⁰ 資源エネルギー庁「中小水力発電について」（第81回調達価格算定委員会、2022年11月1日）

⁶¹ これに加えて、揚水発電の容量が27.5GW存在するが、揚水発電は、別の発電設備が発電した電力を用いて汲み上げた水の位置エネルギーを使って、主に電力不足時に発電するものであり、一種のバッテリーである。電力供給の時間的な平準化において重要な役割を果たすが、ここでの発電能力および発電量の計算には含まれていない。

⁶² 包蔵水力とは、発電水力調査により明らかとなった我が国が有する水資源のうち、技術的・経済的に利用可能な水力エネルギー量のこと。

⁶³ 「2030年中小水力発電の導入見込みについて」中小水力発電4団体（2021年3月22日）

この5TWhの積み上げのために、内閣府の水循環政策本部が水循環政策における再生可能エネルギーの導入促進に向けた「ロードマップ」および「数値目標」を策定し、定期的に更新を行っている。2022年9月末時点の最新の数値目標によれば、2030年までに既存ダムの嵩上げにより81GWh、発電機の交換により245GWhなどの増加が見込まれる。これらのダム関連の施策に加えて、水道施設で188GWh（太陽光パネル設置も含む）農業用水で15.1GWh、工業用水道で5.4GWh、下水道0.42GWhなども目標立てされている。

ただし、これらを合計しても600GWh弱にとどまり、発電量増加のためには、全部で72ダムで実施することを目標としているダムの運用改善が重要になっていることが分かるが、発電量の増加量は明らかになっていない⁶⁴。

2. 2035年までの導入量の推計

水力のエネルギー利用にあたっては、近年の水害や土砂災害の増加などを鑑み、地域の治水と利水のバランスを前提に、地域の水資源の活用を構想することが重要である。

中小水力

まず、FIT認定案件については、リードタイムは1MW未満では2年、3MW未満でも4年程度であり、しかも認定された案件は確実に稼働するという傾向がある。これまでの年間の平均導入量は102MWであるが、直近3年間では154MWとなっている（図4-1）。加えて近年のFIT認定量も増加傾向にあり、2020年度は267MW、2021年度は855MWとなっており、将来的な導入量は増加することが期待できる。

図4-1：FITによる中小水力発電の年間導入量の推移



出典)資源エネルギー庁 FIT 統計より自然エネルギー財団作成

⁶⁴ (一社)日本プロジェクト産業協議会(JAPIC)は、既存ダム等の最大活用により、9.3GWの容量(32.4TWhの発電量)ポテンシャルが存在しているとの独自調査の結果を示している。

そこで本推計では、毎年およそ 140MW の導入量により 2022 年 3 月末時点の未稼働案件 1.6GW も含めて、2.0GW の容量増加を見込む。エネルギー基本計画の想定は毎年 100MW であり、これよりは大きな数字であるが、直近 3 年間の導入量に比べればやや少ない想定である。これは、既存設備の更新による FIT 認定による重複分を考慮している。また、直近の認定量は大きいものの開発地の奥地化も進み、導水路トンネルなど慎重な工事が必要になっていることから、認定量が減少していく傾向も予測されるためである。結果として、2035 年度末の中小水力の発電容量は 11.8GW となる。

大水力

前述のとおり、内閣府の水循環政策本部の主導により、国交省や農水省、都道府県など、各行政主体が所管するダム等において、水力発電量を最大化させる対策が進むものとする。これにより、容量の増加はないものの、発電量ベースで 7.5TWh の増加を見込む（ここには、非 FIT の中小水力の発電量も含まれる）。

まとめ

以上より、中小水力の発電量については、FIT 制度で買い取られる発電量について、予測される容量の増加量に比例して増加するものとする。大水力については、前述のとおり、7.5TWh の増加を見込む。

以上をまとめると、水力発電の年間発電量は、2035 年時点での 99.6TWh と予測できる。2035 年度まで均一のペースで成長すると想定すると、2030 年度では 93.1TWh となる。

表 4 - 4 : 2035 年度の水力発電の年間発電量の予測（まとめ）

	分類	2021年度	2030年度	2035年度
設備容量 (GW)	中小水力	9.8	11.1	11.8
	大水力	12.8	12.8	12.8
	合計	22.6	23.9	24.6
発電量 (TWh)	中小水力 (FITのみ)	4.5	11.4	15.3
	一般水力 (非FIT中小水力を含む)	76.8	81.7	84.3
	合計	81.3	93.1	99.6

注) 水力発電の合計発電量は、2012 年度から 2021 年度の 10 年間平均。中小水力の発電量は、2021 年度の FIT の買取電力量とし、残りを一般水力としている。

出典)自然エネルギー財団作成

第3節 地熱発電の導入可能性

1. 地熱発電開発の現状

現在の導入状況

2021年度末の地熱発電の総設備容量は0.54GW（10電力接続状況）であり、発電量は2.4TWhだった（総合エネルギー統計）。2021年度末までに220MW分の地熱発電がFIT制度の事業認定を受け、そのうち90MWが稼働している。このうち設備容量10MW以上の大規模地熱発電では、2011年度末までに約449MWが稼働しており、2012年以降は約46MWが稼働した。地熱開発はリードタイムが7年から10年と長いこともあり、FIT制度が導入された2012年以降においても、地熱発電の導入量は微増に留まっている。

導入ポテンシャル

地熱発電における資源ポテンシャルは、世界第3位の約23GWを有すると言われている⁶⁵。しかし、現在日本において稼働している地熱発電の設備容量は前述の通り0.54GWであり、活用されている地熱資源はわずか約2.3%にすぎない。

環境省 REPOS によるポテンシャル調査では、合計では約14.4GW（100.6TWh）のポテンシャルがあると見積られている⁶⁶。また、事業性を考慮した地熱発電の導入ポテンシャル⁶⁷においても約9GW～11.4GW（発電量63.0～79.6TWh）と見積もっており、現状と比較して最大約26倍に拡大できる可能性があることがわかる。

政府や業界団体等の導入見込み

第6次エネルギー基本計画では、地熱発電についてこれまでの導入実績や業界見通しを考慮した上で、2030年までに約1.0GWの増加により1.5GWの稼働を見込んでいる。地熱発電の大幅な導入促進を目指すために、事業化の障害となる地熱資源調査や掘削調査などのリスクマネーの供給や技術開発への支援、自然公園法と温泉法などの運用見直し、地熱発電技術の確立と実用化に取り組むとしている⁶⁸。また、環境省が実施している地熱開発加速化プランでは、10年以上かかる地熱開発のリードタイムを最短8年程度にすることを目指し、科学的なデータの収集や調査で円滑な地域調整による案件形成の加速化を図る方針を示している⁶⁹。

⁶⁵ 村岡洋文他「日本の熱水系資源量評価 2008, 日本地熱学会講演要旨集」(2008)

⁶⁶ 再生可能エネルギー情報提供システム (REPOS) 我が国の再生可能エネルギー導入ポテンシャル (令和4年4月) <https://www.renewable-energy-potential.env.go.jp/RenewableEnergy/doc/gaiyou3.pdf>

⁶⁷ 送電線敷設や道路整備等に係るコストデータ及び売電による収益データを分析に加え、経済的観点から見て導入可能性が低いと認められるエリアを除いたもの。低位なシナリオ (FIT 価格よりも低い売電価格) ~高位なシナリオ (FIT 価格程度) に分けて推計 (シナリオ別導入可能量)

⁶⁸ 経済産業省「2050年カーボンニュートラルに伴うグリーン成長戦略」(2021年6月18日)

⁶⁹ 環境省「地熱開発加速化プラン」(2021年4月27日)

日本地熱協会の調査では、調査開発中の地熱発電は約 0.29GW あり、新規地点として約 0.28GW を見込んでいる。2030 年までの導入目標として約 1.44GW を見込んでおり⁷⁰、全体の地熱資源ポテンシャルの約 6.1%としている。

表 4 -5：日本地熱協会による地熱発電導入実績及び見込み

区分	2011年末時点		2012年度以降		調査・建設中		新規地点（目標）		合計（目標）	
	件数	出力 (MW)	件数	出力 (MW)	件数	出力 (MW)	件数	出力 (MW)	件数	出力 (MW)
大規模 (10MW以上)	14	449	2(1)	46	22(2)	289	20	280	58(3)	1,065
中規模 (1-10MW)	3	13	6	25	48(1)	224	20	100	70(1)	362
小規模 (1MW未満)	1	1	59	8	33	7	20	3	113	19
合計	18	463	67	79	103	520	60	383	238	1,437

(注) (カッコ)内数値はリプレース（更新）案件

出典)日本地熱協会資料（2022年7月末時点）より自然エネルギー財団作成

2. 2035年までの導入量の推計

現時点で環境アセスメントを実施中の大規模地熱発電は、計5箇所合計容量は70MWである。これらの地熱発電所は、2023年度から2029年度までに稼働する見込みである。FIT制度で15MW以上の地熱発電の買取価格が26円/kWhと低く設定されているため、現在進められている地熱開発の多くは買取価格が40円/kWhになる15MWクラス未満のものが多い。

このように、環境アセスメントの進捗状況を見ると、エネルギー基本計画で見込まれている1GWの追加導入の目標には遠く及ばない。目標を達成し、日本における地熱発電のポテンシャルを活かすためには、下記のような地熱発電のプロセスの課題を解決する必要がある。

地熱発電の開発には、地熱資源を活用する資源調査をはじめ、発電所を設置するエリアまでの系統連系、さらに発電所予定地の周辺に住む温泉事業者との合意形成を行うプロセスが必要になる。しかし、そもそも実際は、必要な掘削等による地熱資源調査が、地域の合意を得られずに進まない状況にある。

⁷⁰ 令和3年3月22日 第30回再生可能エネルギー大量導入・次世代電力NW小委員会（日本地熱協会資料）

表 4 -6：大規模地熱発電の稼働見込み（環境アセスメント実施中）

	都道府県	市町村	発電所	出力	稼働予定	環境アセスメント
1	北海道	函館市	恵山地熱発電所(仮称)	9.9	2028年	方法書
2	岩手県	八幡平市	松川地熱発電所(更新)	14.9	2025年	評価書
3	秋田県	湯沢市	木地山地熱発電所(仮称)	14.9	2029年	方法書
4	秋田県	湯沢市	かたつむり山発電所(仮称)	14.9	2027年	評価書
5	岩手県	八幡平市	安比地熱発電所	14.9	2024年	評価書

出典) 環境省 環境影響評価情報支援ネットワーク (<http://assess.env.go.jp/>) より自然エネルギー財団作成

この背景には、調査目的も含め地熱開発のための掘削許可は、温泉法の規定により地元温泉事業者や学者等で構成された審議会などの合議制機関によって決定ことがある。これらの審議会は各都道府県に設置されており、事業ごとに掘削許可の審議が行われるため、許可を得るための時間を要する。また、これらの審議会は温泉利用を目的とした審議を主としているため、地熱案件に関する専門的な審議基準が設定されていない。特に問題なのは、審議会で地熱開発の許認可を検討する際に、地熱開発の規模が妥当かどうか、審議の前に掘削調査でその地域の地熱資源量を把握する必要があるが、調査目的の掘削についても同様の許認可が必要となることである。現状では、地熱資源調査目的の掘削許可と地熱資源開発目的の掘削許可が明確に区分けされておらず、調査目的の掘削も開発目的の掘削と同じ許認可のハードルが課せられている状態である。そのため、多くの地熱資源の有望地域では、地熱資源量把握のために必要な掘削調査の許認可の段階で足踏みしている地域が多く見られる。

加えて、日本における地熱開発には明確なルールとプロセスが制定されていないため、各事業者や関係者が各々に地熱開発を進めざるを得ない。温泉事業者が懸念しているのは、開発事業者と地域住民の間で取り決めた合意内容を遵守されるかどうかである。自治体の条例や法律で制限しない場合、これらの合意内容の遵守に関する罰則規定がない上に、源泉枯渇などの影響を科学的に立証することは難しく、地域住民は開発事業者によって合意内容がうやむやにされる可能性を危惧している。このように、現状の地熱開発に明確なルールと透明性を確保できていないため、地熱資源の先行利用者は不信感や不安感が募り、前述の審議会による掘削許可を出しにくい状況を生み出している。

したがって、導入量を拡大するためには、地熱発電の導入促進に向けた制度を整備し、事業環境の改善を行うことで、本来の地熱発電の導入ポテンシャルを活かすことが必要である。導入が必要な制度のひとつは、地熱発電の事業環境をルール化する地熱法を制定することであり、その中で以下の事項を定める必要がある。

- ・ 国主導による全国的な地熱資源調査のための掘削調査の実施：1980年代に実施した国主導の調査で得たデータ⁷¹をもとに、調査目的の掘削調査として各都道府県の審議会の許認可に関係なく、国主導で全国の地熱資源調査を実施し、各地域の地熱

⁷¹ NEDO「地熱開発促進調査」(1980~2009) <https://geothermal.jogmec.go.jp/report/nedo/index.html>

資源量を把握する。各地域の地熱資源量をより正確に把握することで、各地域に適切な地熱発電の規模を設定し、各都道府県における審議会の許認可手続きの判断材料の一つとする。

- ・ 地熱ゾーニング：国主導で実施した掘削調査と環境アセスメントをもとに、環境保護すべきエリアと地熱開発を可能とするエリアを分類するゾーニングを実施し、開発事業者や地域住民に対して開かれた地熱開発を目指す。その際に、地熱開発可能エリアとして分類する前に、地熱資源量調査で得たデータをもとに適切な発電規模を決定する。地熱開発目的の掘削と発電規模について各都道府県の審議会の許認可を経て、ゾーニングを決定した時点で事業者選定に移行できる状態とする。また、開発の条件として事前に地域住民と合意した内容は、国など第三者機関によってその施行状況を確認する。これらの合意内容は全国共通のルールとして国が制定するのも一案である。
- ・ 地熱セントラル方式：地熱資源量調査データをもとに、地熱ゾーニングで分類された地熱開発可能地域において、開発事業者に対して開かれた一般入札を実施し、開発事業者を決定することで、各地域の地熱資源量に適した地熱開発の規模を維持する。さらに、同じ地熱地域で複数の開発事業者が乱立する開発を防ぐこともできることで、地域と共生する地熱開発を促進しやすい環境をつくる。

これらの措置により地熱発電の事業環境が改善されれば、参入する企業と受け入れを希望する地域関係者で共生する地熱発電づくりの促進につながると考えられる。地熱開発事業の成長の予見性が確保されれば、現在不足している地熱関連人材の育成促進にも繋がる。

まとめ

地熱発電の導入拡大には、上記のような制度改革が必要である。これらの制度改革が今すぐに着手されたとしても、リードタイムが長いとため 2030 年頃までの増加は期待できないが、2031 年度から 2035 年度までの間の 5 年間で、毎年 200MW ずつ合計約 1GW の導入の実現が可能となる。この結果、2035 年時点での地熱発電の発電容量は 1,651MW、年間発電量は 11.5TWh と予測できる。

表 4 -7 : 2035 年の地熱発電の年間発電量の予測 (まとめ)

	分類	2021年度	2030年度	2035年度
設備容量 (MW)	大規模 (10MW以上)	495	562	1,521
	中規模 (1MWから10MW)	38	72	106
	小規模 (1MW未満)	9	17	24
	合計	542	651	1,651
発電量 (TWh)	大規模 (10MW以上)		3.9	10.7
	中規模 (1MWから10MW)		0.5	0.7
	小規模 (1MW未満)		0.1	0.1
	合計	2.4	4.5	11.5

注) 2030 年度および 2035 年度については、設備利用率をそれぞれ大規模 (80%)、中規模 (75%)、小規模 (60%) とした。

出典) 自然エネルギー財団作成

第5章 2035年における電力部門の電源構成

第1節 2035年の電力需要の見通し

1. 2035年のエネルギー（電力）需要に求められる野心

2023年3月20日に発表されたIPCCの第6次統合報告書は、進行する気温上昇に対し、各国が提出した現在のNDC（Nationally Determined Contribution：国が決定する貢献）が示す2030年までの世界のGHG排出量では、今世紀中に1.5℃を超える可能性が高いとして、世界のGHG排出量を、2019年比で2030年までに43%、2035年までに60%削減することが必要としている。

第6次エネルギー基本計画では2030年度のエネルギー・電力需要は、表5-1のように想定されている。この需要想定は、2030年度のGHG排出量を2013年度比で46%削減する日本のNDC目標に対応するため、それまでの計画のマクロフレーム—経済成長率や主要産業の生産量、交通需要等の予測を下方修正するとともに、省エネ対策を積み増しして作られたものである。

表5-1：第6次エネルギー基本計画における最終エネルギー消費・電力需要の見通し

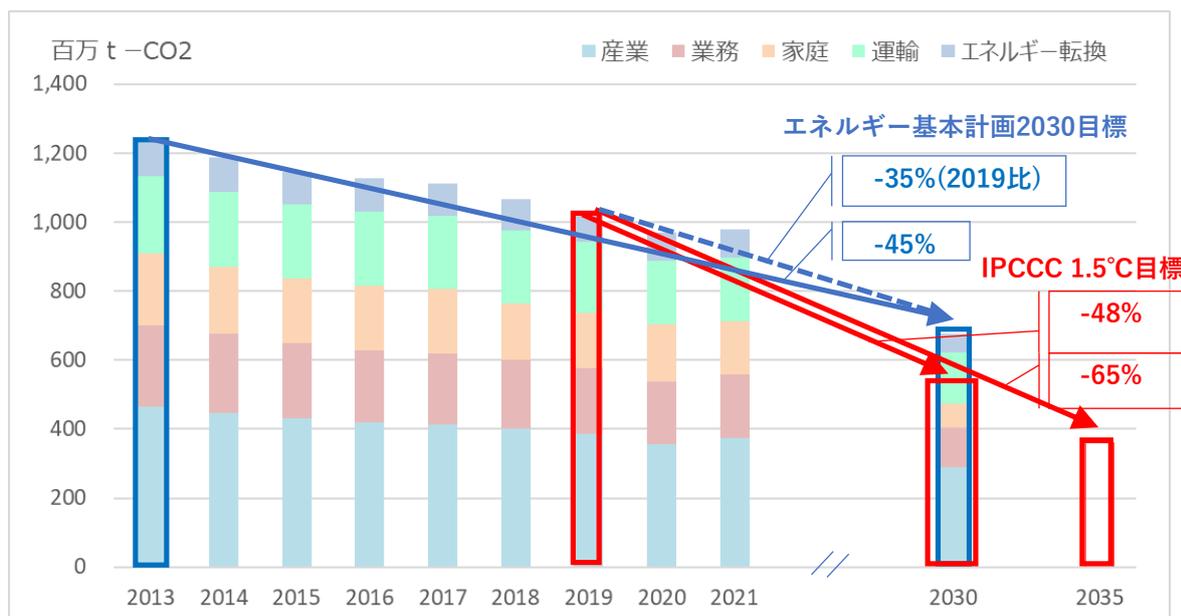
	最終エネルギー消費（原油換算百万kℓ）				電力需要（TWh）			
	2013年度	2019年度	2030年度 （BAU）	2030年度 （省エネ 後）	2013年度	2019年度	2030年度 （BAU）	2030年度 （省エネ 後）
産業	168	156	150	140	365	342	387	331
業務	59	54	70	50	324	316	399	300
家庭	53	47	50	30	283	252	288	211
運輸	83	77	80	60	17	17	19	23
合計	363	335	350	280	990	927	1,092	864

（注）四捨五入により合計数値と一致しない場合がある。

（出典）資源エネルギー庁「2030年におけるエネルギー需給の見通し（関連資料）」（2021年9月）および総合エネルギー統計（2019年度）

しかしIPCCの求める2019年を基準とする二酸化炭素の排出量削減は、は2030年までに48%削減、2035年までに65%である。図5-1に示すようにエネルギー基本計画のエネルギー起源CO₂排出は2019年度比では35%削減にしかない。2035年にむけては、最低でもIPCCが求めるレベル、すなわちCO₂排出を2019年度比で65%削減、360百万トンまで削減することを目標とし、その実現に向けた取組を進める必要がある。

図 5-1：エネルギー基本計画の 2030 年目標と IPCC の求める二酸化炭素排出削減のレベル



出典) 資源エネルギー庁「エネルギー総合統計時系列表」、「2030 年度におけるエネルギー需給の見通し (関連資料)」より財団作成

2. 2035 年への需要削減対策の考え方

活動量の想定的基本的な考え方

現在のエネルギー基本計画の需要想定では、それまでの基本計画の想定とは異なり、経済成長率、主要な産業の生産量、業務ビルの総床面積の伸び、旅客・貨物輸送量といった各セクターの活動量を示す「経済水準の指標」の多くが下方修正された。諸々の統計が 2019 年までに漸減あるいは増加の逡巡傾向を示していること、また 2020 年以降のコロナ禍の影響もあり、妥当な想定であるといえる。

ただし 2035 年の需要想定にあたっては、さらにその先を考えていく必要がある。特にサーキュラーエコノミー (循環経済)⁷²への転換がその重要な視点である。2020 年代に、リサイクルはもとより、デザイン改良・素材変更・強度向上・軽量化・長寿命化等への取り組みを強化し、循環型ビジネスモデルへの転換を進めていくことで、資源素材の消費量削減を図る必要がある。その結果、少なくとも素材産業の国内需要については、2035 年までに新規生産をリサイクルに置き換えていくことを開始し、生産量を低減させていくことが重要だ。サーキュラーエコノミーへの移行で全体的なエネルギー消費水準を削減していくことが将来の大きな削減ポテンシャルとなる。

こうした考え方を踏まえ、今回の自然エネルギー財団の想定では、各部門の活動量に反映されるマクロ指標を、エネルギー基本計画が想定する低減傾向がより強まるとして設定した。また、産業部門の最大の排出主体である鉄鋼業においては、高炉からリサイクル鉄

⁷² 従来の 3R (リデュース、リユース、リサイクル) に加えて、資源投入量・消費量を抑えつつ、ストックを有効活用しながら、サービス化等を通じて付加価値を生み出す経済活動。

を活用する電炉へのシフトを見込み、サーキュラーエコノミーへのステップの一つとしている。

一層の電化推進の必要性

脱炭素化への道筋の重要なステップとして、世界で共通に認識されているのが、自然エネルギーの活用で脱炭素化を早期に進めることが可能な電力にエネルギー源をシフトしていく電化の推進である。エネルギー基本計画でも、こうした基本的な考え方は踏襲されているが、2030年の需要想定では対策内容として広範に算入されているわけではない。たとえば、家庭・業務部門の省エネ対策にヒートポンプ式給湯器への代替が組み込まれているようだが⁷³、家庭部門の暖房機器や、業務部門の空調熱源の電化については記載がなく、多くの電化が2030年以降に先送りされているように見える。

電化の中でもヒートポンプ技術を活用するものは、エネルギー源を化石燃料から電力に代替するだけでなく、エネルギー効率を飛躍的に向上させることから、直ちに積極導入に取り組むべきである。

コスト効率についても、家庭用給湯器など、他の機器と比較して既に経済的優位性を持つものもある。また、バッテリー電気自動車のように、近いうちにコストパリティを迎えるという予測が出ているものもある。適切な政策誘導があれば導入拡大を加速することができる。

懸念されることは、電化の推進による電力量の急増だが、ヒートポンプ機器は、そのエネルギー効率の高さから、消費電力の増加は限定的である。すでに普及段階にある空調や給湯機器では、既存の機器の効率改善－省エネ効果も合わせ、電力消費の総量が抑えられる。2035年の厳しいGHG排出削減目標を達成するため、また2050年脱炭素社会のエネルギー消費の最終形に直結するステップとしても、むしろ早い段階から電化シフトを計画し、そのための需給調整対策やインフラ整備などに本格的に取り掛かる必要がある。

産業部門の電化への取り組みの必要性

エネルギー基本計画の2030年度需要想定では、省エネルギー量を想定するにあたって、「2015年策定時のエネルギーミックスにおいて積み上げられている省エネ対策を土台として、2019年度までの進捗を踏まえ・・・野心的に見直しを行った。」としている。しかし省エネ量の目標値を部門別の最終エネルギー消費量（省エネ前）と比較すると、各部門の削減率は業務19%、家庭24%、運輸25%であるのに対し、産業部門は9%にとどまっている。2019年度比では、産業部門全体の最終エネルギー消費は6%減、年率の削減は0.4%未満である。事業者ごとに見れば、省エネ法ベンチマーク制度で目標を達成しているのは、産業部門の11事業（業種）では243事業者中79事業者である⁷⁴。残り67%の事業者が目標を達成すれば、業種全体で大きな改善率が見込めることを考えれば、産業部門でのさら

⁷³ 家庭部門における既存給湯器の更新では、他の機器からヒートポンプ機器への代替をまったく想定していなかった前回のエネルギー基本計画と比較すると、省エネ量の内訳で電力消費が増加していることから、一部代替も計画していると推察できる。

⁷⁴ 2021年度定期報告における達成事業者「令和4年度 第1回工場等判断基準WG 改正省エネ法の具体論等について」資源エネルギー庁（2022年6月）

なる省エネが実現する可能性は高い。具体的な対策としては、産業部門でも電化が省エネ対策として大きな効果を持っていることから、今回の財団の需要想定では、下記の取組を考慮して算定を行っている。

最重要の取組みは、電気ヒートポンプ式設備機器の導入である。例えば、産業プロセスの様々なところで使用されている小型還流ボイラーを産業用電気ヒートポンプで代替していくことは、設備改修も比較的容易であり、コスト効果が見込める場合も多く、広範に導入可能である。ボイラーの用途のうち、工場用空調については、多くの場合で代替が可能であり、加熱（低温加熱及び給湯・洗浄）、低温乾燥、そして高温利用についても一定の代替が見込める。

さらに工業炉についても、ヒートポンプ機器ほど高いエネルギー・コスト効果が見込めず、電力消費の増加も大きい。電力供給が許す限り推進していくべきである。エネルギー基本計画では、経済的、熱量的、構造的に電化が困難な熱需要については、合成メタン・合成燃料の活用を選択肢として追求していくとして、工業炉の電化は2030年までは殆ど見込まれていない。しかし、電化が困難とされる経済的・熱量的・構造的な条件は変化している。2035年までに導入可能な技術で、2050年以降も使える技術として電化に投資していく必要性は高い。

とりわけ鉄鋼業においては、高炉の電炉シフトを進める必要がある。これは、スクラップ鉄を活用するサーキュラーエコノミーの推進としても重要な取組みである。既存の高炉の60%（生産能力ベース）は2035年までに設備寿命⁷⁵を迎え、巨額の再投資を要する。その設備更新の時期を捉えて高炉の電炉化に踏み切る戦略が必要となっている。同様に産業の設備の耐用年数は一般に30年以上と長期であることから、設備更新の時期を逃さないことが重要である。設備投資が高額になり負担をとまなうからこそ、2035年に向けて今から設備更新のタイミングを考慮し、計画的に取り組む必要がある。

運輸部門における電気自動車（EV）化の推進

運輸部門での電化、特に電気自動車（EV）の導入も積極的に組み込んでいくべき対策である。エネルギー基本計画では、2035年に新車販売で電動車100%という方針のもと、省エネの取組みの一環として表5-2のように普及・導入見通しを設定している。

この目標設定は、従来からの次世代自動車推進の流れで、ハイブリッド自動車を対策の中心とするものであり、EU⁷⁶やカリフォルニアで進む乗用車の電化推進の流れとは性格を異にする。しかし、CO₂排出削減をさらに大きく積み増しする必要があると、日本でも燃料消費が残ってしまうハイブリッド自動車よりも、大幅な燃料削減とエネルギー効率の向上が可能な電気自動車へのシフト（EV化）に拍車をかけていく必要がある。急速な拡大を可能にするためには、充電設備のインフラ整備を進める必要があり、生産から廃棄に

⁷⁵ 高炉は、約20年をサイクルとして炉の大規模改修（リライニング）が必要となる。

⁷⁶ 2023年3月28日、EUはこれまで示していた「2035年以降内燃機関を搭載する新車の販売を事実上禁止の方針」を、二酸化炭素と水素（製造時の排出がほぼゼロに限る）から作る合成燃料を使う場合は認める方向で方針の一部を修正した。日本ではHEVも認められる可能性が生じたとの報道もあるが、合成燃料使用に限定しており、また合成燃料は、高コストでエネルギー効率が低いことから、ごく一部のラグジュアリー・カーで使用される可能性が開かれただけである。

至るサプライチェーン全体の変革も必要になる。こうした広範な戦略・政策が大前提となるが、2035年に向けては、EV化を対策の中心に据えるべきだと考えられる。

表 5-2：次世代自動車についての政府の普及・導入見通し

「次世代自動車」の種類	2030年度導入・普及見通し (エネルギー基本計画)
ハイブリッド自動車 (HEV)	29%
電気自動車 (EV)・ プラグインハイブリッド自動車 (PHEV)	16%
燃料電池自動車 (FCV)	1%
クリーンディーゼル自動車 (CDV)	4%

出典) 導入普及見通し；2030年度におけるエネルギー需給の見通し(関連資料)(2021年9月)より、自然エネルギー財団作成

貨物車においても、エネルギー基本計画では8トン以下の商用車で2030年までに電動車の新車販売に占める割合を20~30%とすること、2040年までに電動車と合成燃料を含めて100%とするという目標を置くが、EV化がどの程度進行するかは示されていない。2035年に合成燃料が適正な価格で広範に普及しているとは考え難いため、小型のトラックを中心にEVへのシフトを進めることが現実的かつ効果的な対策であると考えられる。

今回の需要想定では、上記の視点から、自動車、トラックなどで積極的なEV化を見込んでいる。自動車のEV化による需要量の増加は、今回の算定結果では、そのエネルギー効率の高さも手伝い、総量としては電力需要全体の5%程度と、あまり大きくない。同時に職場や家庭での充電設備の充実、蓄電設備の併設、スマートチャージングや、デマンドレスポンスなどの対策を合わせて導入することで、充電によるピークが生じないような工夫を進めることも重要になっていく。

2. 2035年需要電力量の推計

上記の点を踏まえて、2035年の電力需要の推計を行った。今回は主として電力需要に焦点を当てながらも、IPCCの求める排出削減に向けて、エネルギー需要全体の削減を進めることに留意した。推計結果は、表 5-3のとおりである。

2035年における最終エネルギー需要は、原油換算で254百万klとなった。2019年度を基準とすると、24%の削減となっている。家庭、運輸と産業部門で削減が進んでいる。本推計をエネルギー基本計画の2030年目標と比較すると、産業部門と業務部門でより大きなエネルギー削減を見込んでいる。

総電力需要は850TWhとなり、2019年と比べると8%の減少である。省エネによる電力削減を進め産業、業務、家庭部門で削減が進んだ。運輸部門はもともと電力消費が少ないが、2050年に向けてEV化を進める計画としたため、最終エネルギー消費の削減に比べ、電力需要の削減が少なくなっている。

表 5-3 : 2035 年エネルギー・電力需要の想定

部門	最終エネルギー消費（原油換算百万kℓ）					電力需要（TWh）				
	2013 年度	2019 年度	2030 年度 (エネ基)	2035 年度	2019 年比	2013 年度	2019 年度	2030 年度 (エネ基)	2035 年度	2019 年比
産業	168	156	140	113	-28%	365	342	331	299	-13%
業務	59	54	50	42	-23%	324	316	300	266	-16%
家庭	53	47	30	31	-34%	283	252	211	219	-13%
運輸	83	77	60	55	-29%	18	17	23	66	286%
合計	363	335	280	254	-24%	990	927	864	850	-8%

（出典）自然エネルギー財団作成

各部門の算定の概要は以下の通りである。

産業部門

産業部門の最終エネルギー消費は、2019 年度比で 28%削減と想定した。エネルギー基本計画の 2030 年目標と比較すると 20%低い水準となっている。電力需要は 299TWh で 2019 年度比 13%の削減となっている。

算定の基礎となる活動量の設定では、人口予測やエネルギー基本計画における主要産業の生産量の想定を前提に、サーキュラーエコノミーの観点も加えて、2030 年以降低減傾向が強まると考えている。現状のエネルギー消費に活動量の予測低減率を乗じたものを 2035 年の BAU と想定し、省エネ、電化を削減対策として加味した。エネルギー削減の要素としては、産業用ヒートポンプの導入によるエネルギー効率化の推進が効果を上げている。省エネ効果の大きさから電力需要の伸びが相殺されている。

また産業全体の排出量の半分近くを占める鉄鋼業では、既存の高炉から電炉へのシフトを対策として組み込んでいる。2035 年までに設備寿命を迎える高炉の 15%、生産能力として約 750 万トン程度の高炉を電炉化している。

業務部門

業務部門の最終エネルギー消費は、2019 年度比で 23%削減と想定した。エネルギー基本計画の 2030 年目標と比べると、16%低い水準である。電力需要は 2019 年度比 16%削減の 266TWh と算定された。

活動量の指標としては業務系建築物の延床面積を使い、エネルギー基本計画の 2030 年想定値を踏襲するが、以降 2035 年までは、人口減少傾向を勘案し、実際に活用される床面積は 2030 年以降は低減に転じると考えた。

床面積当たりのエネルギー源別消費量を原単位として、2035 年の業務床面積予測値を乗じることで、BAU のエネルギー消費を算出し、その上で、用途別、エネルギー別に対策量を積み上げて削減量を算定、差し引いた。主な対策としては、まず暖房、給湯、照明、厨房における設備更新に合わせて、機器の効率向上・電化を想定した。照明の LED 化の

徹底に加え、空調・給湯設備の電気ヒートポンプ化は、電化と効率化の両面で大きな効果を生み出している。さらに、建築物の新築や改修時の断熱・遮熱性能の強化によるエネルギー負荷の低減によるエネルギー・電力需要削減を想定した。新築は 50 年、既存建物の改修は 25 年をサイクルとして算定している。

家庭部門

家庭部門の最終エネルギー消費は、2019 年度比で 34%削減と想定している。エネルギー基本計画の 2030 年目標と比べると、3%高い水準である。電力需要は 2019 年度比 13%削減の 219TWh となった。

活動量の指標は世帯数推計で、2035 年度は 2019 年度比で 3%の減少である。世帯当たりの用途別エネルギー別のエネルギー消費量を原単位として、2035 年の世帯数予測値を乗ずることで BAU を算定し、そこから対策を用途ごとに積み上げて差し引いた。主要なエネルギー削減対策は、業務部門同様、冷暖房、給湯、厨房、照明動力の各用途の設備更新に合わせた機器の効率化および電化である。家庭部門では、他の燃料の暖房機器が電気ヒートポンプエアコンで代替されること、また、給湯器が電気ヒートポンプ給湯器に代替されることで大きな効果を上げている。さらに、建築物の新築や改修時の断熱・遮熱性能の強化によるエネルギー負荷の低減によるエネルギー・電力需要削減も想定している。新築は 40 年、既存住宅の改修では 25 年をサイクルとして算定した。

運輸部門

運輸部門の最終エネルギー消費は、2019 年度比で 29%削減と想定した。エネルギー基本計画の 2030 年目標と比べ、8%低い水準である。電力需要は 2019 年度比 286%増の 66TWh となった。

活動量は、旅客交通量・貨物交通量を指標として 2030 年度のエネルギー基本計画の想定値を基に 2035 年以降は人口比で逡減すると予測し、旅客需要で 9%、貨物需要で 1%の減少を見込んでいる。エネルギー消費は、旅客・貨物のモード（自家用自動車、タクシー、バス、トラック、鉄道、船舶、航空）ごとの 2019 年度の部門別輸送機別エネルギー消費原単位を基に、燃費改善見込みを回帰計算等で求め、交通量の 2035 年予測値を乗じて算定している。エネルギー消費原単位は自家用乗用車で向上してきているが、トラック貨物では改善率が低く、鉄道ではほとんど変化が見られないなどモード毎の特徴がある。

これに加える対策としては、自動車における電化が主要なものである。2035 年時点の乗用車のエネルギー消費における EV・PEV のシェアを 30%、バス、トラックにおいてもそれぞれ 15%まで導入されると想定している。また、モーダルシフトも、旅客自動車のバスへの移行、貨物自動車の鉄道への移行を一部想定している。

第 2 節 各電源の供給可能量の見通し

1. 自然エネルギー発電

ここまで検討してきた各自然エネルギーの導入可能量をまとめたのが、表 5-4 である。太陽光発電、風力発電などの導入を加速する規制改革が行われ、促進に必要な政策が実施

されれば、2035年度の自然エネルギー発電の発電量は714.5TWhまで拡大することが可能と想定される。

表 5-4：2035年度における自然エネルギー発電の予測

		2021年度	2030年度 (エネ基)	2030年度 (REI予測)	2035年度 (REI予測)
設備容量 (GW)	太陽光	79.2	164.0	208.0	280.2
	風力	4.6	23.6	30.9	59.8
	バイオマス	5.6	8.0	9.2	9.2
	水力	22.0	23.2	23.9	24.6
	地熱	0.5	1.5	0.7	1.6
	合計	111.9	220.3	269.7	375.4
発電量 (TWh)	太陽光	86.1	146.0	255.1	343.7
	風力	9.4	51.0	87.9	174.0
	バイオマス	33.2	47.0	59.6	85.7
	水力	77.8	98.0	93.1	99.6
	地熱	3.0	11.0	4.5	11.5
	合計	209.5	353.0	500.2	714.5

注) 政府のエネ基における太陽光発電の野心的目標は117.6GWであるが、ACベースであるため、比較のため過積載率140%を乗じて、DCベースに換算した。

出典) 2030年度については、自然エネルギー財団「2030年エネルギーミックスへの提言(第1版)」(2021年8月)より作成

自然エネルギーだけで714.5TWhという数字は、現在の3倍を超える発電量であり、2030年の政府目標353TWhの2倍以上の水準である。現状や政府目標と比較すれば大幅な増加が必要であり、容易な目標でないことは明らかである。しかし、第1章で述べたとおり、先進国ではG7の大半の国が2035年までに自然エネルギーを中心とした全電源の脱炭素をめざしており、その中には現在の自然エネルギー導入率が日本と同程度の米国も含まれている。

今回のシナリオでは、2035年までに太陽光発電導入量を現在の3.5倍に増加させることを想定しているが、欧州のREPowerEUPlanでは、2030年までに4倍にすることを目標に掲げている。風力発電については2035年までに13倍化することになり、太陽光発電よりも急速な拡大が必要である。しかしこれは、現時点の設備容量が4.6GWにとどまり、洋上風力にいたっては135MWしかないという立ち遅れの結果である。電力市場の規模が日本の3分の1である英国では、洋上風力発電の設備容量を現在の10GWから2030年までに50GWへと5倍化することを目標にし、実際にその実現に向けた多くのプロジェクトが進行している。

急速な自然エネルギー拡大が求められているのは日本だけではない。G7諸国をはじめ世界の多くの国が同じテーマに挑んでいる。世界が自然エネルギー拡大に最優先に取り組

んでいるは、太陽光発電でも陸上・洋上の風力発電でも、その発電コストが劇的に低下し、今後の更なる低下も見込むことができるからである。今回のシナリオで示した導入量は政府のこれまでの計画と比較すれば大きなものだが、2050年にむけては更に大きな導入が必要であり、2035年にむけても、コスト低下、技術開発、規制改革の進展いかんにより、今回のシナリオを超えて導入できる可能性もあると考えられる。

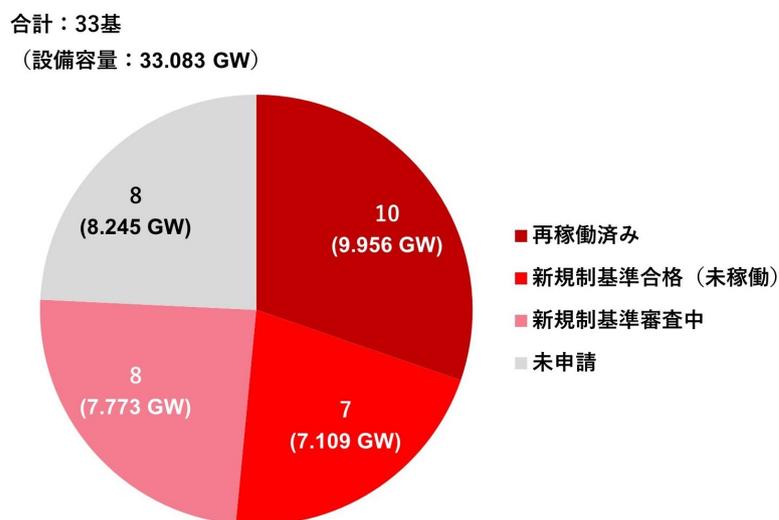
2. 原子力発電

第1章で指摘したようにGX基本方針において、岸田政権がもっとも力点を置いているように見えるのは原子力発電の復権である。原子力を推進する根拠として、当面の電力供給の確保と気候変動対策の推進がうたわれている。しかし、原子力発電はこれまでも指摘したとおり、安定的な電力供給を担えるものではないし、今後の脱炭素電源として大きな役割を果たせるものでもない⁷⁷。原子炉の新設については、GX基本方針のロードマップを見ても、2035年時点での稼働は想定されていない。コスト等検証委員会においても、原子力発電は、計画から運転開始まで20年かかるとされている。したがって以下では、既存原発の発電量についての検討を行っておく。

現在の稼働状況

2023年3月時点で、日本に33基(33GW)ある原子炉のうち、稼働しているのは10基(10GW)にとどまっている。これに加えて、新規規制基準に合格したものが7基(7.1GW)あるが、再稼働には至っていない。

図 5-2：日本における原子力発電の稼働状況（2023年3月時点）



出典)日本原子力産業協会「日本の原子力発電炉 (2023年3月7日現在)」より自然エネルギー財団作成

また、建設中の原子炉が3基あるが、島根第3(中国電力:1.37GW)については、2024年に建設完了を見込み中断していた審査が再開したところである。大間(電源開発:1.38GW)は2029年に建設完了見込みとされているが、審査が長期化し、稼働が5度目の延期となっ

⁷⁷ 自然エネルギー財団「日本の原子力発電 政策の妥当性を検証」2023年2月17日

ている。また、東京電力ホールディングスの東通（1.38 GW）は建設が中断したままであり、完成の見通しはたっていない。

政府の発電量見込み

第6次エネルギー基本計画は、2030年度の電源構成に占める原子力発電の割合を20～22%（186.8～205.5TWh）としている。2021年度の原子力比率がわずか6.9%であることを考えると、およそ3倍という大幅な増加を見込んでいることが分かる。しかし、この2030年目標は、現実離れしたもので、過度に野心的であると言わざるを得ない。再稼働済みの原子炉に加え、規制基準に合格したがまだ未稼働の原子炉、現在申請中の原子炉が全て稼働し、更に東通以外の2基の新設原子炉が稼働すると想定すれば、最大では15.7%に達する計算になる。しかし、すでに再稼働や建設の遅れが顕在化しており、この最大値の達成は極めて困難である⁷⁸。

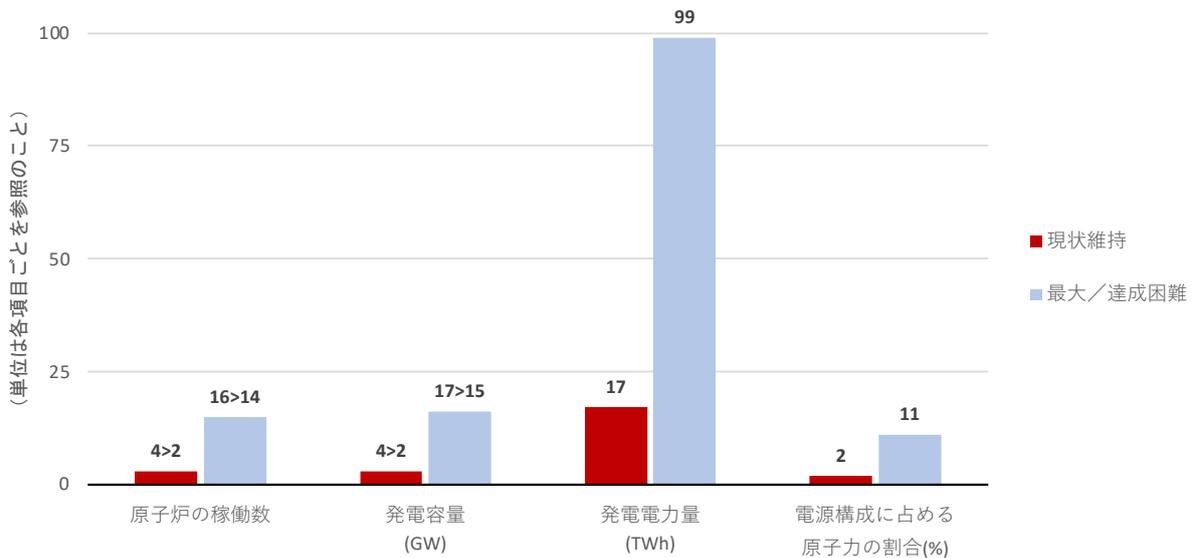
2035年の発電量見込み

これまでに稼働した10基の原子炉の中で現在、2035時点での稼働が予定されているのは、2035年度には九州電力の玄海第4（1.18GW）と60年運転が認められた関西電力の美浜第3（0.8GW）の2基のみである。これに現時点では稼働していないが、新規規制基準に合格し稼働予定日が決まっている女川2、高浜2が再稼働を果たせば、この2基は2035年時点では稼働している。それでも、これら合計4基で供給可能な電力は約17TWhであり、全体発電量の2%程度にすぎない。また、これら4基のうち2基は2035年内に、1基は2036年に、1基は2037年に、それぞれ運転期限を迎える。

これに対し、（1）現在、審査中の原子炉が全て審査に合格して再稼働し、（2）また60年運転を申請している原子炉が延長を認められ、（3）更に島根第3と大間が稼働を開始するというケースを想定すれば、2035年度に最大では、既設の14基、2基の新設と合わせて16基が稼働していることになる。この場合には合計で99TWhを供給し電力の11%程度をまかなうことになる。しかし、このシナリオの実現は極めて困難である。世界には60年を超えて実際に稼働している原子炉は存在しない。またこの試算では設備利用率70%を想定しているが、既存原発は老朽化の影響からは免れず、トラブルの頻発により稼働率の低下が予測される。また既設14基の半数7基は2038年までに運転を終了する。

⁷⁸ 詳しくは、自然エネルギー財団「日本の原子力発電政策の妥当性を検証」（2023年2月）を参照のこと。

図 5-3：2035 年の原子力発電の予測



(注) 現状維持：再稼働済み（運転期間の延長申請中を除く）、再稼働予定日が確定した原子炉。最大/達成困難：再稼働済み（運転期間の延長申請中を含む）、再稼働承認・申請済みの原子炉（運転期間超過を除く）、建設中の島根3と大間を含む。

出典)自然エネルギー財団作成

以上の検討から明らかなように、電力の安定供給と気候変動対策に大きな役割を果たすと政府が喧伝する原子力発電は、実際には2035年の電力供給にも二酸化炭素排出の削減にも大きな役割を果たすものではない。巻末に掲げた「脱炭素電源のコスト比較」で述べるように、新設原子炉は高コストであり、経済性の面だけから考えても合理的な選択ではない。

3. 化石燃料発電

現在の導入状況と新設計画

パリ協定に沿って、工業化以来の世界の平均気温の上昇を「1.5度」までに抑えるためには、可能な限り早期に、すべての化石燃料電源をフェーズアウトしていく必要がある。しかし、現状では日本の電力供給の大半は、化石燃料で占められている。

日本の2021年度末の主要な化石燃料発電設備は石炭火力が50.4GW、天然ガス火力が79.1GW、石油火力が22.7GWであった。また、発電量割合では石炭火力が31%、天然ガス火力が34.4%、石油・廃棄物火力が7.4%を占めており、2021年度の総発電量の72.8%が化石燃料によるものであった⁷⁹。

⁷⁹ 経済産業省資源エネルギー庁「総合エネルギー統計」（2021年度）

石炭火力

火力発電の中でも最も二酸化炭素排出量が大きい石炭火力の利用を可能な限り早くフェーズアウトすることは、気候変動政策、エネルギー政策の最重要の課題の一つである。これは IEA の「2050 年ネットゼロ」報告書でも明示されており、パリ協定に基づく 1.5°C 目標シナリオでは、先進諸国は対策なしの石炭火力発電について 2030 年までにフェーズアウトする必要がある。

こうした IEA や IPCC などの脱炭素シナリオの科学的知見に基づき、既に OECD 諸国と欧州の石炭火力発電設備の 4 分の 3 以上が 2030 年までに閉鎖される予定である⁸⁰。英国では、カーボンプライシングにより 2012 年に年間電力供給の 38% を占めていた石炭火力が、2019 年にはわずか 2% にまで激減している⁸¹。

こうした科学的知見および OECD 諸国の動向を踏まえ、本報告書でも、2030 年度までに石炭火力発電の利用が終わることを想定する。確かに、日本では、石炭火力発電からの電力供給が依然として多いことに加え、2.3GW が新設される計画がある。2023 年 2 月には神戸製鋼所が 650MW 級の石炭火力発電を運転開始するという、気候変動対策に逆行する動きが見られた。さらに政府は依然として、アンモニア混焼、CCS の活用などにより石炭火力発電を継続利用していくスタンスである。第 1 章で指摘し、また巻末「脱炭素電源のコスト比較」でも述べるように、こうした方法での火力発電からの排出削減は、実現可能性からもコスト面からも妥当な選択ではない。こうした試みがパリ協定に基づく脱炭素化目標と両立しないことは、自然エネルギー財団のこれまでの報告書や発表において重ねて明らかにしている⁸²。石炭火力発電は、2035 年ではなく 2030 年までに全ての稼働を停止する必要がある。

天然ガス火力

天然ガス火力発電は化石燃料発電の一種であるが、他の火力発電に比べると CO₂ 排出量が少ない。天然ガス火力発電の設備利用率をあげて石炭火力と置き換えるだけでも石炭火力分の CO₂ 排出量を半減できる。また、原子力発電と比べても柔軟な出力調整に優れており、変動型自然エネルギーとの適合性がある。2035 年以降、できるだけ早い時点での自然エネルギー 100% を実現し、ガス火力もフェーズアウトする必要があるが、それまでの間は自然エネルギーが供給できない部分をガス火力が供給することになる。この観点から、2035 年に自然エネルギーでカバーできない残りの電力需要を、既設の天然ガス火力発電設備で補えるかどうかを検討した。

⁸⁰ Powering Past Coal Alliance “THE STATE OF GLOBAL ACTION TO END EMISSIONS FROM COAL POWER“(2022 年 11 月)

<https://poweringpastcoal.org/news/powering-past-coal-2022/>

⁸¹ 英国ビジネス・エネルギー・産業戦略省 (BEIS) “National Statistics Energy Trends: UK electricity” (2020 年 5 月 28 日最終更新) <https://www.gov.uk/government/statistics/electricity-section-5-energy-trends>

⁸² 自然エネルギー財団「脱炭素社会へのエネルギー戦略の提案 2050 年 CO₂ 排出ゼロの日本へ」(2019 年 4 月)

同「日本の石炭火力輸出政策 5 つの誤謬」(2020 年 2 月)

同「日本の石炭火力発電政策の現状と課題」(2022 年 7 月 8 日「石炭火力発電フェーズアウトへの挑戦：日英の政策から考える」ウェビナー資料)などを参照されたい。

2022年に約79GWある既設の設備については運転開始から40年で停止し、新設計画があるもののまだ建設に至っていないと考えられる2.3GWの設備⁸³は建設されずに中止されることを想定すると、2035年時点では約58GWの天然ガス火力が存在することになる⁸⁴。これらの発電設備が70%稼働と想定すれば、356TWhの供給が可能である。これは先に想定した電力需要の約40.0%に相当する。したがって石炭火力、石油火力についてはすべて段階的に廃止し、天然ガス火力を新設せずとも、既設の天然ガス火力の活用と自然エネルギーで2035年の必要電力を供給することは可能と考えられる。

第3節 脱炭素化電力ミックスの姿

2035年における電力需要、自然エネルギー電源、原子力発電、化石燃料発電に関する検討を踏まえ、2035年において実現をめざすべき、そして必要な制度改革によって実現の可能な脱炭素化に向けた電力ミックス（以下、「脱炭素化電力ミックス」）は、表5-5に示すとおりである。

表 5-5：2035年度における脱炭素化電力ミックス

電源種類		発電量 (TWh)	割合 (%)
自然エネルギー	太陽光	343.7	38.6
	風力	174	19.6
	バイオマス	85.7	9.6
	水力	99.6	11.2
	地熱	11.5	1.3
	小計	714.5	80.3
化石燃料	天然ガス	175.5	19.7
合計		890	100

出典)自然エネルギー財団作成

2035年に想定される発電量890TWh(第1節で推計した電力需要に供給ロス分を加算)の80.3%にあたる714.5TWhを太陽光発電、風力発電を中心とする自然エネルギー電源が供給する。残余の175.5TWhは天然ガス火力が供給することになる。

CO₂排出量の削減を最大化するため石炭火力発電は利用を想定しない。原子力発電は2035年時点で計算上、最大では11%程度の電力を供給できる可能性はあるが、現実には実現困難であること、仮に実現したとしても2035年以降も継続的に発電量を維持できな

⁸³ 北海道電力の石狩湾新港2号・3号、関西電力の姫路天然ガス3号機は未着工と判断した。沖縄の吉の浦3号・4号機については情報が無いが未着工とした。

⁸⁴ 自然エネルギー財団作成日本の火力発電設備リスト（参考資料：旧一般電気事業者及びその他電力会社のウェブサイト・統合報告書・プレスリリース等、エネルギー庁新エネルギー小委員会第18回系統ワーキンググループ「電力会社設備一覧等」（2018年11月12日）

いこと、更には放射性廃棄物の最終処分場が確保されていないなど、持続可能な電源とは評価できないことから、利用を想定していない。

この脱炭素化電力ミックスの実現により発電部門からの CO₂ 排出量を 73.2%削減することが可能となる⁸⁵。更に現在と比べ、火力発電に用いる化石燃料の必要量を大幅に減らし、2021 年度の発電用の燃料費 5 兆 3680 億円を 1 兆 1590 億円へと 4 兆 2090 億円削減することができる。天然ガスの輸入はなお継続するものの、その発電量は 2021 年度の 355.5TWh から 175.5TWh に半減し、それだけ化石燃料価格の乱高下の影響を受ける度合いを減らすことができる。バイオマス燃料の輸入分を除けば、電力のおよそ 8 割弱を国内の自然エネルギー資源でまかなうので、エネルギー自給率の向上、エネルギー安全保障の強化に寄与することになる。

⁸⁵ 天然ガス発電の排出源単位：375g-CO₂/kWh、電力部門の排出量は、環境省温室効果ガスインベントリの 2020 年度の数値 391,294kt-CO₂ で計算。

第6章 脱炭素化電力ミックス実現への提案

前章までに、2035年までに日本の電力供給における自然エネルギーの割合を80%程度まで引き上げる可能性があることを示してきた。本章では日本が本来有する豊かな自然エネルギーのポテンシャルをいかし、また企業、自治体、地域の持つ活力に依存し、脱炭素化電力ミックスを現実のものとするために必要な課題を示し、提案を行う。その主要な柱は以下の7点である。

脱炭素化電力ミックス実現への7つの柱

- 1 エネルギー基本計画を早急に改正し、2035年自然エネルギー電力目標を80%以上に
- 2 風力発電・太陽光発電導入を大幅に加速する規制改革の実施
 - (1) 風力発電の開発期間を半減する規制改革
 - (2) 新築建築物への太陽光発電設置義務
- 3 所有権分離を中心とする電力システムの再改革
- 4 自然エネルギーによる脱炭素化のための送電網増強の着手
- 5 世界の脱炭素投資を日本に呼びこむカーボンプライシングの早期導入
- 6 コーポレートPPAの加速
- 7 自然エネルギー開発における自治体の責務と実行力の強化

第1の柱 エネルギー基本計画を早急に改正し、2035年自然エネルギー電力目標を80%以上に

2023年3月20日に公表されたIPCCの第6次統合報告書⁸⁶は、1.5°C目標を達成する機会が閉ざされつつあるという危機感をこれまでになく端的に表明している。

「気候変動は人間の幸福と地球の健康に対する脅威であり、全ての人々にとって住みやすく持続可能な将来を確保するための機会の窓が急速に閉ざされようとしている」

その上でIPCCが求めるのは、1.5度目標達成のため、なお残された可能性を生かすために、世界の二酸化炭素排出量を2019年比で2030年までに48%、2035年までに65%

⁸⁶ IPCC “SYNTHESIS REPORT OF THE IPCC SIXTH ASSESSMENT REPORT (AR6) Summary for Policymakers” (2023年3月)

削減することである。残された時間は少ない。IPCC は今回の報告書で「この 10 年間に行う選択や実施する対策が、現在から数千年先まで影響を持つ」と指摘している。

48%、65%という削減水準は世界全体を対象としたものであるから、先進国にはより高い削減が求められる。先行的に排出削減が必要な電力部門に関しては、G7加盟国の中で米国、英国、カナダが自国の目標として 2035 年の全電源脱炭素化を決めている。ドイツも 2038 年までの石炭火力廃止を 2030 年までに前倒しすることに努力し、全電源脱炭素化を実現するとしている。フランスは 2022 年時点で自然エネルギー電力と原子力をあわせ 88%に達している。イタリアは 2030 年で 70-72%の自然エネルギー目標を定めているので、2035 年にはそれ以上のレベルを目指すことが想定される。このように他の G7 加盟国の 2030、2035 年目標を見ると、日本の 2035 年目標水準 36-38%の低さが浮き彫りになる。

電力部門の排出削減目標の引き上げが課題となるときに、政府の対応として容易に予想されるのは、原子力発電の活用を更に進めようとするものであり、また石炭アンモニア混焼発電、CCS 付き火力発電の供給割合を高めようとするものである。しかしここまで検討してきたように、2035 年の日本において、どちらも大きな供給力になるものではない。更に、原子力も「ゼロエミッション火力」も発電コストが高く、巻末の「脱炭素電源のコスト比較」で示すように、経済的にも全く合理的な選択ではない。

2035 年時点での電源脱炭素化を真剣に追及しようとするれば、自然エネルギー電力の供給を飛躍的に拡大する以外に現実的な選択肢はない。IPCC の提起、他の先進国のめざす目標水準、そして本報告書でこれまで検討してきた太陽光発電、風力発電などの供給可能性を踏まえれば、2035 年の電力の少なくとも 80%を自然エネルギーで供給する必要がある。

そのための第 1 歩として、現在のエネルギー基本計画を早急に改正し、2035 年の自然エネルギー電力目標を 80%以上とすることを国のエネルギー政策の根幹に位置付ける必要がある。世界の国々は 2025 年までに 2035 年までの国別削減目標 (NDC)を提出しなければならない。エネルギー基本計画の改正はそのためにも必須である。

80%以上の導入目標とともに、電源ごとに導入する設備容量の目標とそのロードマップを示すことも必要である。これから 2035 年までに、毎年、太陽光発電、陸上・洋上の風力発電が何 GW 程度導入されていくのか、その道筋を示すことが投資の予見性を高めることになる。大きな目標の設定とロードマップの提示が太陽光発電、風力発電などのサプライチェーンの形成を促し、導入の加速化とコストダウンを可能とする。先進国だけでなく、中国、インドなどの新興国、更には発展途上国でも自然エネルギー導入は加速していく。その中で日本だけが低い目標のままにすれば、日本には必要な投資が集まらず国内のサプライチェーンも形成されない。

政府は、2011 年の東日本大震災と福島第一原子力発電所事故まで、自然エネルギー導入を促進する政策を殆ど行ってこなかった。2012 年に固定価格買取制度を導入したものの、震災後に初めて改定した 2014 年のエネルギー基本計画では、2030 年自然エネルギー目標を 22-24%という低い水準に設定し、2018 年の改定でも据え置いてしまった。低い導入目標の下で、洋上風力発電の導入の取組は立ち遅れ、建築物への太陽光発電導入を促進する施策にも取り組まれなかった。こうした政府の消極的な政策の中で、日本の自然エネル

ギー導入は欧州や中国などに大きく遅れてしまった。2035年を前に、こうした誤りを繰り返してはならない。

第2の柱 風力発電・太陽光発電導入を大幅に加速する規制改革の実施

エネルギー基本計画で高い自然エネルギー電力目標を決め、ロードマップを示すとともに、必要なのは中心となる風力発電、太陽光発電の開発を大幅に加速する規制改革を行うことである。

風力発電導入加速への課題

世界の自然エネルギー拡大をけん引している双璧は太陽光発電と風力発電である。日本の致命的な弱点は、これまで風力発電の導入があまりに少なく、テンポの遅いものだったことである。洋上風力発電の開発がようやく始まっているが、そのレベルは欧米、中国という先進地域と比べると桁違いに低い。風力発電開発を大幅に加速し、開発期間の半減をめざす規制改革は、2035年電源脱炭素をめざす最も重要な課題と言える。第3章で検討した2035年度までの約60GWの導入を実現するためには、計画から運転開始までの許認可手続の迅速化が不可欠である。その中では、特に洋上風力の「セントラル方式」による導入規模の拡大と加速化に向けた環境整備が求められる。同時に、風力発電が地域との共生を実現するものであることが重要である。立地地域・海域の利害関係者との対話や調整は、国がイニシアティブをとる枠組みの中で、早期の段階から取り組まれる必要がある（更に早急な電力系統整備が必要であり、これについては第4の柱で述べる）。

許認可手続きの迅速化

風力発電の導入が先行する国でも、さらなる開発加速化のための規制改革に取り組みされており、例えば英国では、13年程度かかる洋上風力発電の開発期間を半減することを目標に諸施策を掲げ、欧州連合では許認可期間の短縮に向けた制度整備を開始している（後記Box参照）。

風力発電の開発手続にはさまざまな許認可が必要である。許認可の取得にかかる手続の長期化を改善しなければ、導入のスピードは上がらない。逆に、導入スピードが上がることにより、事業の予見可能性が高まってリスクが低減し、事業者の投資も増加し、早期の導入量の加速化も見込める。

風力発電施設や送電線を設置する林地・農地等の土地利用手続については、さらなる合理化の余地がある。例えば、保安林や農地に関する情報や手続のデジタル化推進⁸⁷は、事業者を始めとする利害関係者の情報アクセスにも資するほか、事例の集積（データベース化）や分析等を通じて運用基準の明確化にも役立つなど、手続の透明化・迅速化向上のために必要である。

⁸⁷ 例えば、保安林の位置はデータベースで公開されているが、保安林指定の解除にあたっての審査基準が異なる第1級地と第2級地の別は掲載されていない。また、農地についても、農地の種別（第一種等）について公開されたデータベースで確認することは難しい。

必要な許認可手続は複数の行政庁にまたがっていることから、特定の行政庁（例えば経済産業省）がその進行を一元的に管理すべきである。これにより、自然エネルギー導入に関わる許認可手続の進行全体を確認・モニタリングできるようにし、重複の排除や同時並行化、手続の隘路となっている規制の特定と迅速な改善対応といった合理化を進めるべきである。

発電施設等の安全基準に関する審査（技術基準適合性評価）は、特に洋上風力で、手続の重複や基準の不明瞭性のために時間とコストがかかっている。経済産業省も問題の改善に取り組んでおり、手続の重複を避ける仕組みを導入した。具体的には、技術基準適合性評価手続を、経済産業省が登録する機関が実施する制度を新設し、これまで、第三者認証機関と経済産業省とで二重に行われていた評価手続について、登録適合性確認機関による確認を経た部分については経済産業省での確認を省略できることとなった。本制度は2023年3月から実施されるが、審査手続の短縮化に結び付く適切な運用が求められる。加えて、基準の明確化に向けては、国際規格や第三者認証を最大限活用することで、迅速に課題を克服することが重要である。

なお、洋上風力については、発電所の設計に必要な風況や海底地盤、気象・海象について、独立行政法人エネルギー・金属鉱物資源機構（JOGMEC）が調査を行う制度が2023年度から開始される。JOGMECの調査結果は、事業者公募手続に合わせて事業者を提供されるが、この際、登録適合性確認機関による適合性確認文書（これまでのウィンドファーム認証に相当するもの）の取得に必要な情報が収集・提供され、事業者に適時に提供されることが必要である。これにより、選定事業者自身が実施する調査が必要最小限となり、選定後に必要な時間の短縮が可能となる。また、JOGMECの調査が、2035年度までの導入必要量に見合うだけの海域で実施されるべきことは当然である。

環境影響評価手続きの迅速化

環境影響評価も時間を要する手続の一つである。実地調査を行う場合に必要期間は適切に確保されなければならないため、導入加速化を図るためには、環境影響評価に関連する情報収集や調整を可能な限り前倒して実施することが必要である。国や地方公共団体が区域・海域を指定して自然エネルギー開発を促進する制度（地球温暖化対策推進法の下で地方公共団体が行うポジティブゾーニングや、再エネ海域利用法の下で国が定める促進区域等）を活用する場合には、国等が環境影響評価に関する情報収集や調整を主体的に実施し、環境影響評価手続の初期段階（配慮書や方法書）を省略できる仕組みを整備することが求められる⁸⁸。

また、情報収集やデータの分析・評価の合理化を図ることも有用である。環境影響評価に関する情報の共有・蓄積を進めるため、必要な法的枠組みの整備を検討すべきである。加えて、案件数の増加が行政や利害関係者のコストにもつながることも考慮すると、スクリーニング制度を活用する新たな制度を導入し、案件と評価項目を精査して合理化し、必要な評価に集中することも検討すべきである。

⁸⁸ 洋上風力については、環境省が洋上風力開発の候補地となる海域について情報収集を行う事業を開始し、2022年度に1海域、2023年度に2海域で実施される。

こうした取組みによって、事業者による具体的な事業開発開始前から情報収集や調整が行われ、これまで開発開始から4～6年程度要していた環境影響評価手続や技術基準適合性評価に向けた手続の期間を半減することが可能と考えられる。

地域との共生に向けたプロセスの改善

風力発電が地域で受け入れられ、長期間発電を続けるためには、地域との共生が不可欠である。洋上風力は、促進区域指定の手続に地域との調整が含まれており、調整の進み具合が案件形成のスピードを左右する。陸上では、案件の数・規模の増加もあり、地域での反対が起こる例も見られる。地域での調整を進めるためには、計画のできるだけ早い段階から利害関係者に情報が提供され、対話や議論が開始されることが重要である。そのためには、当該地域の状況を知る国や地方公共団体が利害関係者を特定し、地域での対話・議論を主体的に進めることが必要である。改正地球温暖化対策推進法の下でのポジティブゾーニングや、再エネ海域利用法に基づく促進区域の指定に向けた手続（協議会の開催）を活用することは重要だが、風力発電を導入する区域・海域を具体的に特定する前段階から、どこにどの規模で導入するか（またはしないか）、その効果等を複数案検討することや、ゾーニングにも取り組まれるべきである。洋上風力については、海がつながっており利害関係者が県境をまたいでいることなども考慮すると、国が主導して、専門家や先行利用者をはじめとする利害関係者で海域利用のあり方を議論する取り組みをいち早く開始すべきである。

BOX:開発期間の半減をめざす欧州での規制改革

欧州では、自然エネルギーの導入加速化を進めるため、許認可手続の迅速化にいち早く着手している。欧州委員会が2022年5月に公表した政策 REPowerEU Plan の柱の1つに、自然エネルギーを優先的に導入する区域(“renewables go-to area”)の設定と許認可期間の上限を定めた欧州指令案がある⁸⁹。具体的には、加盟各国は、2030年の自然エネルギー導入目標達成に向け、一定の環境影響への配慮を踏まえた優先導入区域を指定し(指定にあたっては戦略的アセスメントを実施する)、優先導入区域での許認可(系統接続や環境アセスメントを含む)に要する期間を原則1年間とする。同指令案は、2023年3月現在、採択に向けた議論中であり、加盟国は、採択後2年以内の実施を求められる。

同時に、欧州委員会は、許認可の迅速化に関する提言を採択し、加盟国に下記の事項への対応を求めている⁹⁰。

- ・ 手続の迅速化・期間の短縮
- ・ 市民や地域コミュニティの参加
- ・ 内部調整の改善
- ・ 手続の明確化・デジタル化
- ・ 人材とスキルの充実
- ・ 立地に関するよりよい特定と計画
- ・ 系統接続の容易化
- ・ 革新的なプロジェクトの推進
- ・ 電力購入契約の推進
- ・ 許認可手続に関する状況の監視・報告・改善

さらに、欧州理事会は、エネルギー危機の状況を受けて、2022年12月に欧州理事会規則を採択した⁹¹。この規則により、自然エネルギーの導入は、自然環境保護法制における利益調整の中で、優先される公益(overriding public interest)として位置付けるものとされた。同規則は施行から18か月の時限立法であるが、自然エネルギー導入加速化のため、さまざまな施策で対応する姿勢は欧州の危機感の現れとであり、日本においてもこうした迅速な政策対応が不可欠である。

太陽光発電導入加速への課題

今回の推計で示した2035年度280GWという導入目標を達成するためには、2021年度末の導入量が79GWであるから、2022年度から2035年度の14年間に平均で年間14.4GW

⁸⁹ Proposal for a DIRECTIVE OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL amending Directive (EU) 2018/2001 on the promotion of the use of energy from renewable sources, Directive 2010/31/EU on the energy performance of buildings and Directive 2012/27/EU on energy efficiency (18.5.2022) <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=COM%3A2022%3A222%3AFIN&qid=1653033811900>

⁹⁰ COMMISSION RECOMMENDATION of 18.5.2022 on speeding up permit-granting procedures for renewable energy projects and facilitating Power Purchase Agreements https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=PI_COM%3AC%282022%293219&qid=1653033569832

の導入が必要になる計算である。直近の年間導入量は、7GW 程度まで低下しているが、FIT 開始以降、ピークの 2014 年度には 13.2GW を記録していた。この時から現在までに太陽光発電コストは大幅に低下しており、2035 年にむけて更に低下が見込まれている。しかも、2035 年度にかけて導入の中心になるのは、建物の屋根や農地など、比較的小規模で施工期間が短い案件である。したがって、より生産性を高めた計画設計と施工により、導入スピードを高めていくことは可能である。一方で、ボトルネックとなりうるのは、太陽光発電モジュールやパワーコンディショナーなど部材供給のサプライチェーンである。そのため、国内生産や生産体制の分散化・多様化などには、早急に着手すべきである。

以上のような可能性を確実にいかし、2035 年度 280GW という目標を達成し、更に高めみをめざすため、特に以下のような政策・制度が必要になる。

新築建築物への太陽光発電設置義務の導入

2035 年への導入加速を確実にするためには、東京都と川崎市が先駆的に導入した住宅メーカーへの設置義務のような義務的制度を全国規模でも実現する必要がある。国レベルでは、2022 年 6 月に改正された建築物省エネ法の議論で、一時、太陽光発電設置の義務化が議題に上がったが、十分な検討が行われないうまま見送られてしまった。国は、地方自治体の実現した先駆的制度に学び、その全国展開を促進すべきである。また法律による設置義務制度の導入についても改めて取り組む必要がある。

一方、民間住宅メーカーの中には、みずから率先して建設および開発する商業施設・事業施設の全ての新築建築物の屋根に、太陽光発電システムの提案を行うことを方針とする企業が登場している⁹²。法や条例における義務付け制度の導入により、こうした民間の先駆的取組みとあいまって、太陽光発電の屋上設置を加速していくことができる。

公共建築への率先導入・軽量型太陽光発電の普及

新築とともに重要なのは既築建築物への太陽光発電の普及である。公共建築については、政府が 2040 年までに 100% 設置という目標を掲げており、いくつかの先駆的自治体が同様の目標を掲げている。こうした目標を遅くとも 2035 年までに前倒しし、すべての自治体・公的団体に広げることが必要である。既築建築物への拡大には、軽量型の太陽光発電を普及することが有効である。ペロブスカイトなどの新素材に限らず、従来型の結晶シリコンを用いた軽量モジュールの開発や市場創出に取り組む必要がある。

ローカル系統接続問題の解決

地上設置型の太陽光発電については、設置可能な土地があっても、系統連系ができないという問題がある。今後増加する低圧・高圧の太陽光発電については、ローカル系統もしくは配電系統（高圧・低圧）と呼ばれる下位系統に接続する必要があるが、基幹系統と同じくノンファーム型接続が 2023 年 4 月から適応されることが決まっている。これにより、

⁹¹ Council Regulation (EU) 2022/2577 of 22 December 2022 laying down a framework to accelerate the deployment of renewable energy <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:32022R2577>

⁹² 大和ハウス工業株式会社「商業施設・事業施設の全ての新築建築物の屋根に太陽光発電システムを提案」(2022 年 9 月 22 日プレスリリース)

電源の系統接続時点の課題解決が進むことが期待されるが、今後、適切な立地インセンティブを各電源に与えるためにも、系統ごとの混雑発生率などの情報公開を進める必要がある。さらには、配電系統や変電所の増強も必要になる場合もあり、改正温対法に基づく「促進区域」など地域単位でローカル系統の活用方法や増強を検討できる仕組みが必要である。

土地利用に関する規制改革の実践

内閣府再生可能エネルギー等に関する規制等の総点検タスクフォースなどの議論を通じて、これまで荒廃農地の活用などについて、一定の規制改革が進んできた。今後は現場で具体的な事例を積み上げていくことが重要である。たとえば、単収要件が撤廃されたことにより、営農再開のハードルが下がり、太陽光発電収入が経営を好転させることから、「再生可能」と分類されているものを中心に、荒廃農地の活用も進展する可能性も出てきている。一方で、荒廃農地のうち、再生利用困難な土地についての非農地判断や、再生利用可能であっても今後の耕作見込みがないことの判断などは、市町村や農業委員会に委ねられているため、こうした関係者への情報提供が引き続き必要である。

第3の柱 所有権分離を中心とする電力システムの再改革

自然エネルギーの導入を加速し、脱炭素化電力ミックスを実現するために不可欠なもう一つの課題は、電力システムの改革である。これまでも自然エネルギー財団は、送電網の公正な開放や増強、メリットオーダーに基づいた市場取引や広域的な需給調整など、電力システム改革の必要性を繰り返し指摘してきた⁹³。電力システム改革は自然エネルギー主力電源化の必要条件であるが、これまでの取り組みは不十分だったと言わざるを得ない。それが、日本における太陽光発電、風力発電導入の遅れの主因になってきたと考えられる。

電力システム改革の機能不全

そのような中で、昨年来大手電力会社による不祥事が相次いで露見している。カルテル、新電力の顧客情報の漏洩・不正閲覧、経産省の再エネ管理システムの不正閲覧などは、その通りであれば、独占禁止法や電気事業法に違反する行為であり、送配電事業の中立性を含む公正な競争環境という大前提を揺るがす深刻な事態である。大手電力は、旧独占企業として現在でも圧倒的な市場支配力を有し、送配電網を独占的に保有する。それらが揃って違法行為を働くようであれば、電力システム改革は機能不全と言わざるを得ない。取り組みが不十分との当財団の指摘は、残念ながら正しかったのである。

送配電事業が中立でなければ、新規参入者が多い自然エネルギー発電事業者にとって、系統接続は困難を来たす。系統接続における大きな負担や、九州地方などでの出力抑制が欧州と比べて合理的でないこと、送配電網の増強の遅れにも、同様の要因が働いてきた可能性が高い。また不正閲覧やカルテルは、新電力の不当な排除につながった恐れがあり、新電力が相対的に前向きな自然エネルギー電力の取引が阻害されてきた可能性も否定できない。

⁹³ 「電力システム改革に対する提言」2020年5月、「エネルギー危機を踏まえた電力システム改革の提言」（2022年12月）など。

法的分離から所有権分離へ

今必要なのは、電力システムのゼロからの再改革である。送配電事業の法的分離では不十分であることが明らかになった以上は、所有権分離が必要である。そもそも法的分離は、競争政策の観点からは不十分な措置であったが、厳しい行為規制とセットで妥協的に選択された経緯がある。資本面でも独立した送配電事業者の下で、自然エネルギーの優先接続・優先給電、広域的で合理的な需給調整、送電網の増強などを加速しなければならない。

その他、大手電力の発電部門と販売部門の分離や、内外無差別の卸取引の徹底、スポット市場への強制玉出しの義務付けも必要である。問題があったのは、送配電子会社だけでなく、小売部門や企画部門も遵法精神に欠けていた。大手電力は、法定独占・垂直統合のマインドから脱却できていないのであり、送配電事業の中立化に止まらない競争政策の厳格化を徹底すべきである。

電力・ガス取引監視等委員会の見直し

さらに、今般の違法行為を見抜けなかった電力・ガス取引監視等委員会のあり方も見直しが必要である。カルテルは公正取引委員会が摘発しているものであり、電取委はこれに気づいていなかった。情報漏洩についても、電力会社からの通報で明らかになったのであり、電取委の監督や監査は全く不十分であった。これらには、電取委の権限や人的資源が不十分なことが背景にあり、抜本的な強化が必要である。かねてより、電取委が大手電力に宥和的であったことに鑑みれば、独立行政委員会への改組も必要である。

ここに列挙した提言は、欧州などでは10年から20年以上前に完了したものばかりである。日本ではこれに遅れてきたわけだが、今こそ送配電網の中立性を確保し、公正な競争環境を整備しなければ、エネルギー転換はなし得ない。

第4の柱 自然エネルギーによる脱炭素化のための送電網増強の着手

脱炭素化電力ミックスの中心を担うのは、太陽光発電、風力発電という変動型自然エネルギーである。脱炭素化電力ミックスでは2035年の発電量890TWhのうち約518TWhが太陽光と風力で供給され、その割合はおよそ58%となる。自然エネルギー財団では、今回の報告書に続き、変動型電源がこの程度の割合を占める電源構成により、安定的な電力供給を維持するために必要な送電網のあり方を検討し、必要な政策提言を行う予定である。

「自然エネルギーによる脱炭素化のための送電網研究会」での検討

一方、自然エネルギー財団では、2035年の電源構成の検討と並行して、自然エネルギーによる脱炭素化を実現するために、どの程度の送電容量が必要かについて、学識経験者など専門家による研究会を設置し検討を進め、その議論を踏まえた報告書（以下、送電網報告書とする）を公表している⁹⁴。この研究の成果を踏まえれば、自然エネルギーで80%の電力を供給する脱炭素化電力ミックスの実現のためには、以下に示すように現在の時点から送電網増強に着手する必要があると考えられる。

⁹⁴ 自然エネルギー財団「自然エネルギーによる脱炭素化のための送電網のあり方」（2023年4月）

送電網報告書では、電力広域的運営推進機関（以下、OCCTO）が2023年3月に公表した「広域系統長期方針（広域連系系統のマスタープラン）」を再現したシナリオ（OCCTO再現シナリオ）を検討した。OCCTO再現シナリオでは、太陽光260GW、陸上風力41GW、洋上風力45GWの導入を想定している。これは今回の脱炭素化電力ミックスの想定（太陽光280GW、陸上風力34GW、洋上風力25GW）と比べ、洋上風力発電以外は大きく変わらない想定となっている。

送電網報告書では、需要および供給について、広域連系系統のマスタープランにおいて2022年9月時点で設定された量を参考に、一般送配電事業者（TSO）エリアごとに割り付けを行った上で、1年8760時間の1時間ごとの需要量を設定し、自然エネルギー発電などの供給がその需要を満たすかを需給シミュレーションにより分析した⁹⁵。これに対し、今回は2035年における脱炭素化電力ミックスを実現するために必要と考えられる送電線規模を検討するため、簡易的にエリア別の導入量を設定し、送電網報告書で実施した分析結果との比較を行った（エリア別導入量の想定およびOCCTO再現シナリオでの配分との比較は巻末資料に示した）。太陽光発電については関西TSOエリアの導入量などで違いはあるものの、概ね、各TSOエリアにおける導入量は、脱炭素化電力ミックスとOCCTO再現シナリオで同程度となっている。一方、風力発電合計については、日本全体で導入量が約26GW異なるため、各TSOエリアでも導入量が異なる。とりわけ、北海道TSOエリアについて脱炭素化電力ミックスにおける風力発電導入量は6.7GWと想定されるが、OCCTO再現シナリオは11.8GWとなり、およそ2倍の違いとなる。この違いが、2035年時点で必要な送電線容量の違いに現れると考えられる。

具体的には、北海道～東北TSO間の送電容量について、広域連系系統のマスタープランのベースシナリオでは、北海道～東北TSOエリア間で6GW、東北～東京TSOエリア間で8GWの増強が費用便益の観点から効果的とされた。北海道エリアの風力発電導入見込み量の違いを考慮すると、脱炭素化電力ミックスを実現するためには、北海道～東北TSOエリア間は4GW程度の増強が妥当ではないかと考えられる。一方、東北～東京TSO間の送電容量については、広域連系系統のマスタープランと脱炭素化電力ミックスの両分析において、東北TSOエリアに導入が想定される太陽光および風力発電規模がほぼ同じであることを踏まえると、8GW程度の増強は必要という可能性もある。ただし、炭素化電力ミックスにおける需要量が広域連系系統のマスタープランで想定した需要量の約7割であることから、適切な増強規模については、別途電力需給モデルによるシミュレーション分析を行った上で、丁寧な議論を行う必要がある。

自然エネルギー100%シナリオでの送電網のあり方

送電網報告書では、広域連系系統のマスタープランについて議論したOCCTO再現シナリオの他に、自然エネルギーにより電力供給の全てを賄うことを目指した「自然エネルギー100%シナリオ」⁹⁶も設定し、外生的に与えた各エリアの電力需要を自然エネルギーによっ

⁹⁵ 分析には日立エナジー社（旧ABB社）製の電力市場・需給シミュレーションツールPROMODを用いた。

⁹⁶ 自然エネルギー財団がドイツのシンクタンクであるアゴラ・エナジーヴェンデ、およびフィンランドのラッペンランタ工科大学と行った共同研究結果をベースに設定した。「脱炭素の日本への自然エネルギー100%戦略」（2021年3月）参照。

てどの程度賄えるかの分析を行っている。この場合、北海道～東京 TSO エリア間に少なくとも 12GW の送電線増強が必要と結論付けられた。すなわち、日本のカーボンニュートラルを自然エネルギーによって成し遂げていくには、広域連系系統のマスタープランで示された以上の送電網増強が必要となる。

現時点から 2035 年にむけた送電網増強の着手を

広域連系系統のマスタープランに関しては、既に北海道～東京 TSO エリアで 1 ルート 2GW の増強検討が広域系統整備委員会で進められている。今回の簡易な検討からは、北海道、東北に賦存する豊富な自然エネルギー資源を活用し 2035 年に自然エネルギー 80% の電力システムを実現するためには、4GW 程度の送電網増強が必要となると考えられる。さらに、2050 年にむけて自然エネルギー 100% を実現するためには、更に大規模な送電網増強が必要と考えられ、その規模は広域連系系統のマスタープラン以上である。送電網の整備には長期間を要するため、2035 年、更には 2050 年にむけて日本の脱炭素化を実現するエネルギーミックスのあり方についての合意を形成し、計画的な送電網整備に着手することが必要である。

第 5 の柱 世界の脱炭素投資を日本に呼びこむカーボンプライシングの早期導入

脱炭素化電力ミックスの実現、そして他のエネルギー利用からの排出削減も含め、2030 年、2035 年への大幅削減を実現するための基本的なツールの一つは実効性のあるカーボンプライシングの導入である。

世界標準から乖離した GX-ETS

GX 基本方針は、その目玉のひとつとして排出量取引制度、GX-ETS の導入を織り込んでいる。しかしこの制度はあくまでも「自主的」排出量取引であり、参加したいなら参加する、したくないなら参加しなくていいという枠組みである。経済産業省自身が、この制度の検討会に提出した資料⁹⁷の中で、自主参加では非参加企業と参加企業の間で負担の偏りが生じうる、参加企業間でも公平性に疑義が生じうるなど、その問題点を指摘している。義務的な制度に移行し排出枠の有償オークションを開始するのは 10 年後の 2033 年度からであり、それも対象を発電事業者だけに限定している。GX 基本方針では、排出量取引に加え 2028 年度から化石燃料輸入者等に対する「炭素に対する賦課金」を導入するとしている。これもカーボンプライシングの一種ではあるが、上述の有償オークションとあわせても、炭素価格は 1 トンあたり 1500 円程度に留まると推計される。IEA は先進国に求められる炭素価格水準を 2030 年で 130 ドルとしており、GX 基本方針が導入するカーボンプライシングの価格その 10 分の 1 程度の低水準になる。

⁹⁷ クリーンエネルギー戦略検討合同会合事務局「GX を実現するための政策イニシアティブの具体化について」（2022 年 11 月 24 日）

GX 移行債の課題

脱炭素化電力ミックスを実現する大規模な自然エネルギー開発を実現するためには、そのための資金が必要である。国際エネルギー機関による報告⁹⁸では、2035年におけるクリーンエネルギーへの投資は年額 4 兆ドルを超えるとの試算があり、IPCC 第 6 次報告では 2030 年時点での年間緩和投資は 2020 年現在の 3~6 倍が必要と試算されている。最新の国際再生可能エネルギー機関(IRENA, International Renewable Energy Agency)による試算では、1.5°Cを達成するための 2023 年から 2030 年の間の年平均移行関連投資必要額は、5 兆ドル程度であることが指摘されている⁹⁹。

これらの投資はすなわち経済的な機会でもある。生産過程、つまりライフサイクルの上流においてネットゼロ排出を実現する財への需要がこれまでになく高まっている。この財を供給できる技術を先に開発し、先に実用化し、先に生産・供給できるようになることで、大きな機会をつかむことができる。

米国インフレ抑制法¹⁰⁰に続き、欧州のネットゼロ産業法¹⁰¹も案が公表され、政策的にこの機会を捉えようとする動きが広がっている。GX 基本方針では 10 年間で官民あわせて 150 兆円超の投資をめざすとし、そのけん引役として 20 兆円規模の GX 移行債の発行を計画している。政府は、GX 移行債の用途の中に水素・アンモニアの需要拡大支援をあげている。ここで特に問題なのは、政府がグレー水素、グレーアンモニアの利用を当面、認めるとしていることだ。海外で化石燃料から CCS なしでアンモニアを作って日本の石炭火力に混焼する場合、つまり地球全体では二酸化炭素排出削減にならない場合でも、GX 移行債の対象に含まれることになる。

この日本独自の基準の下での GX 移行債を、世界や日本の投資家が購入するとは思えない。日本の 3 メガバンクや大手生命保険会社、アセットマネジメント会社の多くは、国際基準のもと、投融資先のスコープ 3 を含むネットゼロを約束しているからだ。国際基準では、前述のグレー水素・グレーアンモニアの利用は、消費企業のスコープ 3 カテゴリ 3 (スコープ 1、2 に含まれない燃料及びエネルギー関連活動) の排出となってしまう、ネットゼロに逆行する。つまり、日本政府が現在、利用を認めているグレーなエネルギーの製造に投資することは、ネットゼロにコミットしている金融機関としては投融資先排出量を増やすことになってしまう。ネットゼロの約束を達成できなくなることから、投資は集まらなると予想される。

世界の脱炭素投資を呼び込める世界標準のカーボンプライシングの早期導入を

日本政府は 2000 年から 20 年以上も排出量取引制度の検討を続けてきた。IPCC の提起を受けた大幅な排出削減が求められるときに、GX 基本方針が打ち出したカーボンプライ

⁹⁸ IEA, “Net Zero by 2050,” (2021) <https://www.iea.org/reports/net-zero-by-2050>, p.81

⁹⁹ IRENA, “World Energy Transitions Outlook 2023: 1.5° C Pathway; Preview” (2023.3)

<https://www.irena.org/Publications/2023/Mar/World-Energy-Transitions-Outlook-2023>

¹⁰⁰ <https://www.irs.gov/inflation-reduction-act-of-2022>

¹⁰¹ https://single-market-economy.ec.europa.eu/publications/net-zero-industry-act_en

シング構想、そして GX 移行債の内容は、真剣に気候危機に立ち向かうものとは到底いいがたい。

年間 4~5 兆ドルを超える世界の移行投資が日本の技術に向けられるためには、世界標準のカーボンプライシングを早急に導入し、排出削減に向けた大胆な投資が可能な実効性のある炭素価格を実現しなければならない。排出量取引は義務的的制度とし、ETS 参加主体外からの自主的クレジットによるオフセットの利用を認めるべきではない。国連ネットゼロ専門家グループによる提言¹⁰²、UNFCCC による Race to Zero 要件¹⁰³、SBTi(Science Based Targets initiative)において共通して提唱される通り、1.5°C経路での削減は真水にて行うべきである。自主的クレジットは、排出量取引制度における削減目標の達成とは別に、先進国としての途上国への資金的貢献として、別枠にて積極的に推奨することが望ましい¹⁰⁴。

GX 移行債は、日本で操業することで世界標準でのネットゼロの達成が可能となる環境を整備するための投資に向けられるべきである。日本の自然エネルギー導入が進まず、SBT では削減とならない技術に資金が振り向けられるようでは、世界標準である SBT 基準の目標を設定し気候対策に先駆的に取り組む企業が、日本での操業を続けることが困難となってしまう。世界全体の CO₂ 増加をもたらず技術は、削減対策の対象に含まないというルールを定めることが必要である。日本がグローバル経済の中で競争に加わっている以上、ゼロへのレースの国際ルールに従うことが必要である。

第6の柱 コーポレート PPA の加速

自然エネルギー開発の加速のためには、需要面からの取組み強化も不可欠である。ビジネスの脱炭素化に向けて、世界各国の企業が自然エネルギーの電力の利用を積極的に拡大している。国連気候変動枠組条約事務局のもと運営される Race to Zero キャンペーンに加盟する企業や金融機関は、自らのサプライヤーや投融資先、しかも投融資先のスコープ3も含むネットゼロを誓約している。日本のメガバンクを含む金融機関や大企業の多くがこれに加盟しており、中小企業を含めて、2050 年までのネットゼロ、そして野心的な中間目標を持ち、それに向かって着実に進んでいない企業は、取引や投融資先として選ばれなくなる恐れもある。

日本の RE100 企業の遅れ

事業で使用する電力を自然エネルギー100%で調達することを目指す国際イニシアティブ RE100 の最新の調査によると、加盟企業 334 社が報告した自然エネルギーの電力の利用率は 2021 年に 49%に達した (表 6-1)。2019 年の 41%、2020 年の 45%から 4 ポイ

¹⁰² 国連非国家主体のネットゼロ宣言に関するハイレベル専門家グループ「インテグリティの重要性：ビジネス、金融機関、自治体、地域によるネットゼロ宣言の在り方」(2022年11月)(Japan-CLP 翻訳版：https://japan-clp.jp/wp-content/uploads/2023/02/HLEG-report_JPN.pdf)

¹⁰³ JCI ウェブサイト Race to Zero Circle 「スタート・ライン(最低要件)とリーダーとしての実践 3.0-レース・トゥ・ゼロキャンペーンに参加するために必要な最低要件」https://japanclimate.org/wp/wp-content/uploads/2022/08/Race-to-Zero-Criteria-3.0JP_ver0825.pdf

¹⁰⁴ SBTi から 2023 年公表予定の「バリューチェーンを超えた緩和(BVCM, Beyond Value Chain Mitigation)」参照

ントずつ増加している。自然エネルギーの電力を利用して脱炭素を推進する企業の役割は世界中で高まっている。こういった脱炭素化には自然エネルギーの利用拡大が欠かせない。ところが RE100 の加盟企業による電力消費量の多い主要 5 カ国の状況を見てみると、国ごとの差が非常に大きい。加盟企業数が最も多い米国では、電力消費量は合計で 100TWh を超えているが、そのうち 68% を自然エネルギーの電力で調達できている。英国では実に 99%、ドイツも 85% で米国を上回った。中国は米国に次いで電力消費量が多く、32% にとどまっている。そして中国とほぼ同程度の電力消費量の日本では、自然エネルギーの比率が 15% に過ぎない。RE100 に加盟している先進的な企業が日本国内では自然エネルギーの電力を十分に利用できていない状況だ。

表 6-1 : RE100 加盟企業の自然エネルギー電力の利用状況 (2021 年、334 社が回答)

国	加盟企業数 (本社所在)	加盟企業数 (事業実施)	電力消費量 (TWh)	自然エネルギーの 比率 (%)
米国	94	221	105	68
英国	46	183	12	99
ドイツ	15	165	12	85
中国	6	211	30	32
日本	66	173	28	15
全世界	227	334	376	49

出典) RE100 「2022 Annual Disclosure report」(2023 年 1 月) のデータをもとに自然エネルギー財団作成
<https://www.there100.org/our-work/press/companies-increasing-consumption>

主な要因は 2 つある。第 1 に、日本では国全体の電力に占める自然エネルギーの比率が低い。IEA(国際エネルギー機関)の統計によると、英国とドイツは 2021 年の時点で 42%、中国は 29%、日本は 22%、米国は 21% である(資源エネルギー庁の統計では日本は 2021 年度に 20.3%)。米国の比率は日本と同様に低いものの、RE100 に加盟する企業は自然エネルギーの電力を大量に調達できている。企業みずから自然エネルギーの電力を長期契約で購入する「コーポレート PPA(電力購入契約)」が拡大しているからだ。この点で日本は遅れている。RE100 の加盟企業のあいだでも自然エネルギーの電力の利用率が低い第 2 の要因である。

コーポレート PPA の加速

調査機関のブルームバーグ NEF が世界各国のコーポレート PPA の契約量を集計した結果によると、米国を中心に北米・南米では 2021 年に合計で 2040 万 kW のコーポレート PPA が締結された。さらに 2022 年の契約量は前年を大きく上回って 2410 万 kW にのぼった(企業の施設内に発電設備を建設するオンサイト PPA は含んでいない)。欧州・中東・アフリカでは 2022 年に 810 万 kW、アジア・太平洋ではインドとオーストラリアを中心に前年から 2 倍以上の 460 万 kW に拡大した。日本でもコーポレート PPA に対する国の補助金が 2021 年度に始まり、契約件数は 2022 年 12 月末の時点で 70 件を超えた(オンサイト PPA を除く)。ただし海外に比べて 1 件あたりの規模は小さく、平均で数 MW 程度。合計しても全世界の契約量(2022 年に 3670 万 kW)の 1% にも満たない。今後さら

に契約量を飛躍的に増やすためには、特定の案件に対する補助金ではなくて、より幅広い企業を対象にした支援策が必要になる。

企業が脱炭素を推進するうえで、自然エネルギーの発電設備を新設（追加）する「追加性（additionality）」が重視されている。火力発電を代替して CO₂ の排出量を削減する効果が明確にあるためだ。既設の自然エネルギーの発電設備から電力を購入しても、国全体あるいは地球全体の CO₂ 排出量は変わらない。コーポレート PPA や自家発電によって新たに自然エネルギーの発電設備を拡大することが、電力を利用する企業に求められるようになった。そのような追加性のある自然エネルギーの電力の導入に対して、インセンティブを付与する政策の導入が効果的である。

経済産業省は 2023 年 4 月から実施する改正省エネ法の中で、非化石エネルギーへの転換目標の設定を義務づけた。非化石電気の使用量を評価するにあたっては、追加性のある自家発電とコーポレート PPA（オンサイト PPA、オフサイト PPA）で調達した分に対して、実際の使用量を 1.2 倍に増やして評価する方針だ¹⁰⁵。これにより、同じ非化石電気であっても、企業が追加性のある自然エネルギーの電力を優先的に導入することを促進できる。少数の企業がメリットを受ける補助金と違って、多くの企業にメリットがもたらされる。さらに経済的なインセンティブ（税控除、カーボンプライシングにおける優遇など）を加えれば、企業の取り組みをいっそう加速させることが可能になる。企業のみならず自治体を含めて、自家発電とコーポレート PPA による追加性のある自然エネルギーの電力の利用を拡大することで、世界各国が脱炭素へ舵を切る状況において、日本の産業競争力と地域経済の活力を維持・強化できる。

第 7 の柱 自然エネルギー開発における自治体の責務と実行力の強化

自治体エネルギー政策の新時代

地方自治体のエネルギー政策は、気候変動対策として 2000 年代に開始されたが、従来は家庭や事業所での省エネルギーを推進する需要面の取組を中心としていた。しかし、近年、自然エネルギー電力の拡大をめざす供給面での取組が活発になってきている。

2011 年の東日本大震災と福島第一原子力発電所事故以降、地方自治体が主体となる新電力の設立が始まり、2022 年の時点では 89 社まで拡大している¹⁰⁶。環境省が進める脱炭素先行地域¹⁰⁷の拡大では、現在までに全国で 29 都道府県 66 市町村が選定されている。ほぼ全ての地域で温室効果ガス削減対策の重点として、自然エネルギー拡大が位置づけられて、これまであまり活用が進んでいなかった農地、遊休地、調整池などの利用も計画されている。また、日本におけるこれからの自然エネルギー開発の柱の一つである洋上風力発

¹⁰⁵ 資源エネルギー庁「令和 4 年度 第 3 回工場等判断基準 WG 改正省エネ法に基づく措置について」（2022 年 11 月 22 日）

https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/shoene_shinene/sho_energy/kojo_handan/pdf/2022_003_04_00.pdf

¹⁰⁶ パワーシフト・キャンペーン運営委員会、朝日新聞社「自治体・地域新電力の可能性と市場価格高騰の影響に関する調査」（2022 年 12 月）

¹⁰⁷ 環境省「脱炭素先行地域とは、2050 年カーボンニュートラルに向けて、民生部門（家庭部門及び業務その他部門）の電力消費に伴う CO₂ 排出の実質ゼロを実現し、運輸部門や熱利用等も含めてそのほかの温室効果ガス排出削減についても、我が国全体の 2030 年度目標と整合する削減を地域特性に応じて実現する地域」

<https://policies.env.go.jp/policy/roadmap/preceding-region/#about>

電開発では、洋上風力は漁業者との共生が求められる上に、地域への経済効果を促すためにも地方自治体の果たす役割が大きい。先行する秋田県や千葉県銚子市では、洋上風力発電事業で生まれる売上の一部が地域に還元される仕組みが作られ、水産業など地域の活性化に活用される見込みである。

化石燃料価格が高騰する中で、日本でも既に太陽光発電による電力供給は系統電力よりも安価になっている。地域の自然エネルギー資源を活用するメリットは更に高まっており、この中で、固定価格買取制度という国の枠組みに依存しないでも、地方自治体が自然エネルギー拡大を進めることが可能になってきている。

電力供給における自治体の新たな責務

気候危機を回避するために排出削減対策の加速が急務となる中で、地方自治体が電力供給で果たすべき責務と役割については、上述した様々な先駆的な取り組みを踏まえつつ、更に一步進めるための新たな議論が必要となっている。

気候変動は将来の問題ではなく、いまそこにある現在進行形の危機を引き起こしている。自治体の最も根源的な責務は、住民の安全、生命、財産を守ることにある。気候危機がこれを脅かしている今、温室効果ガスを削減することは国の責務であるとともに自治体の責務であり、エネルギー効率化とともに、そのための最も重要な手段である自然エネルギーの拡大は、自治体が担うべき責務ともなっているのではないか。

住宅などの建物のルーフトップに設置された太陽光発電は、災害により系統電力の供給が途絶えたときの電力利用を可能にし、地域のレジリエンスを高めるものであり、気候危機に対する適応策としても大きな意義を有する。

電力供給は、化石燃料を燃焼させる大型の火力発電所や原子力発電所がその多くを担っていた時代から、地域での分散立地が可能で、安価な自然エネルギー電源が大半を占める時代へと移行していく。こうした変化も地方自治体が電力供給において更に多くの役割を果たすことを可能としている¹⁰⁸。

2012年のFIT制度導入後、地上設置型の大規模な太陽光発電設備（いわゆるメガソーラー）が量的に多かったのは事実である。その中には、環境への配慮が不十分なままに森林の大規模な伐採を行い、自然環境を損なう開発も含まれていた。こうした開発が進んだ原因は、第1にFIT制度開始当初の高い買取価格が稼働時期にかかわらず適用されるという制度の欠陥により、森林伐採、大規模な土地造成など高コストを要する開発プロジェクトの実施が可能だったことであり、第2には森林法などによる環境保全の規制が不十分だったことにある。環境への配慮を欠く大規模太陽光発電の動きに対抗するため、自治体では

¹⁰⁸ 歴史を戦前まで遡れば、かつては多くの地域で自治体出資の電気供給・配電事業が行われてきた。だが、1941年の配電統制令によって電力事業が国家管理の下に置かれ9配電会社に統合されて以来、戦後の電力事業の様々な改革を経ても、地方自治体が電力供給で積極的な役割を果たすことはなかった。住民の生活を支える基本的な公共サービスである水の供給、下水道の整備はこれまでほぼ地方自治体が担ってきたし、エネルギー供給の中でも都市ガスについては、仙台市など一部では自治体が供給主体となってきた。しかし、電力については、もっぱら国の所管の下、大手電力会社が供給の大半を担う体制が続いてきた。

その開発を抑制・制御するための条例制定が進んできた。2014年1月に大分県由布市が制定して以来、全国に広がり、2022年12月までに224条例が制定されている¹⁰⁹。

気候危機から住民の生命と安全を守るために自然エネルギー開発の加速が必要な時代において、地方自治体に求められるのは、環境への配慮を欠く開発を抑制することに加え、環境と共存する自然エネルギー開発を促進することである。これから開発される太陽光発電の多くは建物の屋上を活用するルーフトップソーラーであり、既に人間の手が入った後、放置された農地などを活用するものである。また今後の風力発電開発の中心になる洋上風力は、自然環境への影響を抑え、地域の漁業との共存を可能とするものである。これからの自然エネルギー開発を地域と共生するものとして進めていくことは十分に可能であり、地方自治体にはこうした形での開発を進める責務がある。

地方自治体が担うエネルギー政策が新たな時代を迎えていることを、最も端的に示しているのは、2022年12月に東京都が、2023年3月に川崎市が相次いで制定した住宅メーカーに対する新築住宅への太陽光発電設置義務条例である。東京都と川崎市の取組は、気候危機・エネルギー危機に対し、地方自治体が果たすべき役割を率先して認識したものであるとともに、太陽光発電コストの低下が、こうした先駆的施策が経済的メリットを有する制度として導入可能となってきたことを示すものである。

G7各国の中で、最も積極的に自然エネルギー拡大を進めるドイツは陸上風力発電の加速をめざし、2022年に「陸上風力エネルギー設備拡大の強化・加速化に関する法（通称：陸上風力法 WaLG）」を制定している。その中核をなす「風力エネルギー用地法(WindBG)」は、ドイツ国土の2%を陸上風力発電に充てるため、各州に拘束力のある目標（いわゆる面積貢献値）を法規定している¹¹⁰。

中央政府と地方自治体の関係は、国ごとに異なり、ドイツの事例を機械的に日本に適用することはできない。しかし、気候危機を回避する対策が急務となっている現在、地方自治体が自然エネルギー開発でより積極的な役割を果たすために必要な責務と制度の在り方を、従来の制約を超えて議論していく必要がある。

自治体の実行力の強化

自治体が自然エネルギー拡大にむけて大きな役割を果たせるようにするためには、責務の強化にあわせ、財政基盤の強化、人材の確保を含め実行力を強化することが不可欠である。洋上、陸上風力発電開発の促進に不可欠な地域との共生を実現するため、住民合意の形成、地域経済の活性化に貢献する開発プロジェクトのあり方の検討、また新築・既築建築物への太陽光発電設置を加速する施策の検討など、どれをとってもこれを担う人材の確保が不可欠である。

そしてこうした人材を確保するためにも、自治体の財政基盤の強化がかかせない。全国の20の政令指定都市が構成する指定都市 自然エネルギー協議会、34道府県が構成する自然エネルギー協議会は、毎年、国に対して自然エネルギー拡大にむけて政策提案を行っ

¹⁰⁹ 一般財団法人 地方自治研究機構調査（2023年3月20日更新）

http://www.rilg.or.jp/htdocs/img/reiki/005_solar.htm

¹¹⁰ 一柳絵美「ドイツ 自然エネルギー拡大加速に向け法律一式を採決」（2022年8月2日）

ているが、その中で、交付金や補助金などの従来の財政支援の手法に加え、自然エネルギーの導入・活用に係る自治体の経費を普通交付税の基準財政需要額の算定基礎として盛り込むなど、財政基盤強化に向けた様々な要求が含まれている。これらに加え、今後、カーボンプライシングが本格的に導入される際には、気候変動対策における地方自治体の役割を正当に評価した配分を行うことも必要と考えられる。

終わりに

この報告書「2035年エネルギーミックスへの提言（第1版）」は、2035年の電力供給の少なくとも80%を自然エネルギー電力で行うことを提案し、その可能性と課題を示した。80%自然エネルギーを実現するためには、太陽光発電導入量を現在の3.5倍に、風力発電を現在の13倍にすることが必要である。また暫定的な検討であるが、北海道と本州をつなぐ広域送電網を4GW程度増強する必要がある可能性も示した。

これらの目標は、現在のエネルギー基本計画の2030年目標を大きく超えるものである。これまでの日本の常識から判断すれば、非現実的な提案と見えるかもしれない。しかし、本報告書の中で述べたように、自然エネルギー財団が提起した2035年の電力供給の姿はG7の他の国々が目指しているものと同一のものであり、国際的な常識からすれば、ごく当たり前の提案である。

そしてより重要なことは、今回の提案はIPCCが第6次統合報告書で提起した2019年比で2035年までにCO₂を65%削減するという目標に照らせば、日本が最小限、目指さなければならない水準だということである。日本の現在の温室効果ガス削減目標は2013年比で2030年までに46%の削減をめざすというものである。IPCCが提起した2019年比60%削減は2013年比では66%削減に相当する。したがって、現在の2030年目標のままでは、2030年から2035年までの5年間で更に20%の削減が必要になることになる。IPCCが提起した2035年目標は、2030年までの削減をもっと加速する必要があることを示している。電力に関しては、自然エネルギーを36-38%ではなく、もっと高い水準まで導入することが必要なのだ。

2030年自然エネルギー電力80%は容易な目標ではないが、不可能な目標ではない。また国内の電力の8割を国産自然エネルギーで供給できるようになれば、化石燃料への依存度を大きく減らすことができる。日本の住宅、建築物の多くに太陽光発電が搭載されれば、災害時の系統電力が絶たれた時にも電気を使うことが可能になり、レジリエンスを高めることができる。洋上風力発電の導入は、地域経済の活性化に貢献することになる。

いま必要なのは、日本はいつまでも化石燃料と原子力発電に依存し続けなければならない、という固定観念から完全に脱却することである。電力、そしてエネルギーの殆どを国産の自然エネルギーで担う、脱炭素で持続可能な新しい世界に適合したエネルギーシステムへの転換に踏み出すことである。

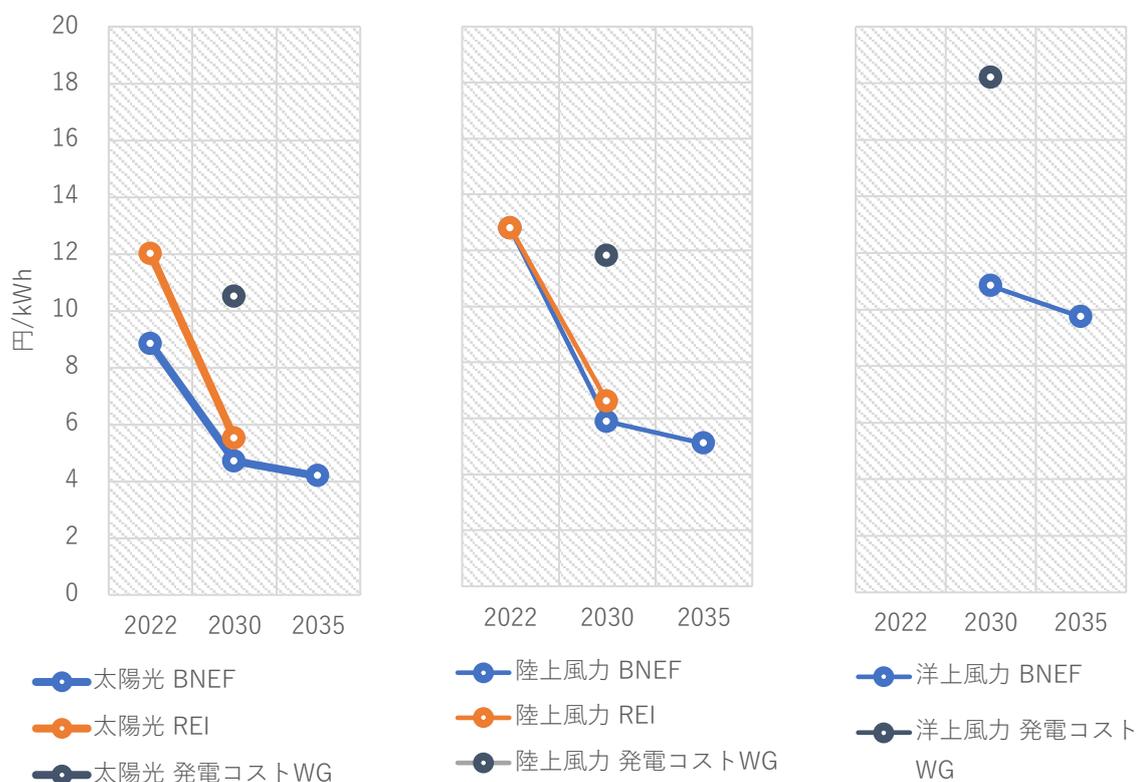
国の立ち遅れとは異なり、日本の多くの企業と自治体は、既に2035年に大半の電力を自然エネルギーで供給することへ声を上げ始めている。自然エネルギー財団は、こうした多くの非国家アクターとともに、国のエネルギー政策の転換に向け力を尽くしていく。

(補論) 脱炭素電源のコスト比較

自然エネルギーの発電コスト

自然エネルギー発電の中でも太陽光発電と（陸上・洋上）風力発電は、供給量としても大きくなることを見込まれ、重要な役割を担うため、それらの発電コストが重要になる。すでに第2章および第3章において記述したものを図 i にまとめている。いずれも政府の発電コスト検証ワーキンググループ(発電コスト WG)では、適地が減ることから建設工事費等がかさみ 2030 年に向けて自然エネルギーの発電コストはほとんど低減しない、と推計している。これに対して、自然エネルギー財団(REI)やブルームバーグ NEF は、見通すことが可能な技術進展を考慮し、2030 年代に向けて更なるコスト低減が続くと推計している。

図 i：太陽光、陸上風力、洋上風力の発電コスト推計



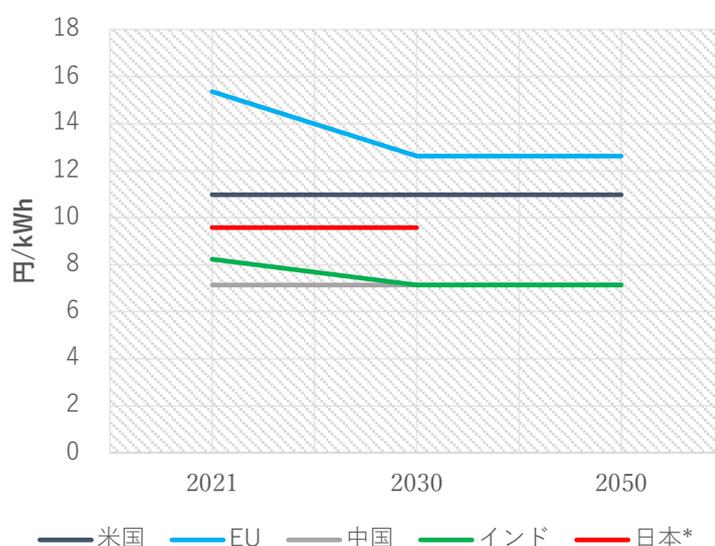
(注) 耐用年数：発電コスト WG および REI は、太陽光 25 年、風力 25 年としているのに対し、BNEF は太陽光 30 年、風力（陸上）25 年としている。洋上風力は 20 年である。割引率：BNEF は、3.3% + インフレ率として算定しているが、発電コスト WG および REI は 3% とし、インフレ率は見込んでいない。系統接続コストはどの算定にも含まれていない。また、BNEF の計算は 2021 年の米ドル価格で行われているため、2021 年の平均為替レート（1 ドル 110 円）で日本円に換算した。

出典) ブルームバーグ NEF (2022) 2H 2022 LCOE Update, 発電コスト検証ワーキンググループ「発電コスト検証に関するとりまとめ(案)」(2021 年)より自然エネルギー財団作成

原子力発電

政府は発電コスト WG で 2030 年の新設の原子力発電の発電コストを 11.7 円/kWh(政策経費含む)と評価している。また世界における原子力の発電コストの見通しを示すと図 ii のとおりである。国によって差があるが、大きな傾向はほとんどの国において、高コストな上に 2050 年までに発電コストの低下の見通しが無い、ということである。さらに言えば、この発電コストはさらに悪化する可能性が高い(つまり、発電コストが上昇する)。なぜならば、図 ii の発電コストは原子力発電がほぼフル稼働する想定となっているが、電力システム内では他の電源と競合するので、太陽光発電や風力発電の比率が高まれば、その分、原子力発電の設備利用率は悪化するからである。

図 ii：原子力発電の発電コストの見通し



注) 日本の値は発電コスト検証ワーキンググループ(2021)の値で、社会的費用および政策経費を含まない 2020 年および 2030 年の値。他国の数値は、IEA(2022) World Energy Outlook 2022, Net Zero Scenario における発電コスト (2021 年の日本円価値で表記)。

特に、政府が新型炉の 1 つとして位置付ける小型モジュール炉 (SMR) は、特に革新的な技術ではなく、1950 年代に軍事的目的で開発されたものである。近年、商業発電用に注目されているのは、大きな電力需要がなく、系統が整備されていない鉱山や遠隔地において、ディーゼル発電に頼らない電源開発を行うためである¹¹¹。しかしながら、経済性については、小型なので大型に比べてさらに発電コストが高くなってしまふ。100 万 kW の原子力発電所を 20 万 kW にしたからといって、そのコストが 5 分の 1 に減るわけではないからである。

これに対して、SMR は標準化された同じ型のもの工場などで大量生産することでコストの低減の可能性がある、と期待されている。しかし、2022 年時点において、世界で運転開始している小型原子炉(300MW 未満)は 2 基で商業用ではない。さらに建設中は 2 基しかなく、大量生産とは程遠い。さらに、大量生産のための標準化についても、2022 年時点で

¹¹¹ Odynski, K., Garton, K, and A. McDougall, “Outlook 2023: SMRs: The answer to the world’s energy trilemma?”, Carbon Economist. (2022)

支配的な型の SMR はなく、「18 種類の異なる技術と、その中で競合する多くの設計が乱立していて、主力となるような一貫した単一の技術は確立されていない」という専門家の指摘もある¹¹²。さらに、各国ごとに規制基準が複雑かつ異なる中で、標準化された炉の大量生産は現実的ではない。とりわけ地震や津波などの自然災害が多発する日本の原子力規制を世界的に標準化することが必要なのだろうか。以上のように、小型原子炉は商業化の見通しがなく、さらにそのコスト低減の可能性は、標準化による大量生産を前提としており、その実現可能性は低いのではないか。また、2050 年までのカーボンニュートラルを進めなければいけない局面で、現時点で不確かな技術・経済前提のある技術を開発する余裕はあるのだろうか。

CCS 付き火力発電

CCS 付き火力発電の発電コストは、火力発電のコストに CCS 分のコストが付加される。このため、カーボンプライシングがなされていない状態では、CCS 付き火力の発電コストは、火力発電の発電コストを必ず上回る。CCS 分のコストは、大きく分けて（1）分離・回収の費用、（2）輸送の費用、（3）貯蔵の費用の 3 つに分けられる。

発電コスト WG の推計では、2030 年における石炭燃焼後の排ガスから CO₂ を分離回収する設備を設置した石炭火力（70 万 kW）について、（1）分離・回収費は、CO₂1 トンあたり 2,970 円であった。また、（2）CO₂ の輸送費については 20km 輸送するものとして 1,167 円/CO₂トン、（3）それを貯蔵する費用を 1,500 円/CO₂トンと見込んでいる。これらを合わせると、5,637 円/CO₂トンを CCS のコストと見込んでいることになる。

この推計の問題点は、いずれの費用についてもかなりの過小評価となっている可能性があるということである。分離・回収費は、国内外のさまざまな類似の計算において、少なくとも 4,000 円/トンかかるとされている¹¹³のに対して、3,000 円未満と大幅に安価となっている。これは、発電コスト WG 試算では、分離・回収設備を運転する人件費が計上されていないことや運転維持費が積み上げ計算されていないことなどが理由となっている可能性がある。また、輸送費に関しても、発電所から貯留場所まで 20 km パイプラインで輸送する想定は、あまりにも現実離れしている。これは、沿岸に建設された多くの石炭火力発電所のすぐ近くの地下に貯留することを意味するからである。RITE の試算によると、仮に液化 CO₂ 運搬船を新たに建設し、船舶で CO₂ を 200 km 以上輸送する場合、輸送費用は足元で 8,800 円/CO₂トン以上となる¹¹⁴。これは発電コスト WG の想定である 20 km パイプライン輸送の場合のコストの 8 倍にも上る。貯留費用は、同じ RITE の試算で足元・2030 年ともに、6,000~7,000 円/CO₂トンとなっている。以上のように、発電コスト WG の推計は CCS 付き火力発電のコストがかなり過小評価されている可能性がある。

¹¹² マイケル・バーナード「小型モジュール式原子炉は、たいていが悪策だ」（自然エネルギー財団コラム、2021 年 5 月 28 日）

¹¹³ 例えば、国内の研究では、国立研究開発法人科学技術振興機構低炭素社会戦略センター:JST/LCS, 「CCS（二酸化炭素回収貯留）の概要と展望－CO₂分離回収技術の評価と課題－」（2016 年）、海外の研究では、International CCS Knowledge Center (2018) The Shand CCS Feasibility Study Public Report, DOE, (2022) Cost and Performance Baseline for Fossil Energy Plants Volume1. といったものがある。

¹¹⁴ RITE「CCS バリューチェーンコスト」第 2 回 CCS 事業コスト・実施スキーム検討ワーキンググループ、(2022 年)

石炭アンモニア混焼発電

政府はゼロエミッション火力として石炭アンモニア混焼発電が有力とみなしており、2030年までに石炭との50%混焼を目指している。しかしながら、現状、アンモニアをエネルギー源として利用するのは、脱炭素を前提とした経済性の点から大きく2つの問題をはらんでいる。

第一に、アンモニア製造過程において大量のエネルギーを消費している。IEA(2021)によると、アンモニア製造には、2020年に世界の最終エネルギー消費の2%ものエネルギーを消費している¹¹⁵。このように製造過程で大量のエネルギーを消費するものをエネルギー源として利用するということは、そのエネルギー源が高コストであることを意味する。さらには「アンモニアの最も安価な原料」である石炭からアンモニアを製造するコストは、一般炭の4倍かかるという指摘もある¹¹⁶。

第二に、現在、アンモニアは、天然ガスや石炭といった化石燃料を主な原料として製造されており、その製造過程で大量のCO₂を排出している¹¹⁷。このため、仮に石炭からアンモニアを製造すると、エネルギー単位ベースで石炭火力発電以上のCO₂が排出されることになる。天然ガスを原料とする場合、CO₂排出量は抑えられるものの、それでも石炭火力と同等のCO₂が製造過程で発生する。そのため化石燃料を原料としてアンモニアを製造し、かつ、石炭と混焼する場合は、製造過程および発電過程で発生するCO₂を分離回収する必要がある。つまり、CCSのシステムを付属しなければならない。このようなアンモニアをブルーアンモニアという。なお、自然エネルギーの電気を使って、水素を製造、アンモニアを生成する方法もあり、こちらはグリーンアンモニアと呼ばれる。いずれにしても、アンモニアの製造時にCO₂を大気に放出することは避けなければならない。

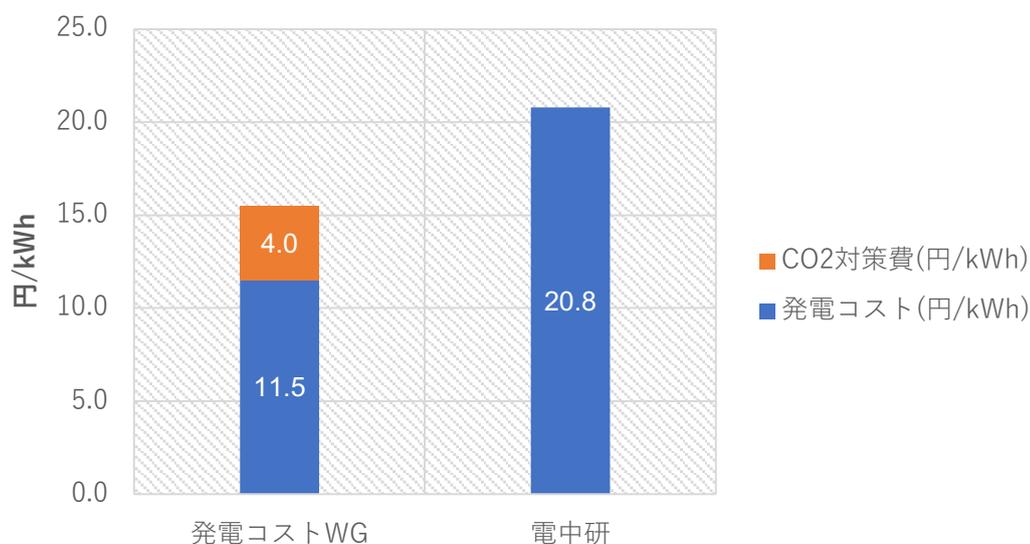
これらの点を考慮して、アンモニアを発電用の燃料として利用する場合には、すくなくともブルーアンモニアを想定することが適当であり、混焼する石炭から発生するCO₂も分離・回収しなければならない。これらを考慮した場合、2030年のアンモニア石炭混焼発電の発電コストの見通しについては、政府の発電コストWG、電力中央研究所が示している。政府の発電コストWGでは、アンモニア製造時はブルーアンモニアを用いている想定となっているが、発電時にはCCSをつける想定とはなっていないため、CO₂を排出してしまう。そのため、CO₂排出権を購入する費用を計上している。電力中央研究所の場合はその費用を計上していない。本来、カーボンニュートラルを目指すのであれば、発電コストWGおよび電力中央研究所いずれも発電時に混焼する火力発電から排出されるCO₂もまた分離・回収、輸送、貯蔵しなければならない。

¹¹⁵ IEA “Ammonia Technology Roadmap: Towards more sustainable nitrogen fertilizer production.” (2021)

¹¹⁶ TransitionZero 「石炭新技術と日本」(2022), p. 17.

¹¹⁷ IEA (2022) The Role of Low-Carbon Fuels in the Clean Energy Transitions of the Power Sector, p.51) によると、石炭からアンモニアを製造する過程で 249g-CO₂/MJ、天然ガスからアンモニアを製造する過程で 111 g-CO₂/MJ のCO₂が排出される。

図 iii : 2030 年のアンモニア混焼石炭発電の発電コスト



出典) 発電コスト検証ワーキンググループ「発電コスト検証に関するとりまとめ(案)」(2021年)および電力中央研究所「水素・アンモニア発電コストおよび CCS 付き火力発電コスト試算」第2回 CCS 長期ロードマップ検討会(2022年)より海外で褐炭からアンモニアを製造し、輸入し、国内の火力発電で混焼する場合の値。

以上、自然エネルギー以外の電源について、その発電コストを検討してきたが、いずれの電源も 2030 年代に向けて実用化する技術面での課題を有しており、さらに自然エネルギーに比べて高価となっており経済的な面でも優位性はないことがわかる。

さらに、(2) CCS 付火力発電、(3) 石炭アンモニア混焼発電は、化石燃料を利用し続けることから、化石燃料特有のリスクは依然として残り続ける。つまり、化石燃料を一次エネルギーとして使い続ける限りにおいて、化石燃料の価格変動の影響を大きく受ける。一般的に、発電コストを計算する際に、化石燃料の価格は安定的に想定される。日本の場合は、IEA の World Energy Outlook を参照するが、WEO は化石燃料の想定について、「エネルギー価格が比較的スムーズな軌跡を描いて、需給がバランスし、エネルギー市場、投資、技術、政策がすべて相互に整合的な方向に進む均衡的なシステム」を想定している。このため、化石燃料の見目の発電コストは、2022 年のように需給のかく乱やインフレによる価格高騰の影響を評価することができない。このため、化石燃料を使い続ける限り、このようなリスクは残り続けることになる。

巻末資料：TSO エリア別の太陽光発電および風力発電の設備容量

表 i：現在の設備容量（2022 年 12 月末時点）

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄	計
太陽光	2.2	7.9	18.2	9.6	1.2	6.9	6.5	3.3	11.4	0.5	67.7
風力	0.6	2.1	0.4	0.4	0.2	0.2	0.4	0.3	0.6	0.0	5.1

注) 四捨五入の関係で合計が合わない場合がある。

表 ii：脱炭素化電力ミックスでの想定（単純按分）

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄	計
太陽光	8.9	32.7	75.5	39.6	5.0	28.6	27.0	13.5	47.3	2.0	280.2
風力	6.7	24.5	5.0	4.3	2.0	2.0	4.2	3.6	7.3	0.1	59.8

表 iii：OCCTO マスタープラン再現シナリオ補論

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄	計
太陽光	7.9	35.1	62.2	40.9	6.1	23.5	24.2	12.4	47.6	-	258
風力	11.8	27.1	13.2	3.5	6.4	1.5	6.6	6.1	9.9	-	86

2035 年エネルギーミックスへの提言（第1版）

自然エネルギーによる電力脱炭素化を目指して

2023年4月

公益財団法人 自然エネルギー財団

〒105-0001 東京都港区虎ノ門1-10-5 KDX虎ノ門一丁目ビル 11F TEL:03-6866-1020 (代表)

info@renewable-ei.org

www.renewable-ei.org

洋上風力発電 日本の本当のポテンシャルと開発競争の行方は

| EnergyShift (energy-shift.com)

小森武史

<https://energy-shift.com/news/c10060d9-4dee-4dac-83f4-979dfb2997b7>

これからの日本の再エネの主流になると期待されている洋上風力発電。政府の審議会でも主力電源化のカギを握ると明記されている。GWEC（世界風力会議）では日本の洋上風力発電のポテンシャルは日本全体の電力消費量を大きく上回ると見積もる。洋上風力の可能性と開発の現状を探る。

目次 [非表示]

洋上風力のポテンシャルは日本の年間電力消費量を軽く超える

日本の洋上風力発電の現状

政府の開発目標は2040年30GW~45GW

ポテンシャルの高い浮体式洋上風力

世界の主戦場になる浮体式の開発競争

戸田建設の浮体式洋上風力

海底ケーブルでも開発競争

もうひとつの課題 日本型セントラル方式

洋上風力発電のポテンシャルを引き出せ

洋上風力のポテンシャルは日本の年間電力消費量を軽く超える

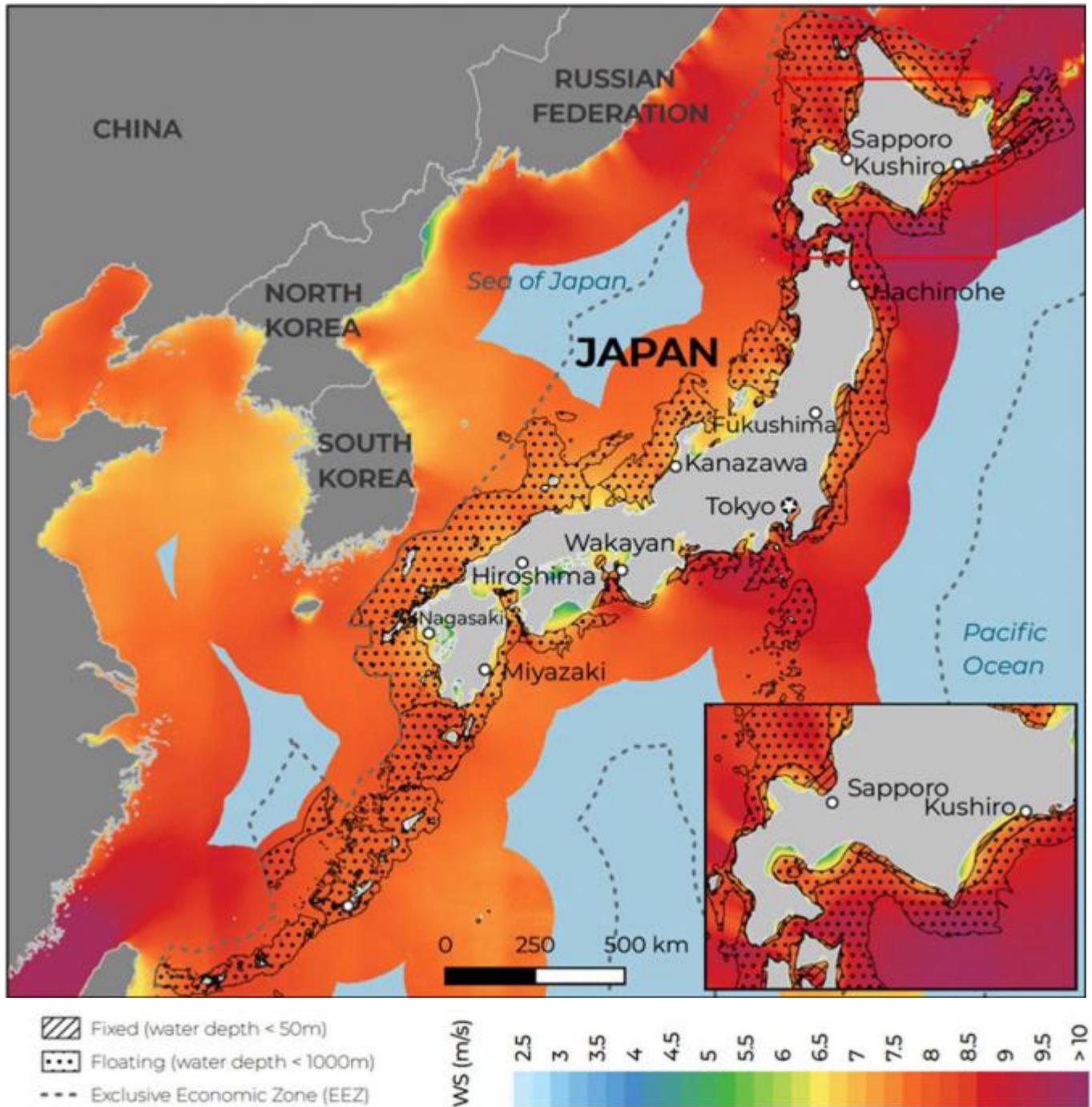
10月7日・8日に世界風力会議（GWEC）の「世界洋上風力サミット 日本」に登壇したGWECのAlastair Dutton氏の発言が話題になっている。オンライン講演を紹介している日経クロステックの記事によると、日本は1,897GW（着床式122GW、浮体式1,775GW）の洋上風力発電のポテンシャルがあり、日本の現在の年間電力消費量のなんと7.5~8倍になるというのだ。

これは、GWECのウェブサイトで公開されている日本の洋上風力ポテンシャルの資料と同じ数字になる。つまり、洋上風力発電だけで日本の電力消費がまかなえるというのだ。

Offshore Wind Technical Potential in Japan

RISE RE
Score: 81

Fixed: 122 GW || Floating: 1,775 GW || Total: 1,897 GW



Offshore Wind Technical Potential in Japan : GWEC

もちろん、これはあくまで理論上の可能値であり、そのまま鵜呑みにできる数字ではない。一方で、洋上風力発電は陸上風力発電に比べても有望視されていることは世界の潮流でもある。特に陸地面積が狭く、まわりを海で囲まれている日本ではなおさらだ。日本のグリーン成長戦略でも洋上風力発電への期待は謳われている。

日経クロステックでも紹介されているが、環境省では2019年に日本の洋上風力発電がどれくらい導入可能かの調査を委託し、報告書にまとめている。

それによると、日本の洋上風力の導入ポテンシャルは、着床式が337.34GW、浮体式は782.88GW、合計1,120.22GW。年間発電量は浮体式・着床式あわせて3,460.7TWh。日本の国内電力消費量は2020年で905TWh、平均およそ1,000TWhなので、なんと日本3つ分がまかなえる。

この3460.7TWhのポテンシャルは、陸地から30km以上であったり、風速6.5m/s未満、水深200m以上、海域公園では開発できないという条件での算出になっている。

一方、環境省試算ではこの条件から「陸地から30km」の条件を外した数字も出している。それによると、年間発電量は1万1,272.2TWh。日本の年間発電量を10掛け合わせてもおつりが来る。

環境省のデータ、GWECのデータ、ともにみても、日本の洋上風力発電には非常な「ポテンシャル」があるとは十分に言えるだろう。では、実際の開発はどうなっているのか。

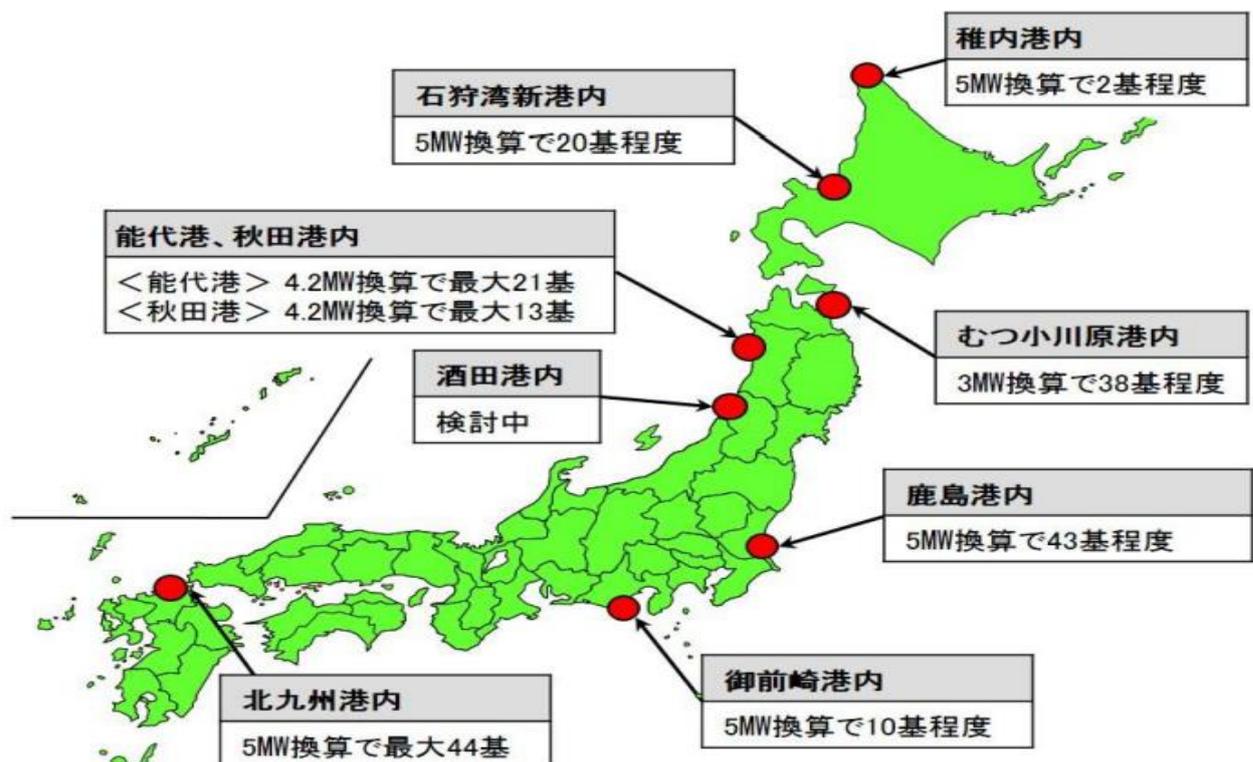
日本の洋上風力発電の現状

日本の洋上風力発電は、累積で58.6MW、28基、7サイトが運転をおこなっている（2020年度12月末時点）。沿岸部からアクセス可能なセミ洋上風力も含まれる。沿岸距離2km以上の本格的な洋上風力はこのうち、14.4MW、5基、4サイト。そのうち、12MW、4基3サイトは浮体式になる。2020年の新規設置はなかった。これらはほぼ実証実験だ。

港湾での洋上風力発電の導入計画も進んでいる。すでに秋田県能代港では140MWの洋上風力発電（着床式）が2022年末の運転開始に向け建設が進む。秋田県能代市は国の定める洋上風力の「[促進地域](#)」だ。その促進地域はほかに秋田2ヶ所、千葉県銚子市沖の合計4ヶ所を定めていて、事業者による計画がそれぞれ立てられている。

これからの洋上風力の開発は、もちろん、より沖合の、一般海域での発電所開発となる。

港湾における洋上風力発電の導入計画



出典：国土交通省

政府の開発目標は2040年30GW~45GW

2020年12月、経産省の審議会「洋上風力産業ビジョン（第一次）」、グリーン成長戦略などによると、日本政府の目標は、2030年に10GW（1,000万kW=1万MW）、2040年までに30~45GW（3000万kW~4,500万kW=3~4.5万MW）の導入を目指す。

日本政府は年間100万kW程度を10年間、区域指定して開発していけば20年後に3,000万kWの案件形成ができるということなのだろうが、こうして書いていても本当にできるのか、疑わしくなる数字だ。

この数字は、2020年7月におこなわれた経済産業省の「第1回 洋上風力の産業競争力強化に向けた官民協議会」に提出された日本風力発電協会の資料の数字が元になっている。それによると、着床式の日本全国でのポテンシャルは128GW、浮体式のポテンシャルは424GWと試算されている。その前に、2018年2月には着床式のみで91GWのポテンシャルがあるとされている。また、事業者が現在開発検討対象としている区域は34GWとある。

また、同じ7月17日の経産省・国土交通省の資料には、事業者のヒアリング結果として、国内に風車工場などへの投資をおこなうためには、年間100万kW×5~10の市場が必要とある。オーステッドのアジア太平洋地域責任者Yichun Xu氏は[EnergyShiftの取材](#)に対し、「日本は着床式で90GWのポテンシャルをもっている。年間1から1.5GWのオークションも計画されている」と答えている。また、2020年8月の経産省審議会*では日本風力発電協会の資料では「2030年には1GW/年、2040年からは2~4GW/年の市場規模の目標を設定」を提案している。

これらの前提から、2040年目標の30~45GW導入目標、毎年100万kWを10年間、という数字が出てきたのだ。とすると、そこまで無理な数字ではないとも思える。しかも、この91GWのポテンシャルは着床式のみ数字だ。そう考えると逆に、少し消極的な数字にすら見える。

*第58回調達価格等算定委員会

ポテンシャルの高い浮体式洋上風力

では、着床式だけで日本の2040年目標がまかなえるのであれば、日本での浮体式開発は不要なのか。もちろん、そんなことはない。

世界の導入量を見ても現在は着床式がメインだが、水深を気にしなくてよいため、より広範囲な設置が可能な浮体式の開発と導入が進んでいる。冒頭の導入ポテンシャル量を見ても圧倒的に浮体式のポテンシャルが高い。

また、日本の近海は遠浅でないため、水深が深くても設置が可能な浮体式が有効だ。

この浮体式は第6次エネルギー基本計画でも次世代太陽電池（ペロブスカイト）と同じく、「革新技術の開発」の扱いになっている。

『特に、サプライチェーン構築に不可欠な風車や中長期的に拡大の見込まれる浮体式等については、要素技術開発を加速化し、長期間にわたる技術開発・実証等を一気に通貫で支援する取組等を行う。また、政府間の協力関係の構築と国内外の企業の連携を促し、海外での洋上風力事業への参画等を検討する日本企業をFSや実証、ファイナンスで支援しつつ、浮体式の安全評価手法の国際標準化等を進める』（第6次エネルギー基本計画（案））

この「革新技術の開発」、当然ながら日本の洋上風力発電の発電量確保だけの問題ではない。浮体式の技術を、アジア展開を見据えた次世代技術開発につなげたいという思惑もある。

まだ世界でも浮体式は確立技術ではないからだ。

	現状と課題	今後の取組
次世代技術(浮体式)の開発、マーケット獲得	<p>世界横一線の浮体式技術、欧州と環境異なるアジア</p> <ul style="list-style-type: none"> 将来的に、気象・海象が似ており、市場拡大が見込まれるアジア展開を見据えることが重要。 浮体式の技術は世界横一線であり、造船業を含む新たなプレイヤーの参入余地も、商用化を見据えながら、技術開発を加速化。同時に、官民が連携して海外展開の下地づくりを進める。 	<p>アジア展開も見据えた次世代技術開発、国際連携</p> <ol style="list-style-type: none"> ①アジア展開も見据えた次世代技術開発 <ul style="list-style-type: none"> 「技術開発ロードマップ」（2021年4月策定）に基づき、要素技術開発を加速化 実海域での実証も見据えつつ、グリーンイノベーション基金の活用も検討した浮体式等の技術開発 ②国際標準化・政府間対話等 <ul style="list-style-type: none"> 国際標準化（浮体式の安全評価手法） 将来市場を念頭に置いた二国間政策対話・国際実証（日EUエネルギー政策対話等）

2050年カーボンニュートラルに伴うグリーン成長戦略 2021年6月18日より

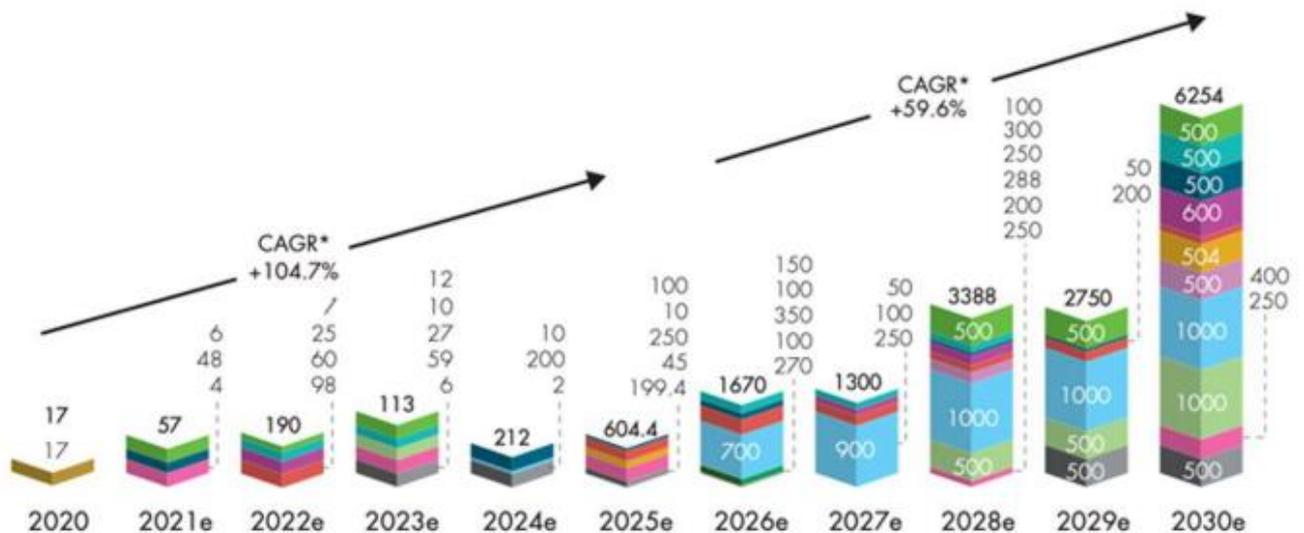
世界の主戦場になる浮体式の開発競争

グリーン成長戦略には「横一線」とあるが、浮体式の開発競争はすでに始まっている。牽引しているのは欧州だ。2022年には浮体式の累計導入量300MWを目指している。

浮体式洋上風力の導入予測 2020-2030

New Installations MW, floating**

● Norway ● France ● United Kingdom ● Ireland ● Spain ● Italy ● Greece
● Portugal ● South Korea ● Japan ● China ● Taiwan ● United States



* CAGR = Compound Annual Growth Rate

** Note: this floating wind outlook is already included in GWEC's global offshore wind forecast

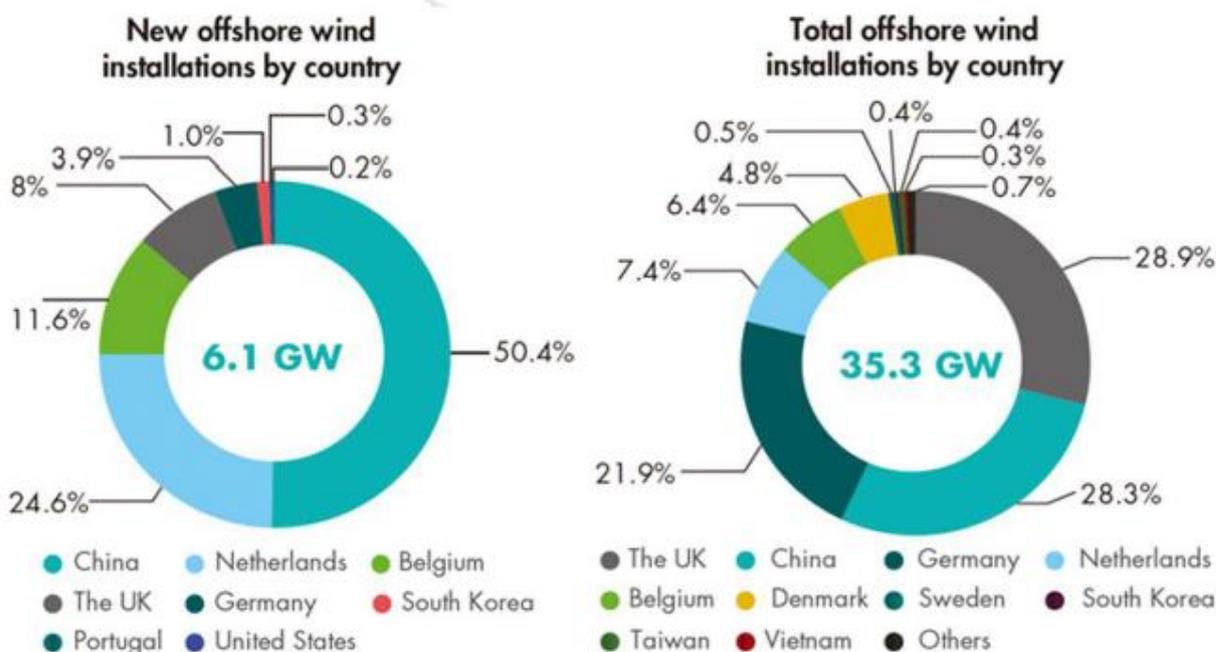
Source: GWEC Market Intelligence, July 2021

10月19日、世界最大の浮体式洋上風力がスコットランド沖合に完成した。キンカーディン洋上風力発電所は海岸からは15km離れ、水深は60mから80m。50MWで、年間200GWhの電力を発電する。また、同じくスコットランドでは最大100MWの浮体式洋上風力発電所「Pentland Floating Offshore Wind Farm」の計画が進む。フル稼働は2027年と先だが、検証用の8.6MW浮体式一基は2023年の建設予定だ。このコンソーシアムには丸紅が参画している。

ほかにもフランスのブルターニュ沖などで200MWを超える大型案件が進んでいる。

中国は2021年に再エネ大手の三峡集団が5.5MW実証基を試作し、広東省沖で実証実験をおこなうと発表。実は中国は着床式洋上風力の導入量が世界2位だ。浮体式でも導入量拡大を目指している。韓国も洋上風力トップ5を目指し、6GWの浮体式洋上風力発電所の建設計画を発表した。

左：洋上風力の国別新規導入量（2020年） 右：洋上風力発電の国別累積導入量



GLOBAL OFFSHORE WIND REPORT 2021 : GWEC

浮体式の要素技術は浮体の基礎、ケーブル、そして係留索とアンカーに大きく分けられる。中でも浮体基礎はコスト的にも全体の3割を占める重要な要素だ。

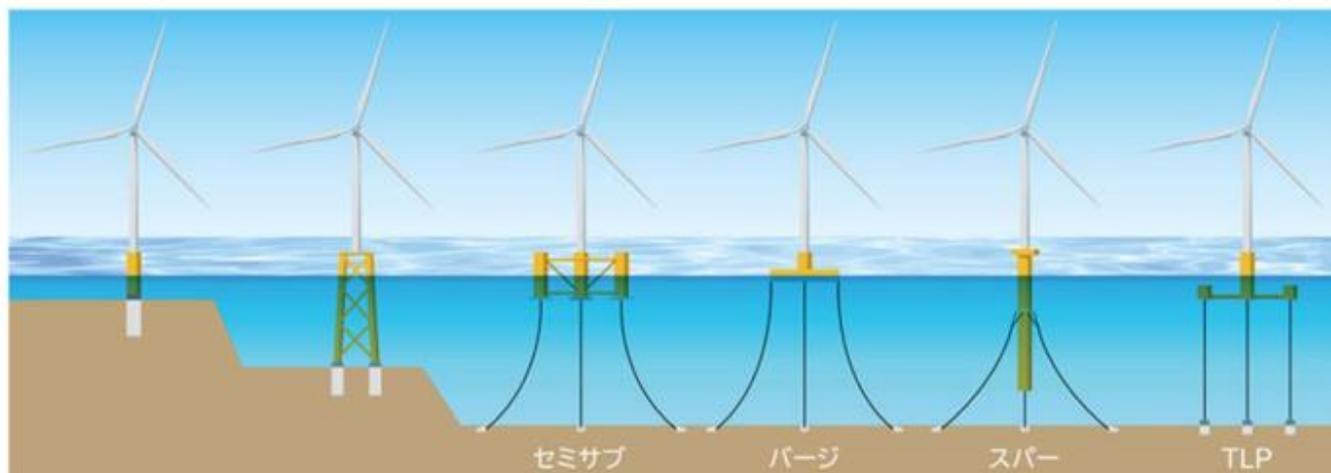
その浮体基礎はスパー式、セミサブ式、バージ式、TLP式の4つが主流で、それぞれ一長一短があり、まだ開発は継続している。スパー式とセミサブ式は本格的な商用利用に一番近くなっている。そのスパー式を開発、運用しているのが戸田建設だ。

戸田建設の浮体式洋上風力

戸田建設では2018年から2,000kW（2 MW）・1基の浮体式洋上風力発電を長崎県五島市沖で運転していた。2007年からの実証実験を繰り返し、日本で初めての浮体式の商用運転にこぎつけた。五島市沖の平均風速は7 m/秒と風力発電に適している。

スパー式は重心が低く、安定性も高く、2012年の実証実験（五島市柁島）では大型の台風16号（中心気圧940hPa、最大風速53.3m、最大波高16.9m）にも耐えた。五島市沖の水深は100から150mと深く、スパー式には都合がよかった。

このように、水深が100m以上の水深ではスパー式が有利な一方、100m未満では設置が難しい。セミサブ式では40mから設置が可能だ。昨年実証実験を終えた福島沖の実証実験ではセミサブ式も試験された。



日本の浮体式洋上風力発電に対する期待と展望 浮体式洋上風力発電推進懇談会

スパー式を選んだ戸田建設は、再エネ海域利用法に基づいた第1号案件である「長崎県五島市沖」の開発事業者として6社でのコンソーシアム「ごとう市沖洋上風力発電合同会社（仮称）」で選ばれた。2MWの風車8基を設置し、1.68万MWの発電を目指し、建設を進める。

この浮体式洋上風力の課題はコストだ。戸田建設ではスパー式の事業を拡大するとともに、施工技術などでコスト削減を図るとしている。

世界の洋上風力発電コストは8円/kWhで日本の火力発電よりも低い。戸田建設では発電コスト9円/kWhを目指す。

また、世界の洋上風力発電の大型化にどう対応するかもこれからの開発になる。前出のスコットランドキンカーディン洋上風力は9.5MWの風車になる。東芝がGEと共同開発した洋上風車「Haliade-X」は12MW、ブレードが107mと大型だ。

海底ケーブルでも開発競争

もうひとつ、洋上風力発電の要素技術として重要なのがケーブルだ。こちらは浮体式だけではなく、着床式にも関わってくる。欧州ではケーブル敷設時の事故の割合が多く、ケーブル損傷は洋上風力発電の大きなリスク要因となっている。一方で国内ケーブルメーカーは世界シェアが高く、英国の技術開発コンペにも参加している。

最近話題となった英国の大規模洋上風力ファーム、[ドッガーバンク](#)の洋上風力発電所は陸地から130km離れている。また、日本にも洋上風力発電を海底ケーブルで結ぶいわゆる「スーパーグリッド構想」がある。

大型風車に対応できる66kVを超える高電圧の送電ケーブルの技術開発も世界で進む。浮体式ではダイナミックアレイケーブル（海中に浮遊しながら潮の流れなどにも耐性があるケーブル）の開発が進んでいる。将来的には220kV高圧ダイナミックケーブルが期待されているが重く、硬くなるため耐性にまだ問題がある。

もうひとつの課題 日本型セントラル方式

日本における洋上風力発電開発において、技術面ではない大きな課題は候補地の選定だ。

政府はこれを日本版セントラル方式で解決を図ろうとしている。セントラル方式とは、国が開発調査や系統協議などをおこなう方式。複数事業者は入札で買取価格を決め、全体の導入コストを低くすることが狙い。つまり、国が率先して洋上風力の案件形成を促進する。

今年8月にはその第一段階である調査をおこなう地域を決めた。「洋上風力の地域一体的開発に向けた調査研究事業」で、NEDOが調査事業者に調査を委託する。

今年5月の候補地域受付期間には都道府県から9海域、事業者から19海域の情報提供がそれぞれあった。[今回決まった3海域](#)は以下の通り。

- 北海道岩宇及び南後志地区沖（着床式）
- 山形県酒田市沖（着床式）
- 岩手県洋野町沖（浮体式）

今後、風況調査、海底地盤・気象海象、環境影響評価（アセス）のうち、初期段階で事業者が共通しておこなう項目、漁業実態の4つの調査をおこなう。

こうした日本版セントラル方式がうまく機能することで、国による導入牽引が進むだろう。それに応じて入札をおこなっていくなどのやり方はある。

区域名	万kW	区域名		
促進区域	①長崎県五島市沖	1.7	一定の準備段階に進んでいる区域	⑬北海道檜山沖
	②秋田県能代市・三種町・男鹿市沖	41.5		⑭北海道岩宇・南後志地区沖
	③秋田県由利本荘市沖（北側・南側）	73		⑮青森県陸奥湾
	④千葉県銚子市沖	37		⑯北海道島牧沖
	⑤秋田県八峰町・能代市沖	36		⑰北海道松前沖
有望な区域	⑥長崎県西海市江島沖			⑱岩手県久慈市沖（浮体）
	⑦青森県沖日本海（南側）			⑲福井県あわら市沖
	⑧青森県沖日本海（北側）			⑳福岡県響灘沖
	⑨秋田県男鹿市・潟上市・秋田市沖			㉑佐賀県唐津市沖
	⑩山形県遊佐町沖			
	⑪新潟県村上市・胎内市沖			
	⑫千葉県いすみ市沖			

【凡例】
● 促進区域
● 有望な区域
● 一定の準備段階に進んでいる区域
※下線は2021年度新たに追加した区域



出典：再エネ等に関する規制等の観点検タスクフォース

洋上風力発電のポテンシャルを引き出せ

洋上風力発電のポテンシャルは、1にその発電量、そして開発競争に勝った際の経済波及効果とともにある。

開発競争と導入は電力業界の雇用にもからんでくる。洋上風力発電の部品量は1～2万点、さらに港湾の整備やO&Mなどの雇用も生む。部品メーカー、風車メーカー、建設業者はそれぞれ導入増による事業拡大を見込む。

先頃JREの買収で話題になったENEOSも洋上風力案件を多く持つ。JREは秋田市能代市沖、長崎県西海市江島沖、北海道石狩市沖で3事業のアセスを進めている。一方、戸田建設の五島市の洋上風力にはENEOSとしてコンソーシアムに参加している。

日本の洋上風力は、導入ポテンシャルは相当なものだが、これまで日本の開発は後れを取っていた。法的処理の問題は再エネ海域利用法で、漁業を含む地域理解は日本型セントラル方式で、他に技術への投資などが課題だったが、それぞれ一定の解決を見いだしている。

2021年10月20日、経済産業省の総合資源エネルギー調査会の第4次中間整理でも洋上風力の競争力強化は、前政権から変わらないことが確認された。まずは、2030年、洋上風力10GW導入を目指す。2040年への政府目標の達成ができるかどうかは、日本の洋上風力のポテンシャルをどれだけ引き出せるかにかかっている。それには国の大胆な施策も必須だ。ポテンシャルはある。あとは、どう引き出すかだ。

Offshore Wind Technical Potential in Japan GWEC

https://gwec.net/wp-content/uploads/2021/06/Japan_Offshore-Wind-Technical-Potential_GWEC-OREAC.pdf

GLOBAL OFFSHORE WIND REPORT 2021 GWEC

<https://gwec.net/global-offshore-wind-report-2021/>

GWEC | GLOBAL WIND REPORT 2021

<https://gwec.net/global-wind-report-2021/>

「日本の洋上風力は全電力需要の8倍を発電可能」と世界風力会議 日経クロステック 2021年10月19日

<https://xtech.nikkei.com/atcl/nxt/column/18/00001/06155/>

洋上風力の産業競争力強化に向けた官民協議会 第1回会合 洋上風力の主力電源化を目指して 日本風力発電協会

2020年末日本の風力発電の累積導入量：443.9万kW、2,554基 2021年2月12日 日本風力発電協会

<http://log.jwpa.jp/content/0000289778.html>

2050年カーボンニュートラルに伴うグリーン成長戦略 令和3年6月18日 経済産業省

<https://www.meti.go.jp/press/2021/06/20210618005/20210618005-4.pdf>

洋上風力の産業競争力強化に向けて 令和2年7月17日 経済産業省 国土交通省

https://www.meti.go.jp/shingikai/energy_environment/yojo_furyoku/pdf/001_03_00.pdf

洋上風力の産業競争力強化に向けた技術開発ロードマップ 洋上風力の産業競争力強化に向けた官民協議会 NEDO

2021年4月1日

https://www.enecho.meti.go.jp/category/saving_and_new/saiene/yojo_furyoku/dl/roadmap/roadmap20210401.pdf

洋上風力産業ビジョン (第1次)

https://www.enecho.meti.go.jp/category/saving_and_new/saiene/yojo_furyoku/dl/vision/vision_first.pdf

「洋上風力発電の低コスト化」プロジェクトの研究開発・社会実装計画(案)の概要 資源エネルギー庁

https://www.meti.go.jp/shingikai/sankoshin/green_innovation/green_power/pdf/001_04_00.pdf

長崎県五島市沖における洋上風力発電事業者の選定について 経済産業省

<https://www.meti.go.jp/press/2021/06/20210611004/20210611004.html>

World's Largest Floating Offshore Wind Farm Fully Operational

<https://www.offshorewind.biz/2021/10/19/worlds-largest-floating-offshore-wind-farm-fully-operational/>

日本の浮体式洋上風力発電に対する期待と展望 浮体式洋上風力発電推進懇談会

https://www.toda.co.jp/assets/pdf/fowvs_j.pdf

欧州で加速する浮体式洋上風力の商用化に向けた動き 三井物産戦略研究所

https://www.mitsui.com/mgssi/ja/report/detail/_icsFiles/afieldfile/2021/07/13/2107t_zhao.pdf

環境省 令和元年度再生可能エネルギーに関するゾーニング基礎情報等の整備・公開等に関する委託業務報告書

<https://www.renewable-energy-potential.env.go.jp/RenewableEnergy/report/r01.html>



欧州で加速する浮体式洋上風力の商用化に向けた動き —2040年までに最大45GW洋上風力導入を目指す日本も浮体式に期待—

2021/7

三井物産戦略研究所
技術・イノベーション情報部 コンシューマーイノベーション室
趙 健

Summary

- 着床式に比べ設置可能面積が広い点でポテンシャルが高い浮体式洋上風力発電は、将来の導入拡大が期待される技術であり、日本においても大きな導入余地がある。
- これまでの実証事業を通じて複数の浮体技術が商用化手前まで進展するなか、課題となるコスト削減や運営ノウハウの獲得に向けて、欧州を中心により大規模な案件の推進が加速している。
- 今後欧州とアジアを中心に導入が拡大し、先行する欧州では2030年までの累計導入量は10GW以上と予想される。洋上風力産業の競争力強化を図る日本にとって、サプライチェーンの形成やノウハウの取得には欧州勢との連携が求められることとなる。

はじめに

陸上より風況がよく、大型風車を設置しやすい洋上での風力発電は、有望な再生可能エネルギーとして期待されている。洋上風力発電には、海底に直接基礎と風車を設置する着床式と、海底に係留した浮体基礎上に風車を設置する浮体式の2種類がある。現在は世界的に着床式を中心に導入が進展しているが、水深の制限などから適地は限られる。そのため洋上風力発電の導入拡大を目指すには、深海への設置が可能で、設置面積の拡大が見込める浮体式洋上風力の実用化は必要不可欠である。海底地形が急峻な日本においては、浮体式洋上風力の導入ポテンシャル¹は発電量ベースで原発約200基相当²の424GW³と推計され、着床式の128GWを大きく超えるが、着床式の2倍といわれる建設コストの削減が最大の課題となる。技術開発は日本と欧米が先行しているが、現在世界で系統に連系している発電容量74MWのうち、62MWを占める欧州が実証の規模においてリードしている。直近では、欧州を中心に浮体式風力の技術開発が商用化一歩手前まで進んでおり、大型実証案件が発表されるなど商用化に向けた動きの加速が予測される。本文ではその最新動向、要素技術と今後の展望について考察を行う。

¹ 一般社団法人日本風力発電協会試算。試算前提条件：排他的経済水域（EEZ）内、年平均風速7.0m/s以上、着床式水深10～50mの範囲、浮体式水深100～300mの範囲、案件当たり最低容量120MW以上を想定。

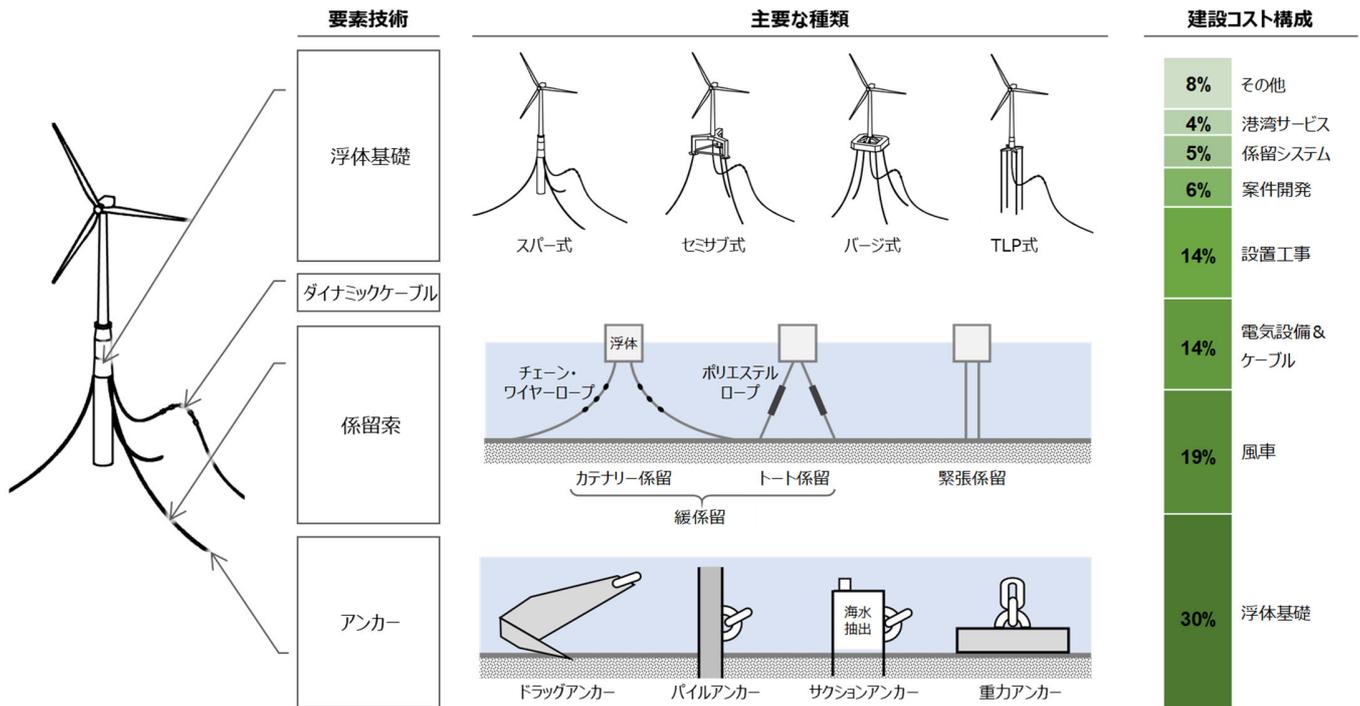
² 筆者試算。浮体式洋上風力設備利用率45%、原子力発電プラント出力1GW/基、設備利用率85%を前提として試算する場合、 $(424\text{GW} \times 45\%) \div (1\text{GW}/\text{基} \times 85\%) \approx 224.5$ 基の原子力発電プラントに相当する。

³ 1GW=1,000MW=1,000,000kW

浮体式洋上風力の主要要素技術

浮体式洋上風力は、厳しい気象条件および海流・潮流などの影響下でも安定した発電が求められており、大型風車を支える浮体基礎、耐久性と送電性能を両立するダイナミックケーブルおよび係留システムなど、図表1に示すような要素技術の確立が必要である。

図表1 浮体式洋上風力の要素技術



出所：

- 浮体基礎のイメージ：Ocean Engineering掲載論文「Human exposure to motion during maintenance on floating offshore wind turbines」(<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S002980181831254X> 2021年6月アクセス)
- 係留索とアンカーのイメージ：NEDO「浮体式洋上風力発電技術ガイドブック」(https://www.nedo.go.jp/library/fuuryoku_guidebook.html 2021年6月アクセス)を参考に三井物産戦略研究所作成
- 建設コスト構成：ETIPWind (The European Technology & Innovation Platform on Wind Energy) 「Floating offshore wind factsheet」から三井物産戦略研究所作成

建設コストの3割を占める浮体基礎は最も重要な要素技術である。重さ数百トン以上の風車を支えながら、風、波浪の影響による揺れを最小限に抑制することが求められるほか、構造設計、製造工法、洋上の輸送と設置施工、メンテナンスなどにおける低コスト化も求められる。現状の主流浮体基礎は、主にスパー式、セミサブ式、バージ式とTLP (Tension Leg Platform) 式に分類されており、技術成熟度、適応する水深、海域、係留方式と必要な海底地質条件、施工方法などは異なる(図表2)。これまでの研究開発と実証を通じて、スパー式とセミサブ式との技術成熟度は、商用化手前(Pre-Commercialization)まで進展しており、バージ式も実証済みの段階に進んでいる。

図表 2 主流浮体基礎の特徴比較

	スパー式 SPAR	セミサブ式 SEMI-SUBMERSIBLE	バース式 BARGE	TLP式 TENSION LEG PLATFORM
実機写真・イメージ	 写真提供：戸田建設	 写真提供：(デンマーク)Vestas Wind Systems A/S	 写真提供：(仏)BW Ideol	 画像提供：三井海洋開発
技術成熟度(注)	高、30MW級パイロット案件実施済み	高、25MW級パイロット案件実施済み	中、3MW級デモ案件実施済み	低、水槽実験、技術実証の段階
復原性・安定性	重心が低く、復原性と安定性が高い	安定性が高く、揺れが少ない	揺れやすい	安定性が最も高く、揺れがほぼない
適応水深・海域	水深100m以上が必要、波浪条件が厳しい水域にも適する	水深40m以上から設置可能なため、適応海域が広い	水深30m以上から設置可能であるが、揺れやすいため静穏海域に適合	水深50m以上の海域に設置可能、軟弱地盤の海底には不適応
製造	構造が簡単で製造が容易、低コスト化が見込まれる	構造が複雑で、溶接作業が多く、製造工程が複雑	質量が高くなるが、構造が簡単で低コスト化が見込まれる	サイズが小さく、部品が少ないため製造しやすい
設置施工	風車の設置は洋上で実施するため、リフトクレーンが必要	風車とともに港で組み立ててから設置海域への曳航で設置可能	風車とともに港で組み立ててから設置海域への曳航で設置可能	風車とともに港で組み立ててから設置海域への曳航で設置可能。
係留システム	緩係留	緩係留	緩係留	緊張係留
メンテナンス	喫水が深いためメンテナンスが困難	帰港して大規模メンテナンスを行うことが可能	帰港して大規模メンテナンスを行うことが可能	構造が簡単でサイズも小さいためメンテナンスしやすい
メリット	製造が簡単で低コスト化が期待	適応海域が広く、組み立てと設置がしやすい	洋上施工の必要がなく、設置しやすい	安定性が高く、浮体構造がシンプル。占用する海底面積が小さい
デメリット	水深100m未満の相対的に浅い水域では設置困難	復原性維持のためには構造上質量が必要、製造の簡素化が課題	揺れが大きく、設置海域が限定される	係留システムのコストが高く、施工が困難。海底地盤条件に制限される
代表企業	戸田建設、(ノルウェー)Equinor	ジャパン マリンユナイテッド、(仏)Naval Energies、(米)Principle Power	(仏)BW Ideol、日立造船	三井海洋開発、(米)Glosten

注：Carbon Trust（英国政府により設立され、その後独立した環境コンサル組織）によると、技術成熟度評価は右記の9段階に分かれている：1.Initial Concept、2.Proof of Concept、3.Numerical Modeling、4.Tank Testing、5.Scaled Testing（<1MW）、6.1~5MW Demo、7.>5MW Demo、8.Pilot（10~50MW）、9.Pre-Commercial（50~200MW）、これ以上は商業化段階

出所：Carbon Trust「Floating Wind Joint Industry Project Phase II summary report」、NEDO「浮体式洋上風力発電技術ガイドブック」、国土交通省「浮体式洋上風力発電施設技術基準（令和2年3月3日改正）」および各社公開資料を基に三井物産戦略研究所作成

ダイナミックケーブルは海中に浮遊しながら、浮体から変電所などに送電するケーブルであり、長期絶縁性、潮流や浮体基礎の動きによる損傷に耐えられる機械的強度、海流の影響による線形変動を抑える敷設計画などが求められる。また、将来の大規模浮体式洋上風力開発には、送電ロスの少ない220kV高圧ダイナミックケーブルの開発が期待されるが、現状の66kV製品よりケーブルが重く、硬くなるほか、曲げ半径が大きくなることでねじれ耐性が弱くなるなどの課題がある。

係留システムには構成要素として係留索とアンカーが含まれる。浮体と海底に固定しているアンカーをつなげる係留方式は、張力の強さによって緩係留と緊張係留に分けられる。緩係留は、チェーンの自重で安定性を保つカタナリー係留と初期張力を調整して緊張状態にある係留ラインの伸びによって係留力を得るトート係留の2種類を含む。カタナリー係留はアンカー設置施工が簡易であるが、占用海域面積が広く、船舶や漁業の妨げとなる可能性が挙げられる。ポリエステルロープを使用するトート係留は軽量化できるが、大把駐力⁴のアンカー設置が必要である。一方、緊張係留は強い張力で浮体を水中に引き込み、浮力を生み出す方式であり、高張力ケーブルなど高強度材料の開発が課題である。アンカーは設置と撤去の簡易

⁴ 把駐力：浮遊式海洋掘削装置をアンカー船位保持する際に係留力の基となるアンカーによる保持力をいう。（出典：独立行政法人 石油天然ガス・金属鉱物資源機構）

さから、現状ドラッグアンカー（drag-embedded anchor）と水圧差で固定するサクションアンカー（suction anchor）が最も多く使用されている。係留システムのさらなるコスト削減に向けて、低コスト材料開発、アンカーの共有や係留システムの最適化設計などの研究も行われている。

今後の実装と商用化に向けて、設置海域の水深、海況、海底地盤などの状況に合わせ、浮体と係留システムの最適な組み合わせが求められ、成熟度とコストのほか、当地の大型海洋構造物の製造や施工などサプライチェーンの状況を踏まえ、各要素技術を体系的に評価する観点が必要とされる。

上記に加え、浮体と搭載風車の一体化設計、浮体の量産化、低コスト施工、浮体式洋上変電所、姿勢制御、メンテナンスフリー技術なども今後の大規模商業化に必要とされる。

欧州を中心に増える大規模実証案件

欧州風力協会WindEuropeは2021年3月、これまでの実証を通じてセミサブ式、スパーク式などの浮体技術が確立しつつあるとして、今後の商用化に向けて、さらなるコスト削減と量産体制の構築には導入規模の拡大が必要と主張した。欧州ではすでに7カ国が今後10年の間に浮体式洋上風力発電を導入する予定であり、2022年までの累計導入量は300MWを上回る予定で、規模において世界をリードし続ける。世界各国における稼働予定事業を図表3に示す。

図表 3 各国で稼働する予定の浮体式洋上風力案件

稼働予定	国	案件名	開発事業者	発電容量 (MW)	風車出力 (MW)	買取価格 (ユーロ/MWh)	浮体基礎	浮体基礎提供企業
2021/2022	フランス	Eoliennes flottantes du golfe du Lion	Engie, EDPR, Caisse des Depots	30	10	240	セミサブ	Principle Power (PPI)
2021/2022	フランス	EolMed (Gruissan) Pilot Farm	Qair, Total	30	10	240	バージ	BW Ideol
2021/2022	フランス	Provence Grand Large	EDF Energy	25.2	8.4	240	TLP	SBM Offshore
2022/2023	フランス	Eoliennes flottantes de Groix et Belle-Ile	Shell/EOLFI, 中国広核集団 (CGN)	28.5	9.5	240	セミサブ	Naval Energies
2021/2022	ノルウェー	Hywind Tampen	Equinor	88	8	オフグリッド	スパーク	Equinor
2022	アイルランド	AFLOWT	EMEC, SEAI, Saipem	6	6	不明	Hexafloat	Saipem
2023	米国・メイン州	Aqua Ventus I	University of Maine	11	11	190	セミサブ	University of Maine
2021/2022 (注)	日本	(仮称) 五島市沖洋上風力発電事業	戸田建設	22	2~5	不明	スパーク	戸田建設
2021	中国・広東省	Jie Yang	三峡集団	5.5	5.5	不明	セミサブ	Mingyang Smart Energy
2026	韓国・蔚山市	Donghae-1	韓国石油公社 (KNOC)、Equinor	200	不明	不明	スパーク?	

注：戸田建設が同事業の建設資金に充当するために発行したグリーンボンドの資金充当状況報告によると、2020年3月末時点では風力発電機を建設していない
出所 Carbon Trust「Floating Wind Joint Industry Project Phase II summary report」、4C Offshoreウェブサイト、各社公開資料から三井物産戦略研究所作成

北欧エネルギー大手のEquinor社は洋上石油開発のノウハウを活用し、スパーク式浮体Hywindを開発した。2017年よりスコットランド沖において発電容量30MWのHywind Scotland実証事業を実施し、2年間の平均設備利用率で54%を超える結果を出した。同社はさらに規模を拡大した88MWの浮体式洋上風力事業Hywind Tampenを北海で建設しており、2022年までに洋上石油施設に電力を供給する予定となっている。Equinor社

は同案件を通じてLCOE⁵を150ユーロ/MWh⁶以下に下げることが目標としており、2025年頃200MW超の本格的な商業化に進む予定としている。

2021年5月、フランスは北西部のブルターニュ沖における発電容量230～270MW規模の浮体式洋上風力事業の入札実施を発表し、フランスの浮体基礎メーカーBW Ideol社は社名非公開のユーティリティ企業と連携して入札に参加すると表明している。同案件の入札価格上限は、2015年に隣接海域で実施した実証事業の240ユーロ/MWhの半分である120ユーロ/MWhと定められる。2024年には、さらに500MW分の入札を予定しており、本格的な商業化に向けて動き出している。

2021年は、欧州以外のアジアでも進展があった。中国は5月、国有再生可能エネルギー大手の三峡集団がセミサブ式浮体を採用した5.5MW実証機を1基試作し、同社が広東省沖で進めている洋上風力ファームにおいて中国初の実証運転を行う予定と発表した。ノウハウを取得するために、フランスEOLFI社⁷の開発中案件に出資した国有原子力発電大手中国広核集団（CGN）も、広東省沖における大規模案件の実施を予定している。ここ数年で着床式洋上風力導入量を世界2位まで積み上げた中国は、今後浮体式においても躍進する可能性がある。世界の洋上風力大国トップ5入りを目指す韓国は、官民連携で2030年までに蔚山市沖において計6GWの浮体式洋上風力発電所の建設計画を5月に発表した。韓国石油公社とEquinor社が2019年から蔚山市沖において開発していた200MW案件も5月にFSを完了しており、2022年に着工、2026年に稼働開始を予定している。2018年に成立した「再エネ海域利用法」に基づき洋上風力の導入を加速する日本では2021年6月、促進区域の長崎県五島市沖における計16.8MWの浮体式洋上風力発電事業者の公募結果が発表され、戸田建設を代表とするコンソーシアムが事業者を選定された。

今後の展望

技術開発の加速と大規模案件の推進により、浮体式洋上風力のLCOEは2025年以降大きく下がると予想される。ETIPWindのレポートでは、2020年において165～202ユーロ/MWhであるLCOEは2030年までに53～76ユーロ/MWh（約7.1円～10.2円⁸/kWh）に下がると予想され、NEDOが実証研究で目指している2030年までに20円/kWh以下という目標を大きく下回る水準となる。さらに2050年までには、浮体式の予想平均LCOEは40ユーロ/MWhに下がり、着床式の37ユーロ/MWhに近づくと予想している（図表4）。

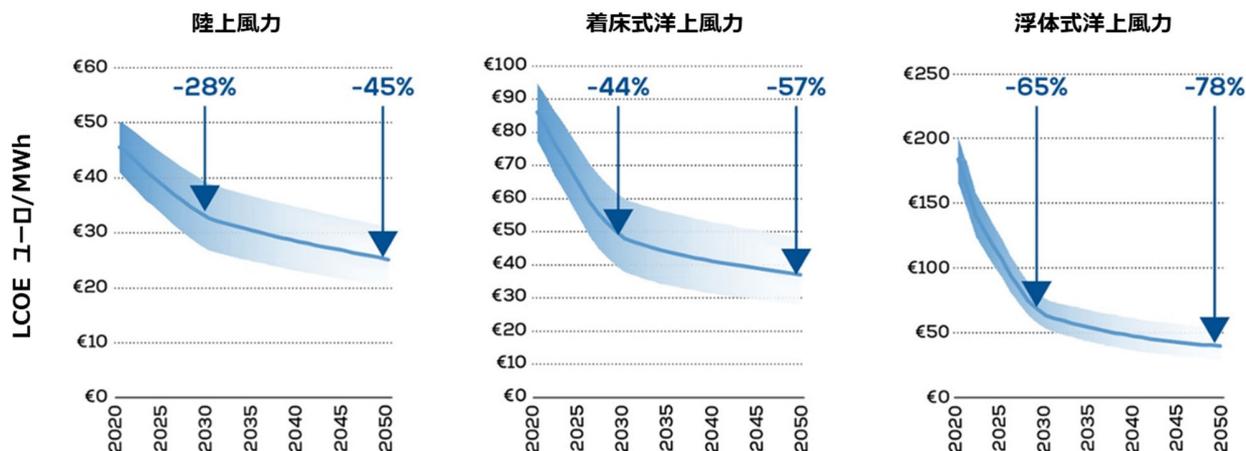
⁵ 均等化発電原価（Levelized Cost of Electricity）：資本費、運転維持費、燃料費など発電に要した費用を、生涯の発電量で割ることで求められる電力単価。

⁶ 1MWh=1,000kWh

⁷ 同社は2019年末にShell社の傘下に入った。

⁸ 為替レート：1ユーロ=134円

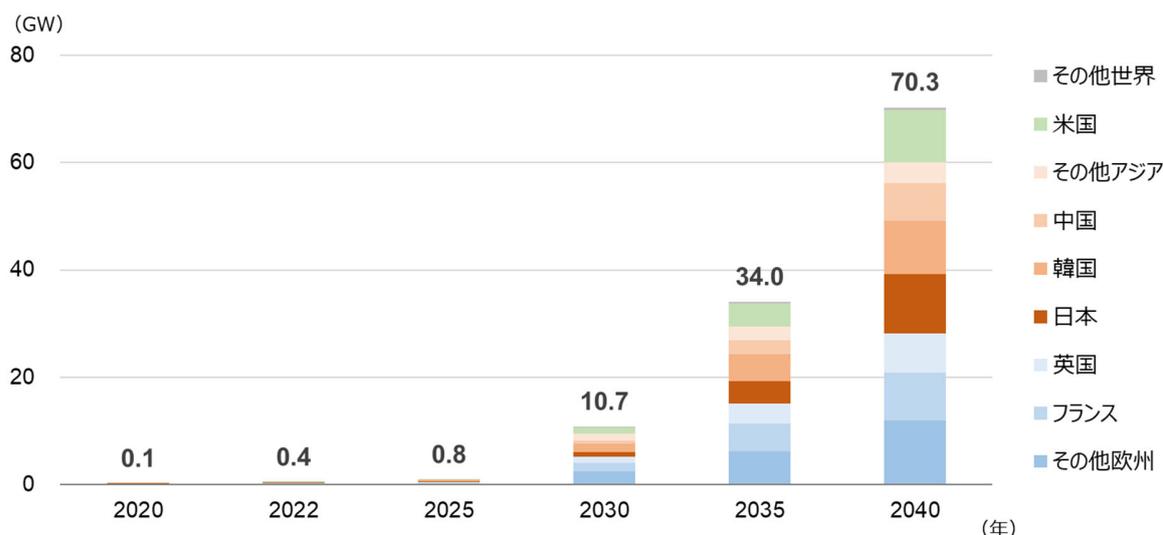
図表4 欧州の風力発電LCOE予想



出所 ETIPWind「Getting fit for 55 and set for 2050」(https://etipwind.eu/publications/getting-fit-for-55/ 2021年6月アクセス)

コストダウンに伴い、浮体式洋上風力は今後欧州、アジアと米国を中心に導入が拡大する。Carbon Trustの予想では、世界の累計導入量は2030年までに10.7GW、2040年までに70.3GW（予想年間発電量約277TWh⁹）に到達すると見通している（図表5）。2035年以降、浮体式洋上風力の導入ポテンシャルと脱炭素達成の需要から、アジアの累計導入量は日本、韓国と中国を中心に大幅増加し、欧州市場を逆転すると予想される。2040年までに浮体式も含む洋上風力30~45GWの導入を目指す日本においては、それらのうち約11GWを浮体式が担うと見込まれている。

図表5 世界の浮体式洋上風力累計導入量予想



注：2022年以降は期待値、2025年以降は推計値。「その他欧州」はポルトガル、スペイン、ノルウェー、ギリシャ、トルコを含む
出所：Carbon Trust「Floating Wind Joint Industry Project Phase II summary report」から三井物産戦略研作成

⁹ 筆者試算。平均設備利用率45%を用いて試算した場合、2040年70GW分の予想年間発電量は365日×24時間×45%×70.3GW≒277TWh。1TWh=10億kWh。

大規模実証案件を先行して進めながら、サプライチェーンの形成を目指す欧州は、部材量産化、洋上施工とメンテナンスのノウハウ獲得も進み、今後の浮体式洋上風力産業を主導する立場となる可能性が高まっており、有望なアジア市場への進出も予想できる。直近の日本、韓国や中国の動きを見ても、欧州勢と協力するケースが多くを占めている。浮体式を含む洋上風力の産業競争力強化およびアジア市場への進出を目指す日本としては、欠かせない要素技術開発、部材の量産化、施工技術の低コスト化と管理経験の習得において、先行する欧州勢と連携する必要があるため、足元の欧州動向は最も注目すべきものといえるだろう。

当レポートに掲載されているあらゆる内容は無断転載・複製を禁じます。当レポートは信頼できると思われる情報ソースから入手した情報・データに基づき作成していますが、当社はその正確性、完全性、信頼性等を保証するものではありません。当レポートは執筆者の見解に基づき作成されたものであり、当社及び三井物産グループの統一した見解を示すものではありません。また、当レポートのご利用により、直接的あるいは間接的な不利益・損害が発生したとしても、当社及び三井物産グループは一切責任を負いません。レポートに掲載された内容は予告なしに変更することがあります。



No.281 CN実現のカギを握る洋上風力 京大再エネ講座シンポジウム報告①

https://www.econ.kyoto-u.ac.jp/renewable_energy/stage2/contents/column0281.html

2021年12月16日

京都大学大学院経済学研究科 特任教授 山家公雄

(キーワード) カーボンニュートラル、洋上風力、国産化、セントラル方式、促進区域

京都大学経済学研究科再エネ経済学講座は、12月10日にシンポジウムを開催した。今回から3回に分けて、筆者がコーディネートを行った第2部「CNの主役風力、太陽光、水素は2030年、2050年にどう臨むか」について報告する。今回は、風力業界を代表して日本風力開発(株)最高顧問の祓川清氏の講演を紹介する。洋上風力を主に、どのような手順でどのような課題を克服すれば風力発電はCN実現に貢献し、成長産業として発展できるかについて、具体的な提言が行われた。明確な羅針盤の提示がなされたと感じたところである。

序. 京大シンポジウム報告シリーズの狙い

京大再エネ講座とシンポジウムの役割

実・リアルタイムの視点を融合し実践的な学問を追求する目的で2014年度に創設され、現在2期目に入っている(1期5年)。本コラムは、主にその時々話題を学術的視点も織り込んで解説する役割を担っている。シンポジウムは研究成果の発表の場として最も重要な位置付けにあり、今年度は12月10日に開催された。午前の部は若手研究者の発表で、午後は第1部「電力市場価格高騰から学ぶ電力市場改革のあり方～国際比較の視点から」および第2部「CNの主役風力、太陽光、水素は2030年、2050年にどう臨むか」と続いた(「[第2回再エネ講座シンポジウム2021](#)」)。第1部は講座代表である諸富教授の進行による学術的な成果の発表である。第2部は現在エネルギーにとり最も大きな議論になっているテーマを取り上げ、筆者がコーディネートをし、そして「イントロダクション」と「まとめ」を行った。

カーボンニュートラルは最重要テーマ

カーボンニュートラル（CN）は、環境・エネルギー政策だけでなく、今後の産業の在り方や競争力を規定する大テーマであり、再エネと水素が主役になるとの認識の下で取り上げた。事業経験が豊富な領域を代表する3名の識者から、先行きの見通しが難しい中で、素晴らしい資料の作成と説明を行って頂いた。一方で、40～50枚の資料を30分で説明するには無理があり、参加者に十分に伝わったかという懸念もあり、本コラムで3回シリーズの報告という形でポイントを解説することとした。文責は筆者であるが、講師に確認頂いている。

今回は、日本風力開発(株)最高顧問である祓川清氏による風力発電の説明を取り上げる。同氏は、日本最大の風力発電開発事業者である(株)ユーラスエネルギーホールディングスにて風力発電の黎明期より経験を積んでこられた第一人者である。日本風力発電協会（JWPA）の副代表であり多くの政府委員会のオブザーバー等も務めておられるが、今回は「個人の思いも込めてお話ししたい」とのことで、個社顧問の立場での登壇となった。前置きが長くなったが、以下、祓川氏発表を解説する（「[2050年 NET ZEROにむけて 鍵を握るのは洋上風力](#)」）。

1. エネ基2030年の風力目標をどう実現するか

第6次エネ基にて、2030年の電源目標である再エネ36～38%の実現を危ぶむ声がある。潜在量から期待されるのは太陽光と風力であるが、風力は実現可能であろうか。

エネ基目標は現状5.6倍の24GWだが業界目標は36GW、2050年は130GW

表1の右欄は、エネ基における「野心的水準」を示している。太陽光は、2019年実績および第5次目標値の約2倍となる103.5～117.6GW（kWhで14～16%）と最大の期待を負う。風力は、目標値は23.6GW（陸上17.9GW、洋上5.7GW）と太陽光に比べて見劣りするが、現状は4.2GWと低く、kWh構成比では0.8%から5.4%へと約 7倍に増える。高いハードルではあるが、風力業界は条件を整えば更に増加可能とみている。

表1. 2030年度の風力の導入見込量（エネ基ベース）

*全発電電力量(億kWh)に対する比率

	2019年度導入量		現行ミックス水準		2030年度の野心的水準	
	GW (億kWh)	割合*	GW (億kWh)	割合*	GW (億kWh)	割合*
太陽光	55.8 (690)	6.7%	64 (749)	7.0%	103.5~117.6 (1,290~1,460)	14~16%
風力	4.2 (77)	0.8%	10.0 (183)	1.7%	23.6 (510)	5.4%
陸上風力	4.2 (77)	0.8%	9.2 (161)	1.5%	17.9 (340)	3.6%
洋上風力	-	0.0%	0.8 (22)	0.2%	5.7 (170)	1.8%

(出典) 資エ庁 「2030年度におけるエネルギー需給の見通し (関連資料)」 2021/10

(出所) 日本風力開発株 「2050年 NET ZEROにむけて：鍵を握るのは洋上風力」

(2021/12/10) より抜粋

図1は、JWPAが設定している目標値である。2030年は洋上10GW、陸上26GWとしているが、「投資判断に最低限必要な市場規模1GW/年」を前提とする。2040年は「産業界が投資回収見通し可能な市場規模2~4GW/年」として洋上30~45GWおよび陸上35GW、2050年は「GHG排出量80%削減に相応しい目標値」として洋上90GWおよび陸上40GWとしている。2050年はGHG100%削減に向けた上方修正が不可欠となるが、後述のように洋上を主に膨大な潜在量活用策がイメージされている。

図1. JWPAの洋上風力・陸上風力の目標：意欲的で明確な中長期導入目標の設定

- **2030年：洋上風力10GW + 陸上風力26GW**
 - 中間点として目標を設定
 - 投資判断に最低限必要な市場規模(洋上は1GW程度×10年間)
- **2040年：洋上風力30~45GW + 陸上風力35GW**
 - 産業界が投資回収見通し可能な市場規模(年間当り2~4GW程度)
 - 世界各国と肩を並べる競争環境を醸成できる市場規模
- **2050年：洋上風力90GW + 陸上風力40GW = 130GW**
 - 政府目標：温室効果ガス排出量80%削減に相応しい目標値
 - 2050年推定需要電力量に対して風力により30%以上を供給

「2050年カーボンニュートラルの実現」を目指し、より意欲的な導入目標を！

(出典) METI 第28回再エネ大量導入等小委員会「2050年CNの実現に向けた2030年の風力発電導入量のあり方」(JWPA)

年間導入量2~3GW、リードタイム半減で36GW実現へ

表2は、2030年目標実現のための条件・方策を示しているが(洋上は2040年も睨む)、陸上はエネ基目標である18GWは必達ケース、26GWは促進ケースと位置付けている。洋上は10GWは運転開始を想定している。環境整備の柱は年間導入ベースとリードタイムの短縮である。

年間導入量は、陸上は現状0.3~0.5GW、FIT認定で1.2GWであるが、これを2~3GWに引き上げる。洋上は、促進区域指定規模は現状1GW/年であるが、これを2GW/以上に引き上げる。リードタイムは陸上は環境アセスの短縮により現状8年を5年に、洋上は「日本版セントラル方式の早期導入」で8年を3~4年に短縮する。

保安林等と洋上の膨大なポテンシャル活用

目標導入容量を実現する前提として、リードタイム短縮に加えて系統制約解消、規制緩和等による保安林等の適地立地促進、膨大な潜在量があることの認識醸成と活用等を挙げる。系統制約は国も枠組みを定め着実に進めているところであり、速度をアップするのみと言える。適地立地は、陸上は保安林136GW、自然公園24GW、緑の回廊17GW、耕作放棄地・荒廃農地5GW等を見込んでいる。なお、優良農地を見込んでいないが、その潜在力は大きく欧州並みに利用できると導入量は大きく引き上がる。洋上は膨大で、IEAによれば年間電力需要の10倍のポテンシャルがある。洋上を考える場合、膨大な電力量を地方から大消費地に送ることから、系統制約解消はさらに重要となる。海底ケーブルの敷設や発電と送配電の役割分担の適切な仕切りが不可欠となる。詳細は後述する。

表2. JWPAの洋上風力・陸上風力の目標 2030年実現のための方策

	陸上風力発電	洋上風力発電
導入容量	<ul style="list-style-type: none"> ● 必達ケース：18GW（運転開始ベース） ● 促進ケース：26GW（同上） 	<ul style="list-style-type: none"> ● 2030年：10GW（運転開始ベース） ※ 2040年：30～45GW（同上）
導入ベースやリードタイムの考え方	<ul style="list-style-type: none"> ● 足元の導入ベース：運転開始ベースでは年間0.3～0.5GW、認定ベースは年間約1.2GW ⇒ 今後の導入ベース：年間2～3GWに設定 ● リードタイム：現状約8年を5年までに短縮 	<ul style="list-style-type: none"> ● 導入ベース：年間1GW程度の区域指定 中長期的に2GW/年以上とすべき ● リードタイム：再エネ海域利用法に基づく公募による事業者選定から運転開始まで8年 ⇒「日本版セントラル方式」の早期導入で3～4年までに短縮
発電電力量	<ul style="list-style-type: none"> ● 394～569億kWh（運転開始ベース） 	<ul style="list-style-type: none"> ● 307億kWh（運転開始ベース）
設備利用率等の前提条件	<ul style="list-style-type: none"> ● 年間平均25% 	<ul style="list-style-type: none"> ● 年間平均35%
導入容量を実現可能とする方策、根拠	<ul style="list-style-type: none"> ● スライドp.16～p.17参照 	<ul style="list-style-type: none"> ● 導入容量の実現には「案件形成の加速化／プッシュ型案件形成スキームの早期導入」と「インフラ（系統・港湾）の計画的整備」が不可欠 ● 産業競争力強化も並行
導入に要するコスト（単価の見直し、根拠）	<ul style="list-style-type: none"> ● 発電コスト（LCOE）8～9円/kWh ※ 促進ケース：26GW導入が前提 ※ 接続費：地内送電網の増強とハブ変電所の新設をTSOが実施、発電側の負担は資本費全体の0～5%が前提 ※ インバランスコスト及び発電側課金は考慮していない（洋上風力発電も同様） 	<ul style="list-style-type: none"> ● 2030～2035年：着床式の発電コスト（LCOE）8～9円/kWh（認定取得ベース） ※ 日本版セントラル方式による公募（公平且つ透明性高い入札）実施により、2030～2035年に10GW以上導入が前提 ※ 接続費：欧州各国の仕組みを導入、TSOが敷設と費用を負担する前提
系統制約（出力変動、地理的偏在性等）の考え方	<ul style="list-style-type: none"> ● スライドp.18参照 ※ 導入ベースに合わせ、地域毎及び全国大に適切な方策が適時に講じられ、系統制約が解消されていることが前提 	<ul style="list-style-type: none"> ● 系統運用・増強（海底ケーブル等）送電はTSOが建設・運営（ハブ方式）

（出典）METI 第28回再エネ大量導入等小委員会「2050年カーボンニュートラルの実現に向けた2030年の風力発電導入量のあり方」（JWPA）

（出所）日本風力開発(株)「2050年 NET ZEROにむけて：鍵を握るのは洋上風力」

（2021/12/10）に追記（青枠）

2. CN、成長戦略のカギを握る洋上の課題をどう解決するか

これまでの図表は、基本JWPAが作成したものであるが、「CNのカギを握る洋上風力」の課題と提言を示している図2は、日風開オリジナルの視点が含まれる。赤枠の提案は、それぞれ詳しい解説があるが、筆者が整理し一覧性のある形としている。官民協議会にて合意された「導入目標」2040年30～45GW、「国内調達比率」2040年までに60%、「着床式コスト」2035年までに8～9円の3目標を実現のための課題と解決策提言である。

図2. 洋上風力発電の促進に向けて：CNのカギを握る洋上

官民の目標設定

(1)政府による導入目標の明示

- ・2030年までに10GW、2040年までに30GW～40GWの案件を形成する

(1)産業界による目標設定

- ・国内調達比率を2040年までに60%にする。
- ・着床式発電コストを2030～2035年までに、8～9円/kWhにする。

実現のための課題

[課題1] 国産化

- ・雇用創出、電力の安定供給、輸送コスト削減などの観点から、国内調達比率の向上は重要である
- ・産業界の目標を達成するためには、主要な海外風車メーカーと連携し、サプライチェーンの強靱化が必要

- ・競争力確保には導入目標、国産化比率の前倒しが必要。
- ・国産化には公募評価指数の明確、風車国内生産が不可欠(3GW以上/年導入)。
- ・主要海外メーカーとの連携がSCの鍵。

[課題2] セントラル方式

- ・公募計画策定のための必要な調査・事前調整を公募を実施する国が実施
- ・系統の確保、PJ規模に見合った拠点港の設備など、必要なインフラを国が整備

- ・データ開示 アセス 系統確保 拠点港整備 漁業調整 許認可手続き
- ・環境アセスの短縮化
- ・系統運用・確保 海底ケーブル TSO整備(発・送分岐点負担低減) 出力抑制低減と補償

[課題3] 促進区域

- ・近年の欧州の洋上風力発電所規模の拡大、風車の大型化を踏まえ、1区域1GW程度で考えるべき
- ・産業界の目標を達成するためには、年間3～4PJで2～3GW程度まで拡大すべき

- ・1事業が小さい:35万kW⇒1GW
- ・区域が狭い:領海(22km)⇒排他的経済水域(370km)

(出所) 日本風力開発株 「2050年 NET ZEROにむけて：鍵を握るのは洋上風力」

(2021/12/10)

に追記 (赤枠は同社資料を基に整理)

実現への課題は国産化、セントラル方式、促進区域

「国産化の実現」を課題1として筆頭に位置付けている。「雇用創出、電力の安定供給、輸送コスト削減などの観点から、国内調達比率の向上は重要」であるが、現状国産風車メーカーは存在しない。「産業化の目標を達成するためには、主要な海外風車メーカーと連携し、サプライチェーンの強靱化が必要」と指摘する。風車産業の誘致・国内育成のためには、「相当規模の導入目標提示」とともに「2040年6割とする国産化比率の前倒し」が必要とする。また、「公募評価指数の明確化、風車国内生産が不可欠、主要海外メーカーとの連携がSCの鍵」と提言している。

課題2は、環境整備・準備を国が行う「セントラル方式」についてである。これにより開発事業者は価格競争に専念できコスト低下が進む。セントラル方式の具体的内容は不明なところがあり、先行する欧州方式をベンチマークに提言を行っている。風況・海底状態等の調査データ開示、環境アセス実施、系統確保、拠点港整備、漁業者との調整、許認可手続き等である。特に系統に関しては、実潮流ベースの運用、海底ケーブル敷設を含むプッシュ型による計画的容量確

保、発電所近くまでの送電線建設の送電事業者（TSO）責任による整備、再エネ出力抑制の低減と抑制が余儀なくされた際の損失補償等である。

課題3は、「促進区域」の規模に関してである。現行のガイドラインでは、1区域容量は0.35GW、年間指定規模は1GWを基礎としているが、これの拡大を提言する。コスト低減には相当規模の安定した開発が不可欠となるが、最近の欧州並みの1区域1GW、年間指定規模2～3GWとすべきとしている。当日も「第1ラウンドの秋田県由利本荘市沖は南北合わせて0.73GWになる」との説明があった。2050年CN実現には洋上開発量を加速させることが不可欠であり、それがコスト低下に繋がる。

CN実現に向けた最初の試金石、選定される風車メーカーはどこか

課題1の国産化について敷衍する。図3は、世界No1の洋上風力導入量を誇る英国と日本の風車メーカー進出状況を示している。

図3 国産化・国内SC整備の鍵を握る風車メーカー誘致・提携



(出所) 日本風力開発(株) 「2050年 NET ZEROにむけて：鍵を握るのは洋上風力」

(2021/12/10) より抜粋

英国は従来風車メーカーは存在していなかったが、大規模導入のなかで3大メーカーの誘致に成功している。日本でも、洋上風力ビジョンの公表を受けて、GEが東芝エネルギーシステムと合併でナセル組み立て工場を横浜につくる。ヴェスタスは長崎県での建設を検討している。「公募評価指数の明確、風車国内生産が不可欠、主要海外メーカーとの連携がSCの鍵」との認識が示され

るなかで、年内にも決定される落札事業者の選定が注目される。なお、風車メーカー選定に関する解説は筆者も試みている（「[No.269 国内産業化のカギを握る風車メーカー選定](#)」）。

終わりに

今回は、12月10日に開催された京大シンポジウムの第2部「CNの主演風力、太陽光、水素は2030年、2050年にどう臨むか」について、風力関連の報告を行った。CN実現のカギを握り、そしてグリーン成長戦略の筆頭に位置付けられている洋上風力を主に、祓川氏の説明を辿った。実現のための課題と処方箋は明白である。年間3GWを超える導入規模、リードタイム半減そして風車の早期国産化である。国産化に向けて最初のメーカー選定を誤らないことも非常に重要である。これがCNに向けた上方修正策の骨子であろう。次回は、太陽光発電を取り上げる。

特殊鋼大手、クリーン水素生産へ（スウェーデン、日本）

現地日本人社員が奮闘して生産性向上

<https://www.jetro.go.jp/biz/areareports/2023/0b3c086819df7119.html>

特殊鋼大手、クリーン水素生産へ（スウェーデン、日本） |

地域・分析レポート - 海外ビジネス情報 - ジェトロ (jetro.go.jp)

2023年2月20日

日本製鉄が2018年に完全子会社化（注1）したスウェーデン特殊鋼大手オバコ（Ovako、本社はストックホルム市）は、鉄鋼生産のカーボンニュートラル化で先行する。

オバコのカーボンニュートラルの生産に向けた現在の取り組みや、日本製鉄による同子会社化後の生産性向上、またスウェーデン社員の仕事の仕方などについて、同社の石井博美執行副社長（エグゼクティブ・バイス・プレジデント）兼グループ生産・技術アドバイザーに話を聞いた（取材日は2023年1月25日）。

「世界一」の製鉄所などで、用途や顧客に合わせて特殊鋼を生産

オバコの歴史は古く、創業は16世紀にさかのぼり、軸受け鋼では世界トップレベルの技術を誇る。

同社の主要顧客（分野）は風力発電機メーカーで、風力発電機に使用される主軸用ベアリングで、世界全体の3分の1（石井氏情報）のシェアを誇る。また、トラック（サスペンション）や乗用車（サスペンション、ギア）、その他産業などにも供給している。同社では、ベアリング用の「BQ-Steel」、機械加工用の「M-Steel」、摩耗に強い「WR-Steel」など、用途に合わせて製品のブランド展開を行っている。

同社はスウェーデンに4カ所、フィンランドに1カ所の製鉄所を持つ。

スウェーデンのホフォシュの製鉄所には「超高級」グレード用のインゴット casting（溶鉄を鋳型に流し込み、加工前の鋼塊を生産する製鋼法）、スメリバッケン製鉄所にはピレット casting（小・中断面の帯状の鋼片を生産する製鋼法）に強みを持つ。

また、フィンランドのイマトラ製鉄所には「高級」グレード用のブルーム casting（大断面の帯状の鋼片を生産する製鋼法）の生産設備を有する。

これら主力製鉄所がそれぞれ異なるタイプの生産設備を持つことで、用途や顧客ニーズに合わせて使い分けて生産することが可能だ。

なお、ホフォシュ製鉄所のインゴット casting 設備の品質と生産性は「世界一」

（同社のマークス・ヘドブロム社長談）とのこと。



クリーン水素生産設備を建設中のホフォシュ製鉄所（全体風景）
（オバコ提供）

製鉄所内のクリーン水素生産設備、2023年夏に稼働へ

オバコで生産する鉄鋼製品のカーボンフットプリント（注2）は、世界平均より80%（同社情報）も少ない。同社は、スコープ1（注3）とスコープ2における二酸化炭素（CO2）排出量を、2015年比で2030年に80%、2040年に90%削減する目標を掲げる。

同社では2022年1月から、スコープ1とスコープ2におけるCO2排出を実質ゼロにするカーボンニュートラル生産を導入している。同社の生産拠点で利用する原材料（鉄や合金）は、97%以上がリサイクルされた鉄スクラップだ。

また、同社では2015年から、生産にはクリーンエネルギー（水力、風力、原子力）由来の電力を使用している。それでも削減できない排出分については、Verified Emission Reductions（VER）などのカーボンプレジットを購入することで実現している。

なお、同社ではスコープ1と2だけでなく、スコープ3における排出削減にも取り組む。既述の目標の対象となるスコープ1と2とともに、スコープ3（上流のみ）を含めて排出削減を目指すイニシアチブ「cradle-to-gate（ゆりかごから門まで）」を立ち上げている。

特殊鋼の生産には加熱炉における高温での熱処理が必要になる。

しかし、電気では対応できないため、通常はガスを使う。

そのガスを天然ガスからクリーン水素に転換することで、加熱工程におけるCO₂排出量を削減することができる。

同社は同手法により、ホフォシュ製鉄所の加熱工程で発生するCO₂の50%（2020年比）を削減する計画だ。

また、2030年までに全ての製鉄所に横展開する構想であり、実現すれば現在購入しているカーボンプレジットの購入量を減らすことができる。

同社は同計画を実現するため、ボルボ・グループ（スウェーデン）、日立エナジー、H2グリーンスチール（スウェーデン）、ネル・ハイドロジェン（ノルウェー）とともに、約1億8,000万クローナ（約22億5,000万円。1クローナ＝約12.5円）を投じて、ホフォシュ製鉄所内にクリーン水素生産のための電解槽（20メガワット）を建設中だ（2022年11月にスウェーデン当局の建設許可を取得）。

同電解槽は2023年の夏には稼働の予定で、本格稼働すれば4,000立方メートル/時のクリーン水素を生産できることになる。なお、そこで生産されたクリーン水素は特殊鋼の生産だけでなく、トラックなど（燃料電池車）の輸送燃料に利用したり、水素生産時に発生する排熱を周辺地域の地域暖房に利用したりする計画だ。

スウェーデン政府は同プロジェクト（同社）に対して、同投資総額の約4割に相当する7,100万クローナの財政支援（注4）を行っている。

石井氏は、粗鋼生産でクリーン水素を利用する際の課題として、工業規模での（容量の大きい）電解槽がまだ開発途上で、クリーン水素のコストが高い点を指摘する。

その点で、「（同社プロジェクトに対する）スウェーデン政府による財政支援は、カーボンニュートラル生産を支える基本技術を工業規模で開発する過程では極めてありがたい」と石井氏は話す。

議論と成果を積み上げ、「完全アウェイ」から「日本方式」の評価へ

オバコは既述のとおり、2015年以降、目標を設定して粗鋼生産におけるCO₂排出に順調に取り組んできた。

だが、その間、同社の生産性の向上を行う改革がなされている。

その改革の影の立役者が、日本製鉄による同社子会社化直後から在籍している石井氏と、山陽特殊製鋼や日本製鉄からの日本人駐在員（イマトラ製鉄所に3人、スメリッゲン製鉄所に3人）だ。

日本製鉄が同社買収を決めた2018年上期までは、同社の業績は黒字だった。ちょうどそのころ、ドイツの自動車メーカーを中心とした、ディーゼル車における排ガス燃費改ざん問題に端を発した販売減などにより、自動車向けビジネスを展開していた同社の同年下期の業績は赤字に転落した。

買収直後に赤字に転落したことで「『高い買い物』をしてしまった」（石井氏および買収関係者）という切羽詰まった状態だった。買収当時、同社はビジネスユニット（以下、BU）ごとにそれぞれの生産拠点を確保しており、「用途や顧客ニーズに合わせて使い分けて生産することが可能という極めて優位な状況にあった。



オバコの石井博美執行副社長兼グループ生産・技術アドバイザー（オバコ提供）

にもかかわらず、各BUがそれぞれ『別会社』に近い状態だった」（石井氏）。

また、生産能力は各事業部門の需要量の最大に合わせて設計されていたこともあり、各生産拠点の稼働率は平均 60～70%にとどまっていた。

ただ、物価の高いスウェーデンでは、生産活動に必要な固定費も当然高い。生産設備の稼働率は業績にも直結する。そのため、石井氏は同社の買収当時、生産拠点の稼働率の引き上げによる「余力」を生み出すことで、在欧日系企業向けビジネスを新たに展開することを想定していた。

また、BUの垣根を越えて3つの生産設備の優位点を最大限活用する最適生産体制を構築することで、生産コストを抜本的に低減することをオバコ側に提案した。しかし、オバコは当初、同提案に対して相当抵抗をし、耳を傾けなかったという。

日本製鉄所属当時にオバコ買収を日本製鉄幹部に提言していた石井氏は、火中の栗を拾うべく、日本から当初は1人、オバコの経営幹部として派遣されていた。もっとも、オバコの中では「完全アウェイ」（同氏）という状態だった。石井氏はスウェーデン人について、「議論をする際は、親会社の幹部だからと気を遣うことなく1人の人間として対等に意見をする。いわゆる平等主義。また、人一倍プライドが高い面もある」と評価する。同社の社員全員が、同提案に対して真っ向から反対していた。それでも、石井氏は同提案の必要性および経済的なメリットを粘り強く主張し続けた。また、日本人駐在員とともに各BUの生産性向上、品質・コスト改善に取り組み、着実に成果に結びつけていった。一般的なスウェーデン企業では経営方針を判断する際、「社長の方針にただ従うのではなく、関係者間で何度も議論を重ねてその中からコンセンサスを練り上げる」（石井氏）という。また、「スウェーデンは世界で最も合意に基づく社会の1つであり、スウェーデン企業では社員が義務感にかられて仕事をするというより、自身で納得して仕事をする傾向がある」（同氏）。

その過程で、日本人による改善の成果を認めつつ同社が同提案の一部を受け入れて、社内での「横連携」に取り組んでみたところ、しばらくして稼働率が向上するとともに生産コストの大幅改善が図られ、業績が改善してきた。それにより、次第にスウェーデン人社員の石井氏や日本人駐在員に対する反応が変化しはじめ、今ではスウェーデン人社員とも良好な関係を築けているという。石井氏は「ここまで来るのに、（買収から）約3年かかった。スウェーデン人社員は、マネジメントについてはともかく、少なくとも技術力やその効果を最大限発揮させる考え方や手腕に対しては、『日本方式』を評価してくれるようになった」と振り返る。

なお、同社スウェーデン人社員は、「仕事を心底楽しんでいると感じる。簡単に人の意見に妥協はしないが、一度納得したら、決めた方針には忠実に従って仕事をするなど、労働倫理は高い」（石井氏）ようだ。

石井氏は「買収当時、人員や設備は当時のままで、生産効率（設備の稼働率）を相当程度引き上げ、またBUの横連携を最大限活用し、日系企業向けのビジネスを拡大したいと考えていた。実際、成果も着実に出てきている。ただ、社内には余力（の取り扱い）について積極的な拡販には慎重な意見を持つ人がおり、なかなか実現できていない。人員を相当絞っているとはいえ、結果として設備稼働率は60～70%であり、物価上昇分の価格転嫁を着実に実施することを含め、いまだに固定費の比率は高い。この点は今後も課題だ」と話す。

注1：

現在は、日本製鉄グループの山陽特殊製鋼(株)がオバコ社を完全子会社化している。

注2：

商品やサービスの原材料調達から廃棄・リサイクルに至るまでのライフサイクル全体を通して排出される温室効果ガスの排出量をCO2に換算して、商品やサービスに分かりやすく表示する仕組み。

注3：

温室効果ガス（GHG）排出量の算定、報告の基準の1つ。スコープ1では、事業者自らによるGHGの直接排出（燃料の燃焼、工業プロセス）を対象にする。スコープ2は、他社から供給された電気、熱・蒸気の使用に伴う間接排出が対象。スコープ3では、スコープ1とスコープ2以外の間接排出（事業活動に関連する他社の排出）が対象となる。

注4：

スウェーデン・エネルギー庁による、鋳工業部門のGHG排出ゼロに向けた技術開発を財政支援するプログラム

「Industriklivet」の一部。同プログラムは2018年に開始しており、2030年まで継続の予定。同プログラムはEUの復興基金の中核予算「復興レジリエンス・ファシリティ（RRF）」から拠出されている（スウェーデン・エネルギー庁ウェブサイトより）。



執筆者紹介

ジェトロ海外調査部国際経済課 課長代理

古川 祐（ふるかわ たすく）

2002年、ジェトロ入構。海外調査部欧州課（欧州班）、ジェトロ愛媛、ジェトロ・ブカレスト事務所長などを経て現職。共著「欧州経済の基礎知識」（ジェトロ）。



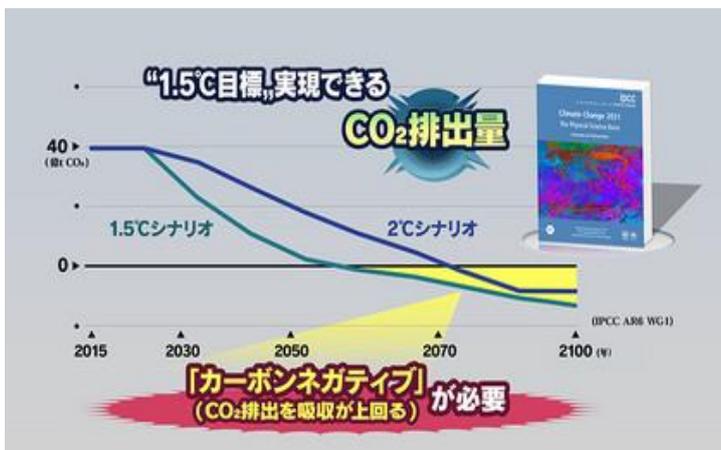
COP26 "1.5°C目標"へ 脱炭素技術への期待と課題

2021年12月15日(水) 土屋 敏之 解説委員

<https://www.nhk.or.jp/kaisetsu-blog/100/458608.html>



3つのポイントから考えます。



「排出量をマイナス」とはわかりにくいですが、これは経済活動に伴って排出される量より、森林などが吸収する量が上回る状態を指します。しかも、仮に困難な1.5°C目標をあきらめ2°Cまでは気温上昇を許すとしても、やはり今世紀中にはカーボンネガティブの実現が必要だと計算されています。

先月開かれた温暖化対策の国連の会議COP26では「気温上昇を1.5°Cまでに抑える努力を追求すると決意」する合意文書がまとまりましたが、同時にその困難さも明らかになりました。こうした中で期待されているのが、二酸化炭素を大気中から取り除いたり資源化したりするような新技術です。そこでその現状と課題を「“1.5°C目標”への険しい道筋」「“カーボンネガティブ技術とは”そして「普及への課題」

COP26では「パリ協定の実施ルール」が完成し、これまで努力目標に過ぎなかった「産業革命前からの気温上昇を1.5°Cまでに抑える」ことが、事実上の共通目標に前進したとも言われます。しかし、各国の最新の温室効果ガス削減目標を全て実現出来たとしても、1.5°C目標の達成は困難であることも明らかになりました。

こちらは国連機関IPCCが最新の報告書で示した、気温上昇を1.5°Cまでに抑えるには世界のCO₂をどう減らせばよいか？を計算したシナリオです。

2050年頃に排出ゼロ、いわゆるカーボンニュートラルを達成する必要性は今や広く知られていますが、それで終わりではありません。実はその後はさらに削減して排出量をマイナスにする、「カーボンネガティブ」という状態にすることが必要だと示されているのです。



しかし、カーボンニュートラルでも大変なのに、どうすればこのカーボンネガティブが可能なのでしょう？

ひとつには「植林」という方法がありますが、世界の人口が増加し開発が進む中、森林面積は逆に年々減り続けています。

単に木を植えるだけでなく、育った植物からバイオ燃料を作って利用し、そこから出るCO₂は回収して封じ込めてしまうことが出来れば、エネルギーを使いながら大気中のCO₂を減らすことも可能では

あります。そして、注目されているのが、植物に頼るのでなく人工的に大気中のCO₂を直接回収する「DAC」と呼ばれる技術。世界各国で開発が進んでいます。日本のあるメーカーの試験プラントでは、機械で大気を吸引し、CO₂を吸着しやすい化学物質を使ってCO₂を回収しています。

こうした技術は、将来のカーボンネガティブだけでなく、当面のCO₂を減らすためにも期待されていますが、課題となるのは回収したCO₂をどうするかです。

有力視されるひとつが、これを地下深くに封じ込める「CCS」と呼ばれる技術です。

日本でも国家プロジェクトとして、北海道苫小牧沖の海底下の深い地層に、2016年から30万トンのCO₂を圧入する実証試験が行われてきました。今、各国でCCSへの取り組みが進んでいますが、土地が限られ、しかも地層が複雑な日本で長期的に安定してCO₂を封じ込め続けることが出来るのか検証が必要です。

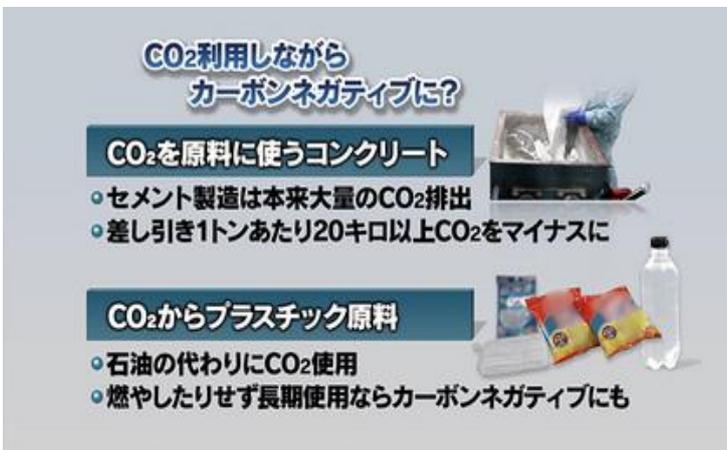


また、このようにCO₂を「やっかいもの」としてコストをかけ封じ込めるより、価値のある資源にして利用することで減らそうとの考え方もあります。これは、「CCU」や「カーボンリサイクル」と呼ばれる技術です。

あるメーカーでは、DACによって大気から直接回収したCO₂を密閉した施設内で野菜を育てるのに使う実証試験を来年始める計画です。

いわゆる野菜工場では、普通の空気よりCO₂の濃度を高めることで野菜の成長がよくなることが知られており、CO₂に価値が生まれるのです。

さらに注目されるのはCO₂から役立つ素材を作り出し加価値を高める技術です。



今月、大手ゼネコンが、CO₂を原料にしたコンクリートの使用を始めたと発表しました。

CO₂を化学反応させて作った「炭酸カルシウム」の粉末をコンクリートの原料に混ぜて使っているのです。

従来の技術では、CO₂を吸収させることでコンクリートの性質が変わり鉄筋が腐食しやすくなる弱点がありましたが、それを克服して、現在のコンクリートのほとんどを置き換えることが可能になったと言います。

元々セメント・コンクリート産業は世界全体のCO₂排出の数%を占めると言われる排出量の多い分野です。

これは、原料のセメントを作る過程で化学反応によってCO₂が出てしまうためです。

ところが、この技術では逆にコンクリート1トン製造することにより、全体としてCO₂が20kgあまり減る、カーボンネガティブになると言います。

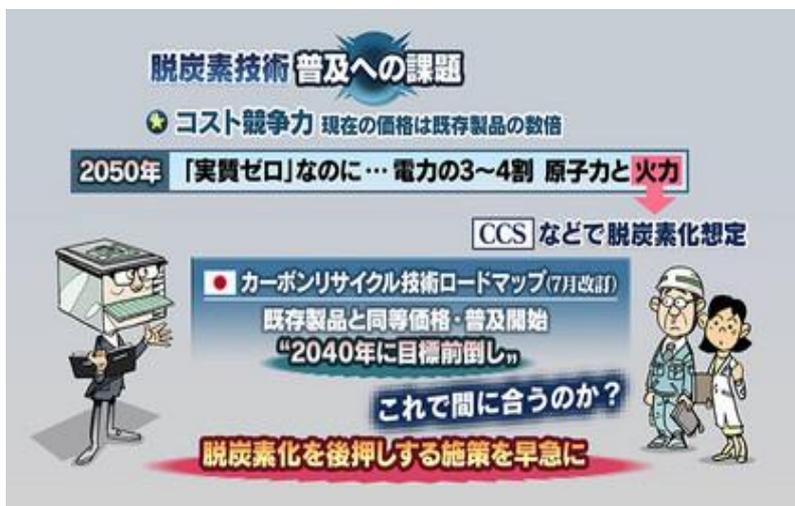
まだ長期的な耐久性などを検証していく必要がありますが、仮に日本で作られるコンクリートを全てCO₂を吸収するタイプに置き換えることが出来るなら、年間数百万トンのCO₂が吸収可能とも見積もられます。

また、プラスチックをCO₂から作る技術も開発が進んでいます。現在は石油から作られている様々なプラスチック。その多くは既にCO₂から作り出すことが可能になりつつあります。

ただし、プラスチックは燃やせばCO₂が出ますから、カーボンニュートラルやカーボンネガティブを目指すには、使い捨てのプラではなく長く使い続ける製品にする必要があります。

また、製造工程で使われる化石燃料が多ければ、温暖化対策に有効とも限りません。

このように新たな技術を評価する上では、生産から廃棄までのライフサイクル全体でどれだけCO₂が減るのかなどを冷静に見ることが不可欠です。とは言え、こうしたカーボンリサイクル技術が脱炭素社会に向けて重要性を増すことは確実視され、世界的に開発競争が激化しています。



こうした新技術が普及する上で最大の課題は、言うまでもなくコストです。

カーボンリサイクル製品の価格は、現状では既存製品の数倍するものが多いとされ、市場競争に任せるだけでは容易に普及しません。

一方で国はこうした新技術を現在の温室効果ガス削減目標の達成に向けても活用を見込んでいます。

2050年には排出実質ゼロの目標を掲げているのに、電力の3~4割を原子力と火力でまかなう参考値を出していますが、これは本来大量

のCO₂を出す火力発電をCCSやカーボンリサイクルで脱炭素化することを想定しているのです。

国はこの夏カーボンリサイクル技術のロードマップを改訂し、こうした製品が既存製品と同等価格になって普及が始まる時期を2040年からと、従来よりは目標を前倒ししましたが、これで2050年実質ゼロに間に合うのか？なお遅すぎるようにも思います。

もちろん、温暖化対策の「本筋」は、化石燃料の使用を減らし再生可能エネルギーを拡大していくことで、こうした新技術に過度に期待するのは禁物だと思います。ただ、その化石燃料を2050年まで使い続けるというのであれば、そこから出るCO₂を相殺できる脱炭素技術を早急に育て後押ししていく必要があります。

例えば日本では、バブル期までにビルだけでなく橋やトンネルなど鉄とコンクリートのインフラが大量に整備され、今それらが老朽化して更新が必要な時期を迎えています。

こうした寿命が長いインフラの更新や公共事業などから戦略的に脱炭素技術の普及を進めることも考えられるでしょう。今や毎年のように温暖化が影響すると見られる災害が相次ぎ、観測記録が更新される中、気温上昇を食い止めるための、さらなる対策を急がなければならないと思います。

(土屋 敏之 解説委員)

NHK BS1 スペシャル 脱炭素へのロードマップ ビジネス界1.5°C目標への挑戦

初回放送日: 2023年4月9日



世界との約束
温度上昇1.5°Cの約束
日本は果たせるのか……
ビジネス界の現状を直視

脱炭素に挑む日本企業のグループJCLPに密着。
視察団がエジプトCOP27で受けた衝撃とは！
気候変動を食い止める重工業や金融、再エネ、ITの戦略最前線

脱炭素に挑む企業グループJCLP
(日本気候リーダーズ・パートナーシップ 230社)は
エジプトCOP27に視察団を派遣。
世界で加速する石炭火力からの脱却、再エネ、水素戦略に衝撃

- ▽ 国連IPCC最新報告。
海面上昇など気候変動は瀬戸際の危機。
科学者の最終警告
- ▽ 鍵を握る洋上風力、世界との落差を越えるには
- ▽ 温暖化と健康、医学誌が警鐘
- ▽ 重工業の脱炭素化スウェーデンの鉄鋼の挑戦
- ▽ 金融・ITの脱炭素戦略



【参考資料】脱炭素社会構築のために 脱石炭火力・エネルギー転換

NHK BS1 スペシャル

「脱炭素へのロードマップ ビジネス界1.5°C目標への挑戦」を視聴して
「日本の現状と世界」視点ほかの内容を転記スライド整理 2023.4.25.

1. 自然エネルギー財団 2035年エネルギーミックスへの提言 (第1版)
自然エネルギーによる電力脱炭素化を目指して 2023年4月
https://www.renewableei.org/pdfdownload/activities/REI_2035_Study_JP.pdf
2. 脱炭素を面白く EnergyShift (energy-shift.com)
小森武史 洋上風力発電日本の本当のポテンシャルと開発競争の行方は
<https://energy-shift.com/news/c10060d9-4dee-4dac-83f4-979dfb2997b7>
3. 欧州で加速する浮体式洋上風力の商用化に向けた動き 2021年7月
2040年までに最大45GW洋上風力導入を目指す日本も浮体式に期待
https://www.mitsui.com/mgssi/ja/report/detail/_icsFiles/afieldfile/2021/07/13/2107t_zhao.pdf
4. No.281 CN実現のカギを握る洋上風力 京大再エネ講座シンポジウム報告①
https://www.econ.kyoto-u.ac.jp/renewable_energy/stage2/contents/column0281.html
5. ジェトロ (jetro.go.jp) ・分析レポート - 海外ビジネス情報 -
特殊鋼大手 クリーン水素生産へ (スウェーデン日本) 現地日本人社員が奮闘 生産性向上
<https://www.jetro.go.jp/biz/areareports/2023/0b3c086819df7119.html>
6. NHK解説員室 2021年12月15日(水) 土屋敏之解説委員
COP26"1.5°C目標"へ脱炭素技術への期待と課題
<https://www.nhk.or.jp/kaisetsu-blog/100/458608.html>