

REASP VISION 2050

RE(Renewable Energy)5.0

2050年再生可能エネルギーの主力エネルギー化(RE5.0)に向けて



一般社団法人
再生可能エネルギー
長期安定電源推進協会

発行年月: 2021年11月

目次

1	はじめに.....	1
2	マクロ環境分析	3
3	今回のビジョン策定の考え方	6
4	電力需給の想定	8
5	電源構成・CO2 排出量、電力コスト・総投資額、発電パターン・出力抑制の想定.....	20
6	ビジョン実現に向けて	31

1 はじめに

一般社団法人再生可能エネルギー長期安定電源推進協会(REASP)は、再生可能エネルギーの普及拡大と事業継続により、消費者に安価でクリーンな電力を供給し、それによってエネルギー安全保障の強化と国民生活の向上に寄与することを目的に、2019年12月18日に発足しました。

環境問題、特に地球温暖化に起因する種々の気候変動は、年々その影響の度合いが深刻化して世界的に喫緊の課題として認識されています。国内においては、2020年6月、電気事業法、電気事業者による再生可能エネルギー電気の調達に関する特別措置法(FIT法)改正を盛り込んだエネルギー供給強靱化法案が参議院にて可決・成立し、2022年4月の施行に向けた詳細な制度設計が開始されています。加えて、2021年10月には、大幅な省エネルギーの実現と野心的な再生可能エネルギー導入目標を掲げた第6次エネルギー基本計画が閣議決定されました。

REASPにおいては、設立以降、再生可能エネルギーに関わるエネルギー事業者や金融機関などが入会し、再生可能エネルギー電源の大量導入むけての系統・調整力を含めた政策提言、再生可能エネルギー電源のコスト最適化、エネルギーの地産地消及び再生可能エネルギー活用による地域産業基盤創設検討への提言などを目指し、委員会活動を本格化しています。2020年にはFIP制度などについてのポジションペーパーの発出、再生可能エネルギーなどに関する規制などの総点検タスクフォース準備会の系統関連のヒアリングなどに対応いたしました。

日本国政府からは、2020年10月26日の菅首相の所信表明演説において、2050年までに、温室効果ガスの排出を全体としてゼロにするカーボンニュートラルの実現を目指すことが打ち出されました。その後、2020年末にはグリーン成長戦略が策定され、2021年6月にさらに具体化されました。また、2021年4月22日には地球温暖化対策推進本部で、2030年度の温室効果ガスの新たな削減目標について「13年度比で46%削減」するとの方針表明がなされています。

今般 REASP は、長期的な視点で、再生可能エネルギーの主力電源化、その先の主力エネルギー化に向け社会が目指すべき姿と道筋を整理したビジョン(REASP VISION 2050)をまとめました。このビジョンにおいては、再生可能エネルギーの比率を高めた持続可能性の高いエネルギーミックスでも、系統や調整力の確保により安定的に電力供給が可能となり、さらに経済効率を備えることで「S+3E」(Safety:安全性、Energy Security:自給率、Economic Efficiency:経済効率性、Environment:環境適合)の達成に貢献できることを示しています。また、再生可能エネルギーに対する社会受容性の向上、レジリエンス強化などにより、再生可能エネルギーの普及をさらに拡大し、これによって2050年にカーボンニュートラルを実現することについて見通しを示しています。

REASPは、今後も継続して、再生可能エネルギー電源種横断の事業者団体として本ビジョン

の実現の可能性を模索しつつ、関係省庁、再生可能エネルギー事業者団体、関連自治体などとこれまで以上に対話を進め、関係深化を図り、再生可能エネルギーの主力電源化、その先の主力エネルギー化に向け、貢献をしていく所存です。

2 マクロ環境分析

2.1 現状分析

オイルショック以降、資源小国である日本は、化石燃料をエネルギー供給の根幹にすえ、海外の化石燃料の確保、準国産の原子力開発を推進し、石炭火力発電と原子力発電をベースロード電源とする前提で、「S+3E」の達成を追求してきました。しかしながら、2015年の国連総会で採択されたSDGs(持続可能な開発目標)においては、「経済」「社会」「環境」の諸問題を統合的に解決しながら、持続可能なよりよい未来を築くことが目標とされ、また、近年では、「5つのD」¹(Deregulation:自由化/規制緩和、Decarbonization:脱炭素、Digitalization:デジタル化、Decentralization:エネルギー分野での分散化、Depopulation:少子高齢化)の流れも受けて、再生可能エネルギーの重要性が高まっています。

特に「環境」に関しては、気候変動を原因とする異常気象で、わが国でも毎年のように数十年に一度の豪雨などが各地に大きな被害をもたらしています。災害を防ぐことは、気候変動やインフラ、エネルギーの問題であると同時に、格差や経済成長、廃棄物などにも連鎖する問題でもあり、この先も人類が地球に住み続け、繁栄していくために、存在基盤たる「地球システム」を守ることが大前提となります。

こうした背景などから、企業の立場でも、社会的課題の解決が企業活動に大きく関わるようになってきており、金銭的な価値で計測できない非財務的要素が企業価値に大きく影響するようになってきています。これについては、2017年11月に改定された経団連の企業行動憲章の以下の文言にも表されています。

「会員企業は、持続可能な社会の実現が企業の発展の基盤であることを認識し、広く社会に有用で新たな付加価値及び雇用の創造、ESG(環境・社会・ガバナンス)に配慮した経営の推進により、社会的責任への取組みを進める。また、自社のみならず、グループ企業、サプライチェーンに対しても行動変革を促すとともに、多様な組織との協働を通じて、Society 5.0の実現、SDGsの達成に向けて行動する。」(経団連企業行動憲章より)

また、2050年までに電力を100%再生可能エネルギーにする目標を掲げ、毎年の電力データを開示するRE100の取組みへの加盟企業も増加し、経済同友会をはじめとする経済団体や自治体の再生可能エネルギー導入目標引き上げの動きも加速しています。

金融機関においても、FIT制度の開始以降、発電事業者の建設資金へのファイナンスを行うことにより、再生可能エネルギーの拡大を支援してきており、加えて近年では、過疎化や高齢化によ

¹ 竹内純子 編著 伊藤剛, 岡本浩, 戸田直樹著 「エネルギー産業の2050年 Utility3.0へのゲームチェンジ」 日本経済新聞出版社 (2017年9月)

り経済的活力が減退する地方都市において、地域の課題の将来にわたる解決をビジネスと繋げて実現するための地方創生に向けたSDGs金融などの動きも広がりを見せています。

企業の投資活動においても、環境や社会的側面、企業ガバナンスを重視したESG投資や、社会的、環境的效果と経済効果を両立させる「インパクト投資」の増大が見られます。

2020年秋頃からは、鉄鋼各社の製造プロセスへの水素利用によるカーボンニュートラル化などの新しい動きも出てきています。貨物輸送における車両の電動化についても積極的な検討が進んでおり、港湾に関する取組みとしても、2018年7月に国土交通省港湾局にて策定された港湾の中長期施策「PORT2030」²において、洋上風力発電やLNG燃料船の導入、ブルーカーボンの活用などによる「カーボンフリーポート」の実現を目指すことが掲げられています。

ただし、再生可能エネルギーを取り巻く環境は決して楽観視できるものではありません。例えば、2021年度では状況が好転しているものの、2020年度までの太陽光FIT入札は当初の想定を大きく下回っており、系統への接続性の悪さや、用地確保の難しさ、FIT終了後の制度の不確実性が想定しにくいことなどもあり、新規案件の開発に対する心理的なハードルは依然として高いままです。このままの状況が続くようであれば、事業者や投資家による再生可能エネルギーへの投資に対するモメンタムを維持・向上させることが困難になり、継続的な再生可能エネルギー発電所の開発に支障がでる恐れがあります。今後、これまで以上のペースで再生可能エネルギー発電所の開発を推進していくためには、継続的な資源の投入を可能とする事業環境の形成が必要です。

2.2 2050年におけるエネルギーに関するマクロ環境の想定

我々が将来目指す社会においては、持続可能なエネルギーである再生可能エネルギーが、国内の主要なエネルギー供給源になっていると考えます。REASPは、この状態を、再生可能エネルギーの主力エネルギー化(RE5.0)と定義し、この状態の実現に向けた検討を進めております。

なお、「RE5.0」は、再生可能エネルギー電源が主力電源化し、さらにその先において、電気としてのみでなく、水素やメタンガスなどの燃料製造や熱利用などに利用形態を拡大することで、電化領域、非電化領域のカーボンニュートラル化に大きく寄与している状態として、REASPにて定義した用語です。

RE5.0が実現された社会においては、再生可能エネルギーによる必要十分なエネルギー供給体制が構築されるとともに、効率的に再生可能エネルギーを利用するための制度・仕組みが広く普及し、需要家においても選択的に再生可能エネルギー由来のエネルギー供給を受けると考えております。特に、変動性電源である太陽光発電・風力発電由来の電力を効率的に

² 国土交通省港湾局 「港湾の中長期政策『PORT 2030』」 (2018年7)

利用するための仕組みとして、系統負担を減らすためのエネルギーの地産地消・蓄電池の利用によるピークシフト、需要地と発電所建設適地のギャップを埋めるための需要地の移動や大規模なエネルギー輸送システムの構築、デマンドレスポンスによる調整力の強化などの普及を想定しています。

今回のビジョン策定の一環で、電力需要シフトの一つの具体例として、電力多消費型産業のデータセンター事業の北海道エリアへの移転ケースを考慮しました。より抜本的に人口や産業の東京一極集中の緩和、地方分散を進め、再生可能エネルギーの導入ポテンシャルの大きなエリアへ電力需要をシフトすることも再生可能エネルギーの利用効率を高める有効な手段の一つであると考えています。

「5つのD」のトレンドの1項目である「デジタル化」により、人、物理的なモノ、仕組みが結びつくことで場所、時間などの制約を克服し、新しい価値を生み出し、分散と協調の実現が可能となります。

こうした将来の目指すべき社会は、持続可能なエネルギーである再生可能エネルギーが支えていくものと考えられます。いつでもどこでも誰でも安価に使えるエネルギーとして、再生可能エネルギーが社会を支えていくインフラとなる必要があります。

日本は高い技術力と産学官一体の取組みにより、温暖化ガス削減の産業分野で世界有数の実績があります。カーボンニュートラル化、低炭素化に向けた省エネなどのトランジション技術とCO₂大幅削減に向けた再生可能エネルギー、蓄電池、CCUS(Carbon dioxide Capture and Storage: 二酸化炭素回収・貯留)、水素などの革新的イノベーション技術の導入に ESG 投資家からの民間資金も呼び込み、環境と成長の好循環を達成する必要があります。

特に今後の重要な再生可能エネルギー電源と期待される洋上風力発電については、グリーン水素製造と利活用などとも関連付けて、インフラモデル(技術面や制度面など)を確立し、アジアなど海外に展開し、グローバルでカーボンニュートラル実現化に貢献する好機と言えます。

また、技術者の高齢化に伴い、電気主任技術者の確保が難しくなる中で、IoT、AI を活用したスマートO&Mなどを積極的に導入し、資格要件の緩和などを行い、地域の労働力の活用などを進めていくなどの取組みも考えられます。

3 今回のビジョン策定の考え方

3.1 ビジョン策定の前提

本ビジョンは、長期的な視点で再生可能エネルギーの主力電源化、その先の主力エネルギー化に向け、目指すべき姿と道筋を整理し、協会の目指す方向性を示したものです。

3.1.1 策定の対象

非電化領域の電化については、課題が多岐にわたり、REASP の専門領域の枠を超える議論も必要となってくることから、本ビジョンの定量分析は、REASP として責任をもって検討が可能な電化領域を中心に実施しています。具体的には、電力中央研究所³の2050年の電力需要想定(1.1兆 kWh)を電化領域における需要として採用し、この需要に対して、電源、系統、調整力などのエネルギーシステム全体がどのようにバランスするかという分析を行いました。なお、この需要想定を採用した理由としては、CO₂ 排出量 80%削減を前提とした想定ではあるが、現在の電化領域の将来における変化を考察する出発点としては十分な網羅性があると受け止めたことが挙げられます。

一方、2050年カーボンニュートラルに関する政府発表においては、非電化領域のカーボンニュートラル実現に向けた電力需要増(2050年1.3~1.5兆 kWh)⁴の想定も出されています。これは、非電化領域の電化や再エネ由来燃料への燃転のために必要となる電力を含んだ数字であり、本ビジョンにおける想定を大きく上回るものです。しかしながら、非電化領域のエネルギー需要の中には、産業部門を中心に、高温・大量の熱や燃料中の炭素を化学的に必要とするなどの理由で電化が困難なエネルギー・燃料需要も存在し、EVかFCVかといった、予測の難しい将来技術も混在しています。よって、非電化領域のエネルギー転換分については、今回は詳細分析をしていますが、電化領域の拡大を想定する必要がある技術導入の動向については、今後とも注視していきます。

3.1.2 策定の考え方

今回のビジョン策定にあたっては、前章記載のとおり、2050年の目指す社会の姿を詳らかにすることを目指しておりますが、精緻な将来像を描くためには、相互に関連する課題を総合的に考えて解決策を想定していく必要があります。それは非常に困難な作業となります。よって、今回は、将来像を見出して、そこへと至る道筋を描き、課題を明示的にするという目的に照らして、一息にあるべき将来像を設定することにしました。具体的には、「カーボンニュートラル実現」という大きな目標を未来(2050年断面)に置き、遡って現在の課題を設定する手法(「バックキャスト」型の想定)を採用しております。今回のビジョン策定にあたっては、2050年の目指すべき社会の姿に至る複数のシナリオ・諸課題の整理を行いました。

³ 電力中央研究所研究資料「2050年のCO₂大規模削減を実現するための経済およびエネルギー・電力需給の定量分析」(2019年4月)

⁴ 総合資源エネルギー調査会 基本政策分科会(第43回会合)資料2 2050年カーボンニュートラルのシナリオ分析(中間報告)(RITE提出資料)

3.1.3 策定の観点

再生可能エネルギーの大量導入に向けては、長期のエネルギーシステム全体の経済合理性が保たれていることが必要です。そこで、電源構成だけでなく、電力系統制約や調整力確保も含めた、「将来の電力システム全体の最適化」の観点で以下の優先順位付けに基づき、検討を行うこととしました。

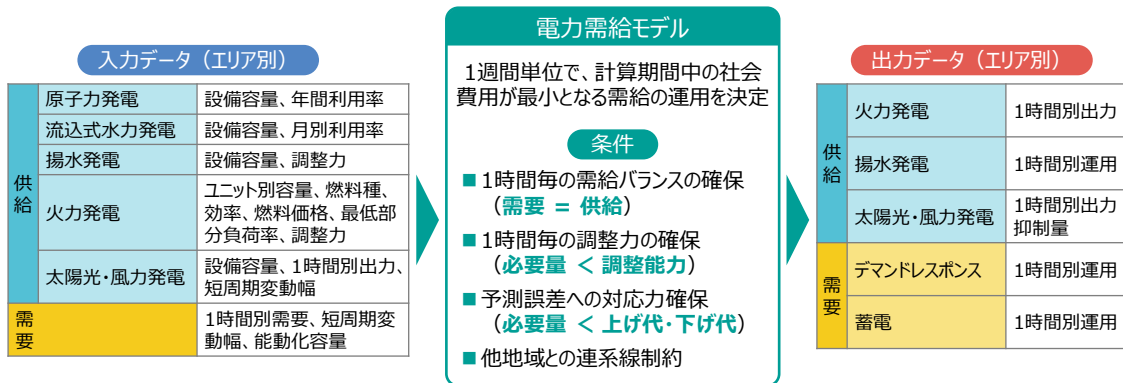
- ① 再生可能エネルギー由来の電気はエリア内の電力需要に充て、地産地消も促進（需要の再生可能エネルギー電源側へのシフト、及び、需要地である東京・中部・関西エリアの近接エリアでの洋上風力発電、太陽光発電の導入量拡大も選択肢）
- ② 既存インフラ（原子力発電・火力発電、系統枠、揚水発電、需要地リソースの蓄電池、EV、自家発電設備など）活用
- ③ 新設インフラ投資（海底直流送電線などの系統新增設、蓄電池・EV などの新規導入）

3.2 ビジョン策定における定量分析の方法

まず、2050年の電力需要や再生可能エネルギーの導入量、電力貯蔵設備の導入量などの電力需給の要素について、外部文献をもとに精査を行い、業界有識者、関係事業者団体、関係省庁、シンクタンクなどとの意見交換も実施の上、シナリオ及び前提条件の設定を行いました。各前提条件の想定においては、実現可能な範囲での再生可能エネルギーの最大限の導入・活用を前提としましたが、システム全体としての経済合理性・効率性が見通しづらい太陽光の導入量と系統増強については、それぞれ複数の「シナリオ」を想定し、合計6シナリオを設定しました。

次に、電力システムにおいては時々刻々における供給と需要の一致が求められることから、日本を10エリアに分けて365日×24時間の電力需給シミュレーションを行いました。具体的には、電力需給モデルを使用し、供給の過不足がないよう電力貯蔵設備や地域間連系線の運用も考慮して需給バランスが確保できるか、1時間未満の需要や再生可能エネルギーの変動に対応する調整力も確保されているかという点も含めて、定量的にシミュレーションを行いました。電力需給モデルでは、各電源の設備容量を所与とし、火力発電の燃料費と炭素税を最小化するような運用を最適化計算で決定します。（図3-1）

図 3-1 電力需給モデルの概要



4 電力需給の想定

4.1 電力需要

2050年の電力需要は、電力中央研究所による2050年の電力需給分析を参考に、CO2排出量の削減に向けて電化が進むことを見込み、全国合計で1.1兆kWhとしました。エリアごとの電力需要は、将来のエリア別の人口推移を考慮し、全国の電力需要を按分して想定しました。(図4-1)

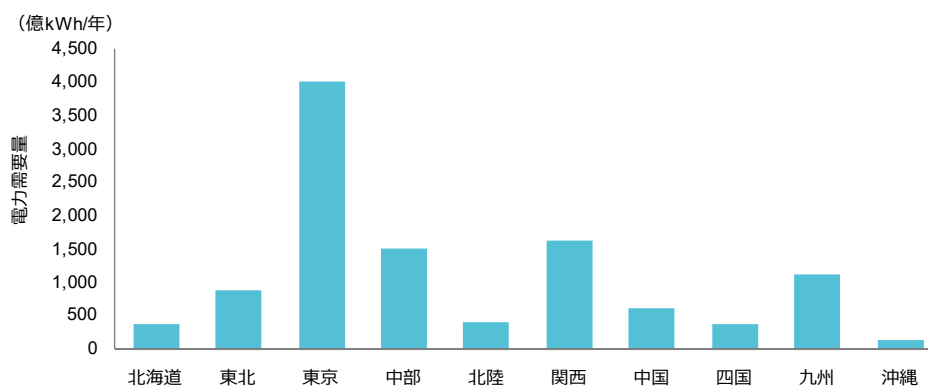


図4-1 エリア別電力需要(使用端)

出所)電力中央研究所 研究資料 2050年のCO2大規模削減を実現するための経済およびエネルギー・電力需給の定量分析(2019年4月)、国立社会保障・人口問題研究所 日本の地域別将来推計人口(平成30(2018)年推計)、三菱総合研究所 ポストコロナの世界と日本-レジリエントで持続可能な社会に向けて-(2020年7月14日)をもとに作成。

エリア間の電力需要分布に変化をもたらす要因として、人口推移の違いのみでなく、産業立地の変化もあります。本ビジョンでは、その中でも電力消費が大きく、かつ物流の点での立地制約が小さいデータセンターの立地変化を想定しました。

具体的には、東京エリアのデータセンターによる電力需要を、北海道エリアに移転させることにより、洋上風力発電などの再生可能エネルギーの導入ポテンシャルの大きな同エリアへの電力需要シフトを想定しています(図4-2)。データセンターのエリア別電力需要は、温室効果ガス算定・報告・公表制度に基づく事業所別CO2排出量開示データをもとに、データセンターに該当すると考えられる業種のエリア別CO2排出量を算出し、足下の電力CO2排出係数を用いて電力需要に換算することで推計しました。

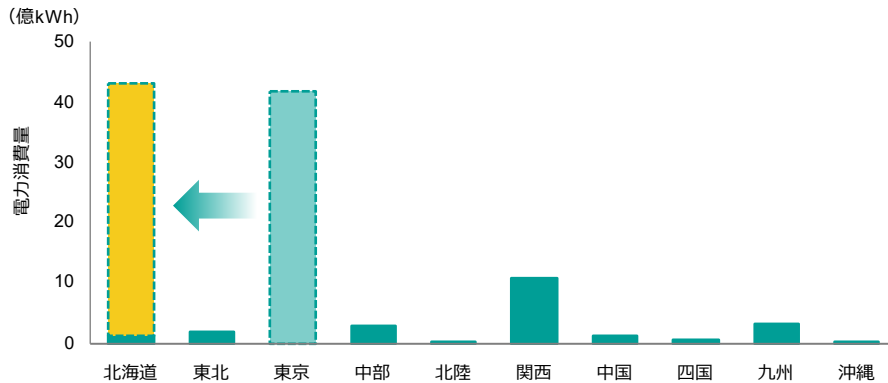


図 4-2 データセンター電力需要シフトの想定

出所)温室効果ガス算定・報告・公表制度に基づく事業所別 CO2 排出量開示データをもとに作成。なお、日本標準産業分類の解説などをもとに、以下の業種区分に該当する事業所をデータセンターと特定。

3711 地域電気通信業、3712 長距離電気通信業、3719 その他の固定電気通信業、3721 移動電気通信業、3921 情報処理サービス業、3922 情報提供サービス業、3929 その他の情報処理・提供サービス業、4011 ポータルサイト・サーバ運営業、4012 アプリケーション・サービス・コンテンツ・プロバイダ、4013 インターネット利用サポート業

4.2 電源

再生可能エネルギー電源は、JPEA、JWPA などの再生可能エネルギーの事業者団体が示している将来見通しや環境省における導入可能ポテンシャル調査、業界レポートなどを参照し、豊富な開発実績を有する会員企業との意見交換も行い、現時点の技術で見通せる範囲での最大限の導入が進むものと想定しました。太陽光発電については、JPEA⁵及び RTS⁶のそれぞれで導入可能ポテンシャルの幅が大きかったため、各想定に基づく 2 つの導入想定シナリオを設定しました。

火力発電や原子力発電は、既存インフラの活用の点で、一定程度存続する前提を置きました。特に、火力発電は再生可能エネルギー大量導入時の調整力確保の観点で重要と考えています。

電源ごとの想定容量を表 4-1 に、そのもとになった各電源の整理を表 4-2 に示します。

表 4-1 電源ごとの想定容量

	2030 年	2050 年
太陽光	101.5-135.0 GW	300.0-417.3 GW
風力	22.3 GW	142.7 GW
バイオマス	6.4 GW	8.1GW
地熱	1.5 GW	5.3 GW
水力(除揚水式)	21.2 GW	21.2 GW
原子力	27.6 GW	16.8 GW
火力	石炭 46.4GW LNG 90.7GW 石油 9.1GW	石炭 17.0GW LNG 90.7GW 石油 9.1GW

⁵ JPEA、一般社団法人太陽光発電協会、「JPEA PV OUTLOOK 2050」(2020 年 5 月)

⁶ 株式会社資源総合システム、「日本市場における 2030/2050 年に向けた太陽光発電導入量予測 (2020~21 年版)」(2020 年 9 月)

太陽光発電および風力発電の想定容量については、系統整備や需給バランス維持、用地の確保、低コスト化など、解決方法を今まさに検討中である多くの課題を抱えており、簡単に達成できる水準ではありませんが、2050年カーボンニュートラルを目指す場合、この水準の導入数量が必要となると考えています。

また、2021年10月22日に第6次エネルギー基本計画が閣議決定されておりますが、その中の想定と比較すると、本ビジョンにおける想定容量は太陽光発電・洋上風力発電の伸びを大きく見ており、その他の再エネの伸びに対しては保守的な想定を置いています。これは、太陽光発電および洋上風力発電が、ほかの電源種に比べて民間事業者による開発余地が大きいと考えていることを反映したものです。

表 4-2 電源ごとの整理

		定量想定	(2030) 101.5-135.0 GW (2050) 300.0-417.3 GW
太陽光	定量想定	<ul style="list-style-type: none"> ● 新設分は、環境省「再生可能エネルギーに関するゾーニング基礎情報などの整備・公開に関する委託業務報告書」⁷におけるポテンシャルとの比較検証を行いつつ、JPEA⁸及びRTS⁹の導入想定を参照し、以下を想定し、その後、シナリオ設定を行った(図 4-3)。 <ul style="list-style-type: none"> ～2030年: 需要地と地上設置中心 ～2050年: 需要地導入は住宅中心、非需要地は農地・耕作放棄地への積極導入、水上、営農型などの導入も加速する想定。 	
	スタンス	<ul style="list-style-type: none"> ● 設置場所の制約が比較的少なく安定的に発電可能であることから、2012年のFIT制度開始後、順調に導入量を増やしてきたが、大規模発電所から住宅用、また自家消費型など、多様な利用がなされている。今後も再生可能エネルギーの主力電源化に向けて中心的な役割を担う電源。 ● 地域のレジリエンス強化、地域にとつての遊休地活用としての導入も進めるべき。 	
風力	定量想定	(2030) 22.3 GW *陸上:12 GW, 洋上(着床式):8.8GW, 洋上(浮体式):1.5GW (2050) 143 GW *陸上:20 GW, 洋上(着床式):23GW, 洋上(浮体式):100GW	
		<ul style="list-style-type: none"> ● 陸上風力導入量に関しては、2020年7月の洋上風力官民協議会でJWPAが提示したMETI主催官民協議会資料¹⁰を参照した上で、2030年12GW、2050年20GWとした。 ● 想定にあたっては、従来から開発適地とされている北海道、東北に加え、沖合の風況が良く(図 4-4)、需要地に近く系統制約が少なく、港湾などでの水素活用の可能性もあると考えられる関東・中部・関西エリアへの導入ポテンシャルも考慮した。 ● 洋上風力(着床式)導入量に関しては、現時点で運用が想定されている基地港(4か所)の規模・可用性について独自の仮定を置き、その能力が最大限発揮できるという前提に加えて、港湾内の案件を加味して2030年8.8GWとし、2050年については導入エリアごとのポテンシャルなどを加味して23GWとした(図 4-5)。 ● 洋上風力(浮体式)導入量に関しては、基地港のキャパシティは律速の要因とはならないものの、現在想定しうる産業基盤の規模から鑑みて、2030年までに3P 	

⁷ 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」(2020年3月)

⁸ JPEA、一般社団法人太陽光発電協会、「JPEA PV OUTLOOK 2050」(2020年5月)

⁹ 株式会社資源総合システム、「日本市場における2030/2050年に向けた太陽光発電導入量予測(2020~21年版)」(2020年9月)

¹⁰ JWPA、「洋上風力の主力電源化を目指して」洋上風力の産業競争力強化に向けた官民協議会第1回会合資料4-1(2020年7月)

		<p>プロジェクトの運転開始を想定して、1.5GW とした。2050 年については、想定する電力需要を満たすために必要な電源構成から、バックキャストにより 100GW を想定した(図 4-5)。</p>
	スタンス	<ul style="list-style-type: none"> ● 洋上風力発電のうち、着床式は水深との兼ね合いで国内での導入可能エリアは限定的であるが、技術確立した電源として、低コスト化を進めつつ、導入していくべき。 ● 浮体式洋上風力の日本における商用化についてはさまざまな課題があるが、将来の大量導入に向けて早期の案件形成が必要であると考ええる。 ● 風力発電全般に関しては、エネルギーセキュリティや国内産業の育成を見据えた国産化率の向上や、産業のさらなる振興のためのインフラ輸出なども想定しながら、産業基盤の醸成を目指すべき。 ● 洋上風力のさらなる導入に向けては、多くの技術的制度的課題を克服する必要があるため、REASP は各課題に対する検討を行う。
バイオマス	定量想定	<p>(2030) 6.4 GW (2050) 8.1GW</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 現在、バイオマス発電の国内導入済容量は約 4.5GW、FIT 認定済で未稼働の容量は約 6.3GW(2020 年 3 月時点)で、大半は輸入材燃料を使用する大規模発電所と考えられ、現時点で未稼働分のうち 3 割が実現するものと仮定し、2030 年時点で稼働済分と合わせて 6.4GW が導入されると想定。 ● 2050 年に向けては、2017 年の環境省調査¹¹で示された 2050 年度の国産材燃料の導入ポテンシャル約 5.3GW から、現在の国産材導入済容量約 3.6GW を差し引いた追加ポテンシャル約 1.7GW が、2030 年時点の導入想定量に積み増され、バイオマス発電は約 8.1GW に拡大するものと想定。
	スタンス	<ul style="list-style-type: none"> ● 供給安定性、調整力で電力需給に貢献できる再生可能エネルギー電源であり、輸入材燃料の課題である他の利用形態との競合や安定供給の確保など持続可能性の確認を前提に、2030 年に向けて導入拡大が図られていくべき。 ● 将来的には、国内林業の整備、活性化に資する各種支援などの導入を前提に、安価な国産材燃料を活用するバイオマス発電が拡大するものと考えられる。発電と同時に得られる熱の利用も含めて、地域に根差した地産地消の分散型エネルギーシステムである地域活用電源としての地域と一体となった計画的な普及を進めるべき。
地熱	定量想定	<p>(2030) 1.5 GW (2050) 5.3 GW</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 現在の設備容量は 0.6GW 程度、FIT 制度後、0.08GW の開発が進み、設備認定の設備容量としては 0.1GW が積み上がっているが、進捗は芳しくない。 ● 事業者団体へのヒアリングにより、環境省が公表しているポテンシャル量¹²のうち、基本シナリオ+現行 FIT 維持の想定を採用した導入量 5.3GW の提示があり、採用。
	スタンス	<ul style="list-style-type: none"> ● 世界第 3 位の地熱資源量を誇るわが国では、発電コストも低く、安定的に発電を行うことが可能なベースロード電源を担うエネルギー源である。また、発電後の熱利用など、エネルギーの多段階も利用可能であるとともに、建設・運転・解体を含めた「ライフサイクル CO2 排出量」が最低水準であり、温暖化軽減に期待される。 ● 地熱発電用タービンは、東芝、富士電機、三菱パワーの 3 社で世界シェアの 7 割近くを占めており、米、トルコ、インドネシアなどへの輸出も行っており、産業上も重要。

¹¹ 環境省 「平成 29 年度パリ協定等を受けた中長期的な温室効果ガス排出削減達成に向けた再生可能エネルギー導入拡大方策検討調査委託業務報告書」(2018 年 3 月)

¹² 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」(2020 年 3 月)

水力	定量想定	(2030) 21.2 GW (2050) 21.2 GW <ul style="list-style-type: none"> FIT の認定状況や電力会社への接続契約申込の状況からも今後の大幅な増加は見込みづらく、電力会社への接続済(20.8GW)+接続契約申込(0.4GW)の合計 21.2GW で想定。
	原子力	(2030) 27.6 GW (2050) 16.8 GW <ul style="list-style-type: none"> 本ビジョンにおける 2050 年の原子力発電の設備容量は、現存の設備に大間と島根 3 号を加えたもののうち、2050 年時点で運転期間が 60 年以内でかつ 2020 年 12 月末で新規制基準適合性審査申請済のものをエリア別に計上し、全国合計で 16.8GW と想定(図 4-6)。
	スタンス	<ul style="list-style-type: none"> 今回のビジョン策定にあたっては、運転期間 60 年+新規制基準適合性審査申請済であることを前提で想定しているが、今後、再生可能エネルギーの普及拡大の状況も見極め、可能な限り依存度は低減しつつも、安全運転を大前提に、引き続き最大限活用していくべきと考える。
火力	定量想定	(2030) 石炭 46.4GW、LNG90.7GW、石油 9.1GW (2050) 石炭 17.0GW、LNG90.7GW、石油 9.1GW <ul style="list-style-type: none"> 既存及び現段階で新設、増設計画のある火力発電所を対象に以下を想定。 <ul style="list-style-type: none"> 石炭火力発電は、各年度において運転開始から 45 年が超過したものは廃炉 LNG 火力発電は更新を迎えたタイミングでリプレースを想定し、2031 年以降に更新を迎えるユニットについては高効率(発電効率 63%)なものへのリプレース 石油火力は必最小限として存続。 本シナリオでは、CO2 排出量の大幅削減に向けて規制などの施策として、炭素税が賦課され、効率値の低い石炭火力発電の稼働率を低水準に抑えることで、フェードアウトを想定。
	スタンス	<ul style="list-style-type: none"> 火力発電は、高効率な LNG 火力発電を中心に、再生可能エネルギーの最大限の活用を視野に需給バランス確保や調整力、慣性力供給の観点で重要で、維持・リプレースできるように制度的担保もすべき。

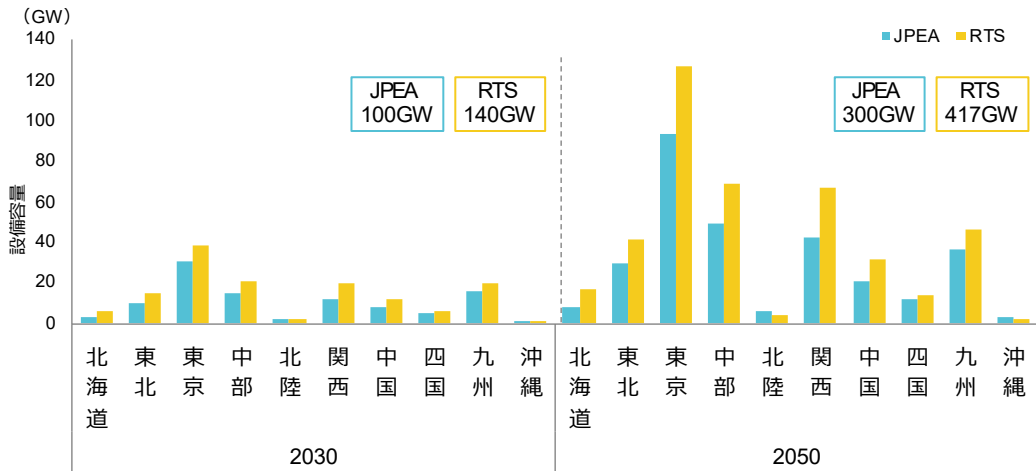


図 4-3 太陽光発電エリア別設備容量

出所)JPEA、太陽光発電協会、「JPEA PV OUTLOOK 2050」(2020年5月)、株式会社資源総合システム、「日本市場における2030/2050年に向けた太陽光発電導入量予測(2020~21年版)」(2020年9月)をもとに作成

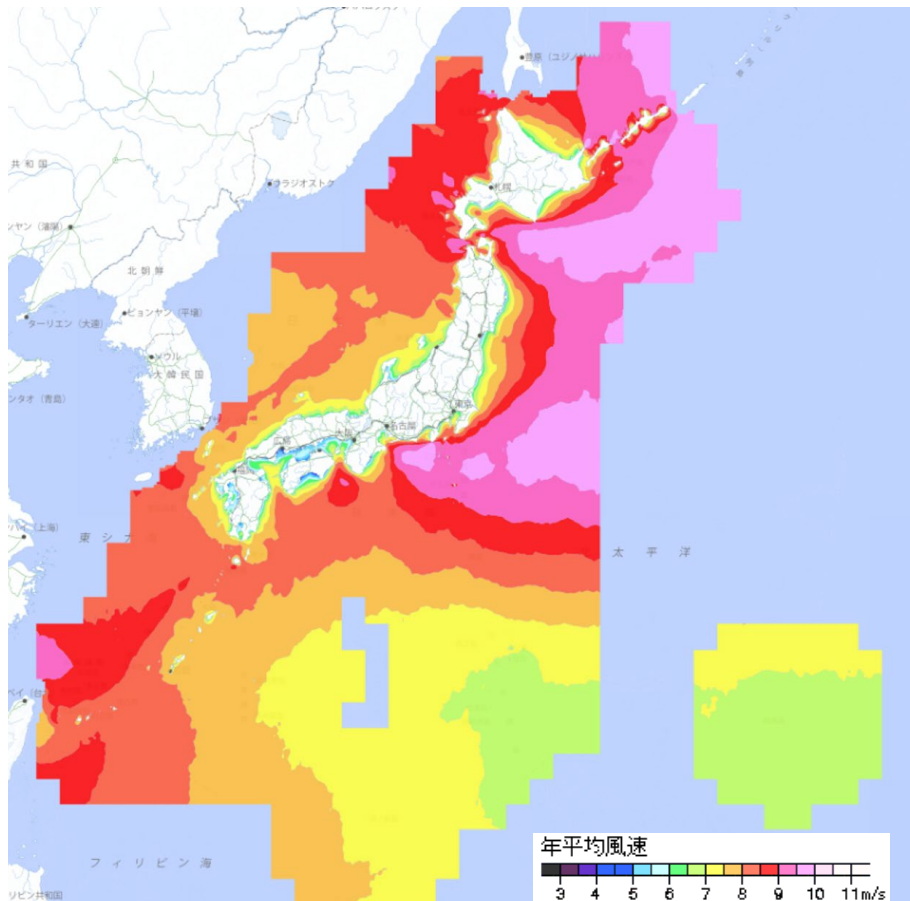


図 4-4 日本近海洋上の風況

出所)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、「NeoWins(洋上風況マップ)」

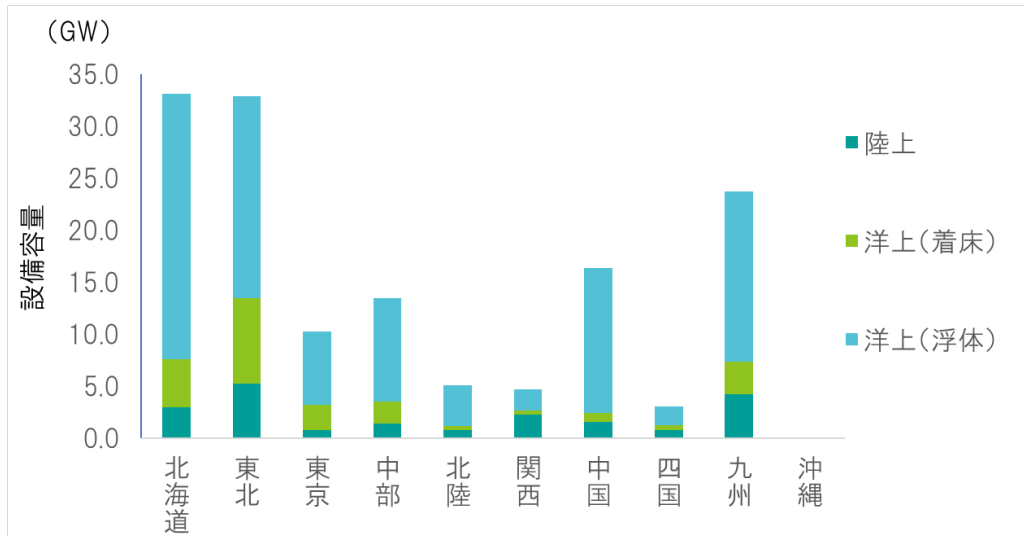
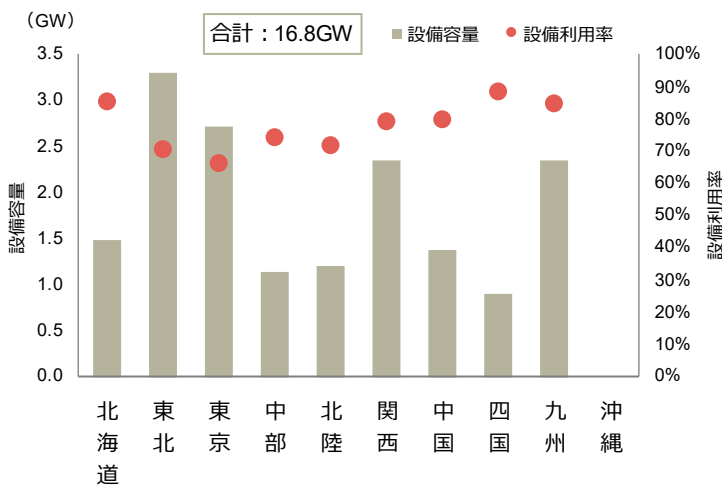


図 4-5 風力発電エリア別設備容量(2050年)



エリア	原子力発電所 (認可出力)
北海道	泊2号 (57.9万kW)
	泊3号 (91.2万kW)
東北	大間 (138.3万kW)
	東通1号 (110万kW)
	女川2号 (82.5万kW)
東京	柏崎刈羽6号 (135.6万kW)
	柏崎刈羽7号 (135.6万kW)
中部	浜岡4号 (113.7万kW)
北陸	志賀2号 (120.6万kW)
関西	大飯3号 (118万kW)
	大飯4号 (118万kW)
中国	島根3号 (137.3万kW)
四国	伊方3号 (89万kW)
九州	玄海3号 (118万kW)
	玄海4号 (118万kW)

出所)原子力規制委員会 発電用原子炉に係る安全審査状況、系統 WG における各社公表資料をもとに作成。

図 4-6 原子力発電エリア別設備容量(2050年)

4.3 柔軟性確保

太陽光発電や風力発電などの変動性再生可能エネルギーの導入を大規模に進めていくためには、供給過不足時の需給バランスの確保や、短時間の需給バランスの調整を行うための調整力が必要となります。

4.3.1 揚水発電

柔軟性確保の一方策として、揚水発電については、エリアごとの既存の揚水発電設備の活用による需給バランスの確保と、調整力供給を想定しました(図 4-7)。

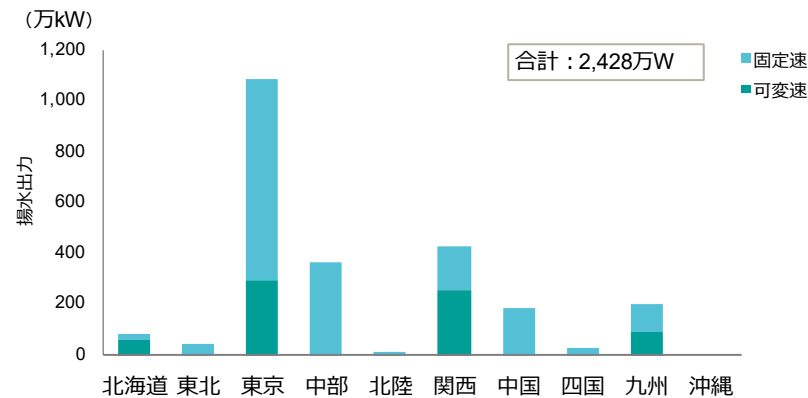
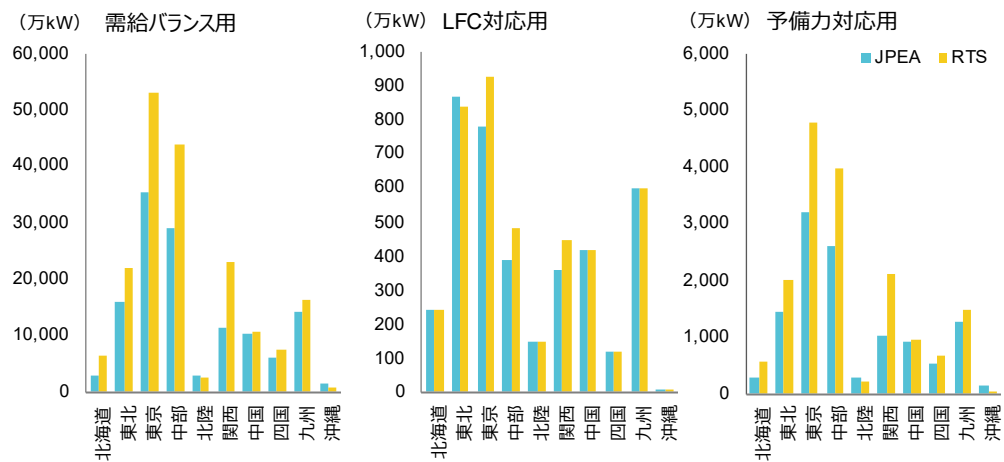


図 4-7 揚水発電エリア別出力

出所)第 18 回 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 新エネルギー小委員会 系統ワーキンググループ及び第 24 回、第 26 回 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 新エネルギー小委員会/電力・ガス事業分科会電力・ガス基本政策小委員会 系統ワーキンググループにおける各社公表資料をもとに作成

4.3.2 蓄電池

蓄電池について、太陽光発電導入量シナリオごとの蓄電池利用率をもとに投資可能と判断される導入量をエリアごとに算出の上、出力抑制率も考慮し、その 3 倍の導入量を想定しました(図 4-8)。なお、大量の蓄電池導入を実現するためには、導入を本格化するための費用負担の在り方やコスト低減策の検討、市場創設などの取組みが必要となります。



投資回収可能 導入量×3	需給バランス対応用 (万kWh)	LFC対応用 (万kW)	予備力対応用 (万kW)
シナリオ① JPEA	129,300	3,933	11,755
シナリオ② RTS	185,100	4,233	16,827

図 4-8 蓄電池エリア別導入量(2050年)

4.3.3 デマンドレスポンス

システムの更なる柔軟性確保に向けて、ヒートポンプ給湯機やEVといったデマンドレスポンス資源を最大限活用することも考えられます。ヒートポンプ給湯機については導入総量の70%、EVについては導入総量の20%を、デマンドレスポンス資源として需要の時間シフトが可能であると想定しました。デマンドレスポンス資源の活用による系統柔軟性確保を拡大するためには、ヒートポンプ給湯機やガスコージェネレーションなどの需要家側リソースの活用やEVの普及促進とともに、例えばEVが移動先でも系統に接続可能となるようなインフラ整備などの取組みが必要になります。

4.3.4 地域間連系線

今回の分析では、地内系統の詳細分析は対象外とし、地域間連系線レベルでの前提条件設定、定量分析を実施しています。具体的には、地域間連系線の運用容量は、電力広域的運営推進機関(OCCTO)の長期計画¹³に基づいて想定しました(図4-9)。なお、北海道・東北間の北本連系線については、同計画内に現時点で予定されている追加的な増強及び、同計画への反映が想定される新々北本の増強を見込んでいます。

¹³ OCCTO、電力広域的運営推進機関「2020～2029年度の連系線の運用容量(年間計画・長期計画)」

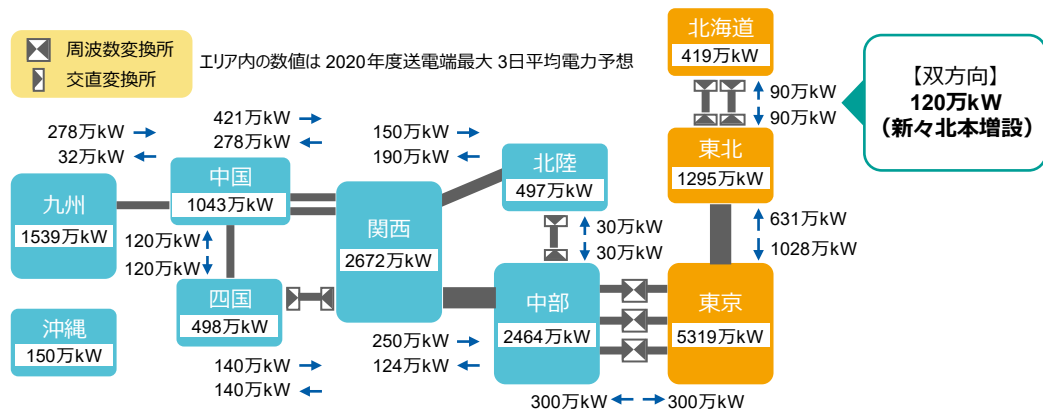


図 4-9 OCCTO による地域間連系線の増強想定

出所)OCCTO 2020～2029 年度の連系線の運用容量(年間計画・長期計画)及び、2020 年度供給計画の取りまとめをもとに作成。

しかし、この地域間連系線だけでは、再生可能エネルギーのポテンシャルの活用に十分とは言えません。特に洋上風力による電力供給ポテンシャルが北海道に多く存在する反面、電力需要は 2050 年断面でも、依然として東京エリアなど大都市圏が中心と考えられるためです。

こうした観点から、北海道、東北エリアの風力ポテンシャルを最大限活用するために、北本連系線と東北東京間連系線について、それぞれ 3 倍、2 倍規模への運用容量増強を見込んだシナリオについても分析を行いました。

さらに、本ビジョンでは原子力発電設備は、2050 年時点で運転期間が 60 年以内でかつ 2020 年 12 月末で新規規制基準適合性審査申請済のものが稼働している前提としました。2050 年時点で稼働を想定しない原子力発電設備のうち、日本海側および太平洋側の各原子力発電所の系統柁を利用した海底直流送電線を敷設し、洋上風力の電力を送電することを想定しました(図 4-10)。

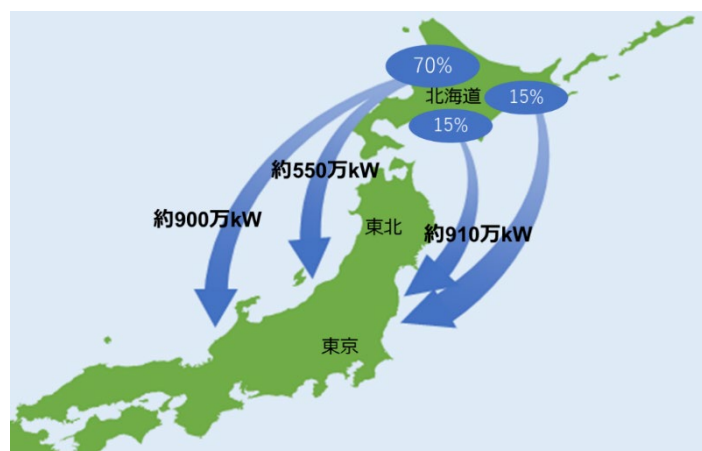


図 4-10 地域間連系線追加増強と海底直流送電の想定

4.4 まとめ

本ビジョン作成に向けたシミュレーションでのシナリオ設定及び主要な想定は以下になります。

4.4.1 シナリオ

2030 年に向けては、太陽光発電導入量の想定に関して、2 つのシナリオを設定しました。

2050 年に向けては、太陽光発電導入量に加えて系統整備に関して 3 つの想定を置き、表 4-3 に示すとおり合計 6 つのシナリオを設定しました。

表 4-3 シナリオ

		系統整備		
		a. 海底日本海	b. 海底日本海・連系線増強	c. 海底日本海・太平洋・連系線増強
地域間連系線		新々北本まで増強	北本3倍、東北東京間2倍	北本3倍、東北東京間2倍
海底直流送電線		日本海側	日本海側	日本海側+太平洋側
太陽光発電 導入量	①JPEA 300GW (AC)	①-a JPEA- 海底日本海	①-b JPEA- 海底日本海・連系線増強	①-c JPEA- 海底日本海・太平洋・連系線増強
	②RTS 417GW (AC)	②-a RTS- 海底日本海	②-b RTS- 海底日本海・連系線増強	②-c RTS- 海底日本海・太平洋・連系線増強

具体的には、太陽光発電導入量は、2030 年は、①JPEA シナリオでは JPEA PV OUTLOOK 2050¹⁴における最大化ケースをもとに 100GW、②RTS シナリオでは資源総合システムによる導入量予測¹⁵の導入・技術開発加速ケースをもとに 135GW としました。2050 年の太陽光発電導入量は、①JPEA ケースでは JPEA PV OUTLOOK 2050 における最大化ケースをもとに 300GW、②RTS ケースでは資源総合システムによる導入量予測の導入・技術開発加速ケースをもとに 417GW に到達することを見込んでいます。

また、系統整備については、2050 年について、a(新々北本まで増強:120 万 kW、日本海側海底直流送電)、b(北本 3 倍:360 万 kW、東北東京間 2 倍、日本海側海底直流送電)、c(b の条件に太平洋側海底直流送電を追加)の 3 つのシナリオを設定しました。全てのシナリオにおいて、新々北本連系線の増強と、日本海側に北海道エリアの洋上風力発電を東京・関西エリアに接続する海底直流送電線の敷設を想定しています。系統整備 b、c ケースでは、北本連系線を 3 倍、東北東京間連系線を 2 倍の容量に増強することを想定しています。更に、系統整備 c ケースでは、北海道エリアの洋上風力発電を東京エリアに接続する海底直流送電線を、太平洋側に追加敷設することを想定しました。

¹⁴ JPEA、一般社団法人太陽光発電協会「JPEA PV OUTLOOK 2050」(2020 年 5 月)

¹⁵ 株式会社資源総合システム「日本市場における 2030/2050 年に向けた太陽光発電導入量予測 (2020~21 年版)」(2020 年 9 月)

4.4.2 その他の想定

太陽光発電導入量及び系統整備以外の主要な想定は表 4-4 に示すとおりです。

表 4-4 主要な想定

検討事項		2050 年想定	出所、根拠など
電力需要		1.11 兆 kWh	<ul style="list-style-type: none"> 電力中央研究所想定¹⁾より。データセンター電力需要は東京から北海道にシフト。
再エネ 導入量	風力	143 GW	<ul style="list-style-type: none"> 導入量、エリア配置は洋上風力官民協議会での JWPA が提示した METI 主催官民協議会資料²⁾も参照して設定。海底直流送電により北海道の洋上風力の一部を東京、関西エリアに接続することを想定。
	水力	21.2 GW	<ul style="list-style-type: none"> 既設+接続契約申込を考慮。
	地熱	5.3 GW	<ul style="list-style-type: none"> 環境省調査³⁾の基本設定・FIT 現状維持ケースをもとに設定。
	バイオマス	8.1 GW	<ul style="list-style-type: none"> 足元の導入量に対し、認定済未稼働案件の一定割合の積み増しと、さらなる国産材活用を想定。
原子力		16.8 GW	<ul style="list-style-type: none"> 60 年運転想定×新規性基準適合性審査済の条件でプラント単価で設定。
火力		石炭 17.0GW LNG 90.7GW 石油 9.1GW	<ul style="list-style-type: none"> 石炭火力は運転開始 45 年を超過したものは廃炉。LNGは更新時のリプレースを想定(2031 年以降の更新では発電効率 63%のものへリプレース)。石油火力は効率向上を見込まず存続と想定。 調整力・予備力の供給を想定。
柔軟性 確保	揚水発電		<ul style="list-style-type: none"> 既設の揚水発電の最大限の活用を想定。
	蓄電池		<ul style="list-style-type: none"> 蓄電池利用率を元に投資回収可能な導入力をサイン出し、その3倍の導入を想定。
	DR 資源		<ul style="list-style-type: none"> HP給湯機の導入量を想定した上で、一定割合(70%)がDR資源として活用可能と想定 電気自動車も一定割合(総台数の 20%)がDR資源として活用可能と想定。

1)電力中央研究所 研究資料「2050年のCO2大規模削減を実現するための経済およびエネルギー・電力需給の定量分析」(2019年4月)

2)JWPA「洋上風力の主力電源化を目指して」洋上風力の産業競争力強化に向けた官民協議会第1回会合資料4-1(2020年7月)

3)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などの整備・公開等に関する委託業務報告書」(2020年3月)

5 電源構成・CO2 排出量、電力コスト・総投資額、発電パターン・出力抑制の想定

5.1 電源構成・CO2 排出量

5.1.1 2030 年断面の想定

2030 年の再生可能エネルギーの電源構成の想定は、表 4-1 に示した通りですが、この構成における再生可能エネルギー比率は 35%～39%程度(表 5-1)になると見積もられました。

なお、この想定における電力需要および各再生可能エネルギー電源の稼働率などは、第6次エネルギー基本計画(案)¹⁶における想定値をもとに設定したのですが、本ビジョンにおける2050年時点におけるエネルギーミックスの検討とは異なり、出力抑制や地域的な偏在に関する独自の分析は実施していません。

表 5-1 2030年における再生可能エネルギーの導入量および電源構成における再生可能エネルギー比率

	JPEA 想定	RTS 想定
再エネ比率	35%	39%
太陽光	101.5GW	135GW
陸上風力	12 GW	
洋上風力	10.3 GW	
地熱	1.5 GW	
水力(揚水式を含む)	48.7 GW	
バイオマス	6.4 GW	
※電源構成:9340 億 kWh		

5.1.2 2050 年断面の想定

2050 年の想定電源構成では、火力発電の電源構成比が 5～15%となりました(図 5-1)。

今回の分析にあたり、2050 年の CO2 排出量 80%削減を見込んだ電力中央研究所による分析¹⁷も参照しておりますが、原子力発電及び太陽光発電、風力発電を中心とする再生可能エネルギー導入量の想定などに違いもある同分析では 2050 年における火力の電源構成比が 16%となっており、今回検討した 6 つのシナリオではいずれもこの水準を下回っています。また、再生可能エネルギーの電源構成比は 76～87%(太陽光 32～41%、風力 29～33%)となり、地域間連系線や海底直流送電線などの系統増強と必要な調整力が確保できることを前提により、電力供給において、太陽光発電や風力発電などが中心的な役割を果たす想定になっています。

¹⁶ 経済産業省 第6次エネルギー基本計画

¹⁷ 電力中央研究所研究資料「2050年のCO2大規模削減を実現するための経済およびエネルギー・電力需給の定量分析」(2019年4月)

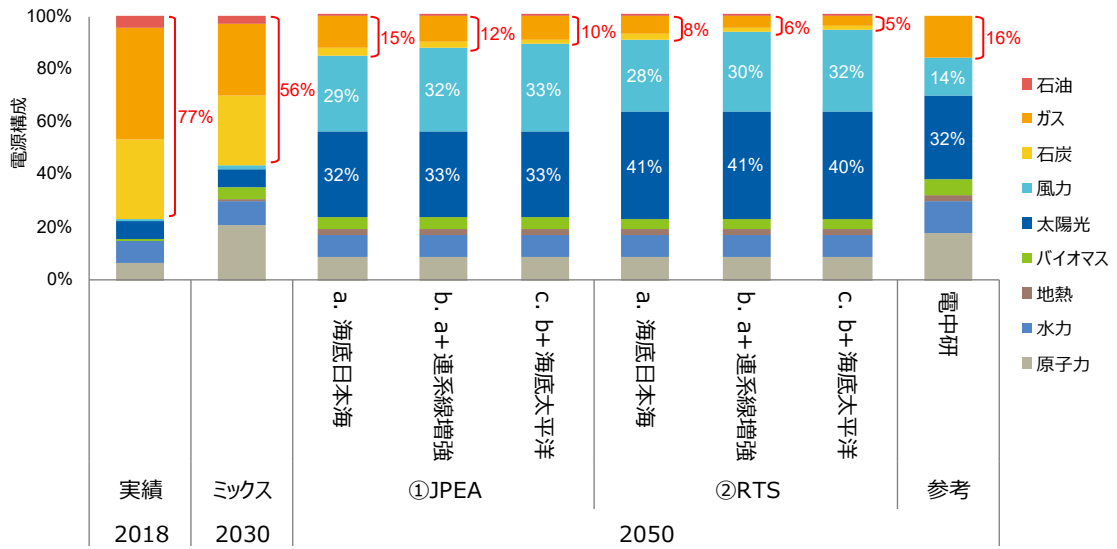


図 5-1 シナリオ別電源構成(2050年)

※電源構成比は、各電源の発電電力量が全電源の発電電力量総和に占める割合を示し、再生可能エネルギーの発電電力量には抑制された発電量を含めない。
出所)実績は OCCTO 供給計画、参考は電力中央研究所 研究資料「2050年のCO2大規模削減を実現するための経済およびエネルギー・電力需給の定量分析」(2019年4月)をもとに作成。

2050年の電化領域のCO2排出量は、太陽光発電導入量が①JPEA 想定シナリオで 8,517 万~5,733 万 tCO₂、②RTS 想定シナリオで 4,991 万~2,830 万 tCO₂ となりました(図 5-2)。

2050年のCO2排出量80%削減を見込んだ電力中央研究所による分析¹⁸とは、原子力発電及び太陽光発電、風力発電を中心とする再生可能エネルギー導入量の想定に違いもあり、2050年の電力部門からのCO2排出量が6,500万tCO₂となっており、ほとんどのシナリオでCO2排出量がこの水準を下回っています。系統増強により再生可能エネルギーが拡大した結果、CO2排出量が大幅に削減され、2050年においても調整力確保のために稼働する火力発電も燃料の脱炭素化、CCUSなどの導入により削減し、カーボンニュートラル化を実現することを見込んでいます。

¹⁸ 電力中央研究所研究資料「2050年のCO2大規模削減を実現するための経済およびエネルギー・電力需給の定量分析」(2019年4月)

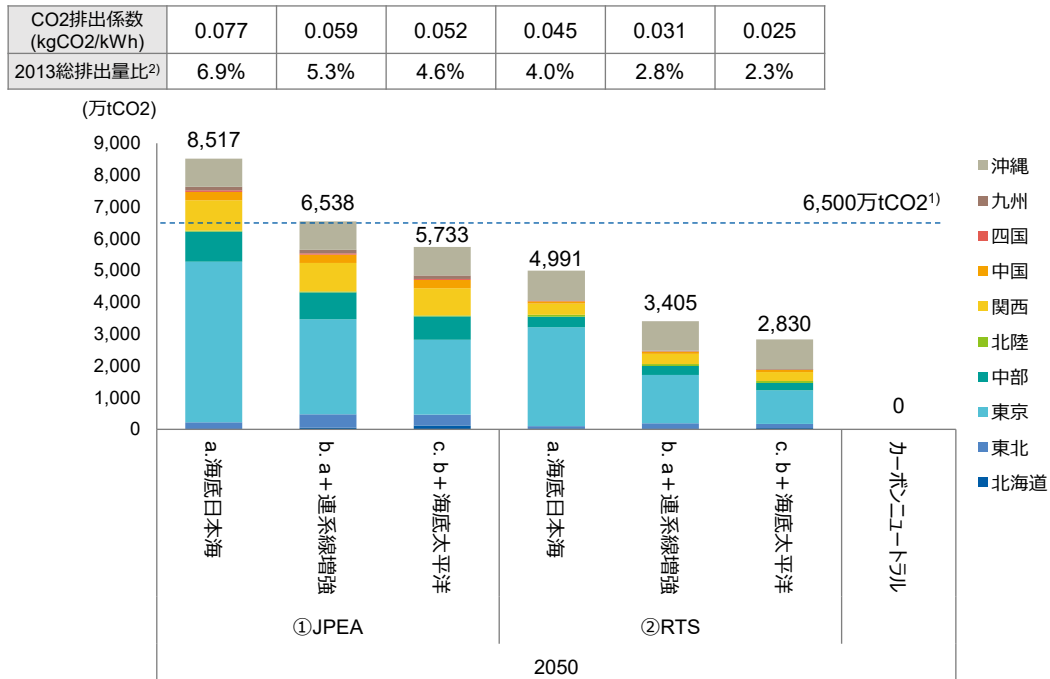


図 5-2 CO2 排出量(2050年)

1) 電力中央研究所 研究資料「2050年のCO2大規模削減を実現するための経済およびエネルギー・電力需給の定量分析」(2019年4月)

2) 温室効果ガスインベントリオフィス公開情報に基づき 12.35 億 tCO2(うち電力部門は 5.48 億 tCO2)

5.2 電力コスト・総投資額

再生可能エネルギーを主力電源化し、その先の主力エネルギー化を目指していくにあたり、持続可能なビジネスモデルの構築が不可欠と言え、特に長期のコスト低減が重要と考えています。

変動性再生可能エネルギー導入・蓄電池導入・海底ケーブルなどの系統増強などに関して、2050 年断面の電力コストの試算と、同じく 2050 年のこれら資本ストックに対する総投資額の試算を行いました。

なお、ここで実施した試算においては、今後追加的に発生するものとして再生可能エネルギーの送電のために想定した海底ケーブルなどの系統増強・柔軟性確保のための蓄電池導入に係る費用を、また、一般の送配電設備にかかる費用については現状の託送費用が変わらないものとして、それぞれ計上しています。

5.2.1 資本費・運転維持費の考え方

電力コストの試算や総投資額の試算における、資本費・運転維持費の考え方は表 5-2 のとおりとしました。

分類	2050 年に向けた資本費・運転維持費
太陽光	<ul style="list-style-type: none"> ● IEA WE02019 SDS の日本の太陽光コスト想定をもとに、2050 年に向けて同じ低減率を用いて外挿(住宅には建物向け、非住宅には大規模向けを適用) ● 運転維持費は、非住宅は 2050 年に国際価値に収れん、住宅は資本費と同じ低減率を適用。
風力	<ul style="list-style-type: none"> ● IEA WE02019 SDS の日本の風力想定をもとに、2050 年に向けて同じ低減率を用いて外挿(陸上には陸上、着床式洋上と浮体式洋上には洋上を適用) ● 運転維持費も、資本費と同様に IEA WE02019 SDS の低減率を用いて外挿
中小水力／地熱 ／バイオマス	調達価格等算定委員会で示されている想定値などを適用(総資本費でのみ計上)。
蓄電池	IEA ETP2017 SDS の 2050 年蓄電池単体コストをもとに、PCSなどを含むシステムコストを推計。
系統増強	<ul style="list-style-type: none"> ● 北海道の浮体式洋上風力を本州に繋ぐ直流送電施設及び北本連携線増強に伴う費用は、住友電工による試算を採用。 ● 東北、東京間連携線の増強に伴う費用は、現在進められている増強費用の kW 単価を適用。

表 5-2 資本費・運転維持費の考え方

太陽光発電・風力発電、蓄電池のコスト低減については、EPC や O&M、制度対応など様々な課題が多くあるため簡単に達成するものではないと理解していますが、今回は、2050 年のビジョン作成のためのコスト低減見通しを得るために、一定の議論を経て提示されている出典に基づいて、図 5-3、図 5-4 に示すコストを想定しました。

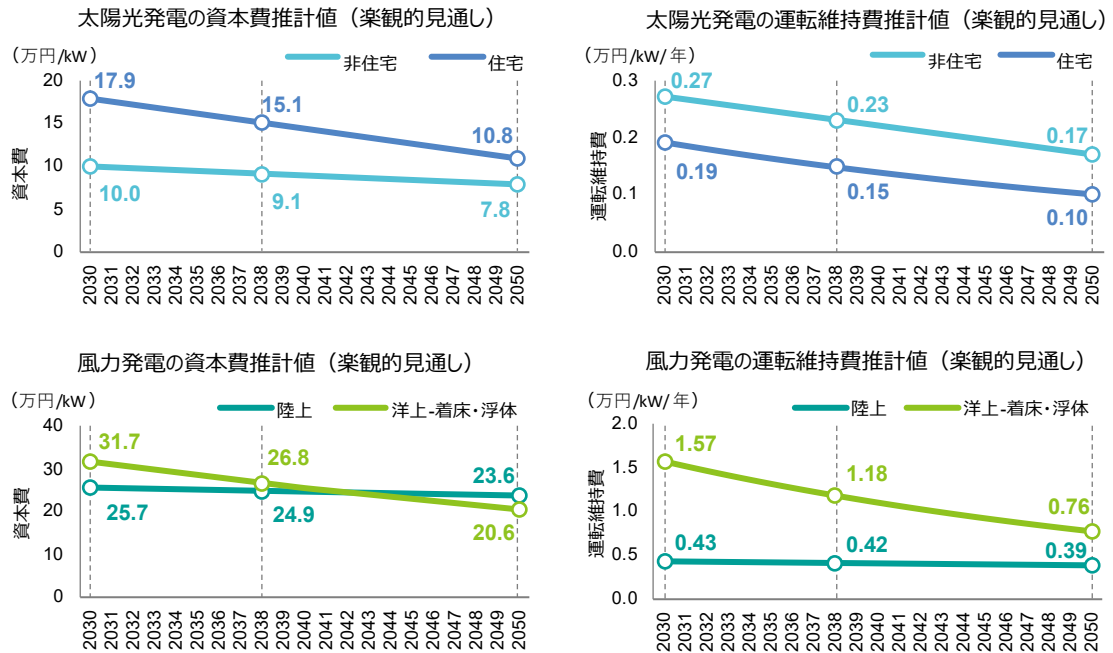


図 5-3 太陽光発電・風力発電のコスト低減見通し

出所)環境省「平成 29 年度パリ協定等を受けた中長期的な温室効果ガス排出削減達成に向けた再生可能エネルギー導入拡大方策検討調査委託業務報告書」, p465(図 4-15, 16)、IEA, International Energy Agency, World Energy Outlook 2019(2019 年 11 月)をもとに作成。

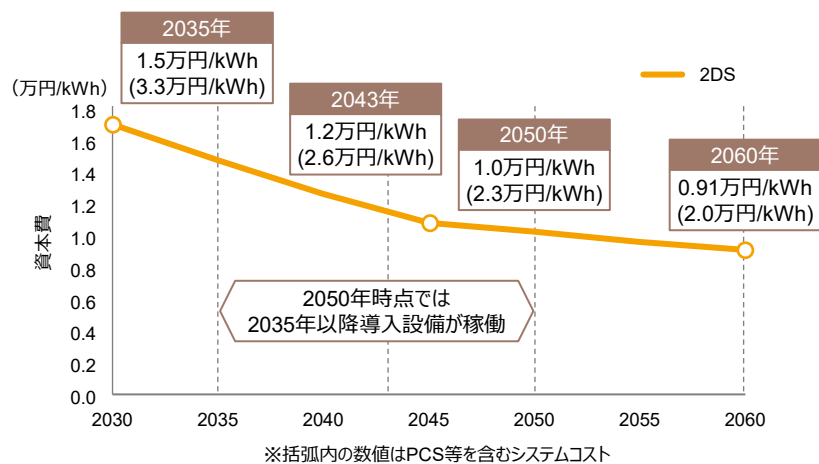


図 5-4 蓄電池単体の資本費推計値

出所)環境省「平成 29 年度パリ協定等を受けた中長期的な温室効果ガス排出削減達成に向けた再生可能エネルギー導入拡大方策検討調査委託業務報告書」, p468(図 4-20)、IEA, International Energy Agency, Energy Technology Perspectives 2017(2017 年 6 月)をもとに作成。

5.2.2 2050 年の電力コストと総投資額

2050 年時点で、電源、蓄電池及び系統増強費の電力コストは、15.8～17.5 円/kWh 程度を見込んでいます(図 5-5)。なお、水力発電・地熱発電・バイオマス発電・火力発電・原子力発電は耐用年数が長いと考え、現時点で既設の容量の資本費は推計対象外としています。

今回のビジョンでは、前述したとおり¹⁹投資回収可能な範囲の 3 倍に相当する蓄電池の設置を想定することで、再生可能エネルギー由来の電力を極力有効活用し、CO2 排出量の低減に繋げる姿を示しました。結果的に、kWh あたりの電力コストを見ると、蓄電池の占める割合が高く、3～4 円/kWh 近くとなりました。再生可能エネルギーの資本費・運転維持費の更なる低減のみならず、調整力確保のためのコストの低減が重要と考えられます。

系統増強費用は、耐用年数を長く見た場合、電力コストに与える影響はごくわずかとなります。同じ太陽光発電導入量の場合、系統増強費用の増加より火力発電の燃料費の削減効果の方が大きい結果となっており、下図 5-5 で示されている通り、今回の試算ケースの中では、積極的に系統増強を進めた方が電力コストを抑えられる可能性が示唆されています。

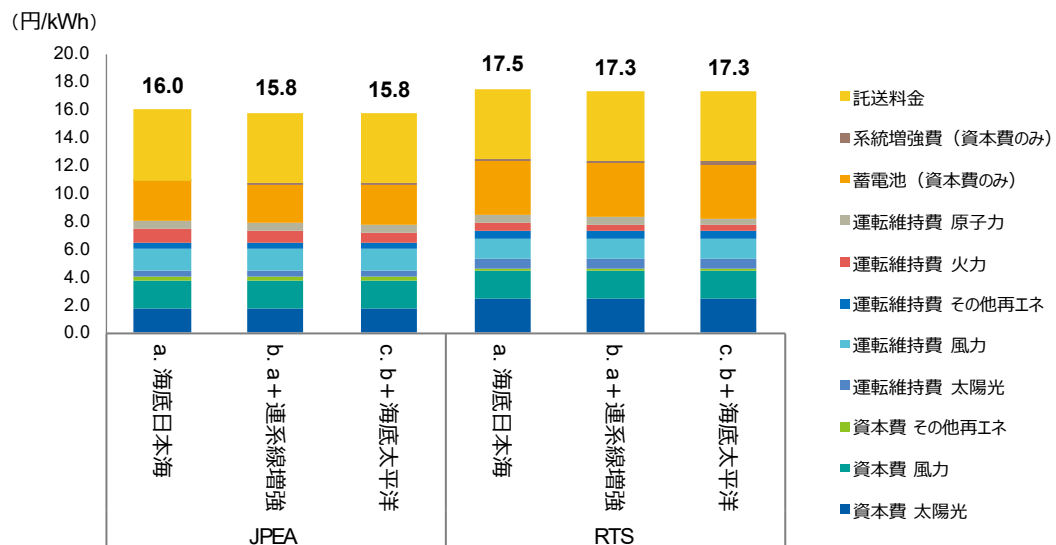


図 5-5 電源・蓄電池・系統増強のコスト(2050 年)

また、2050 年時点で存在するこれらのストックに対する総投資額は、概算で 115 兆円～144 兆円と見込まれます(図 5-6)。

¹⁹ P16 「4.3.2 蓄電池」参照。

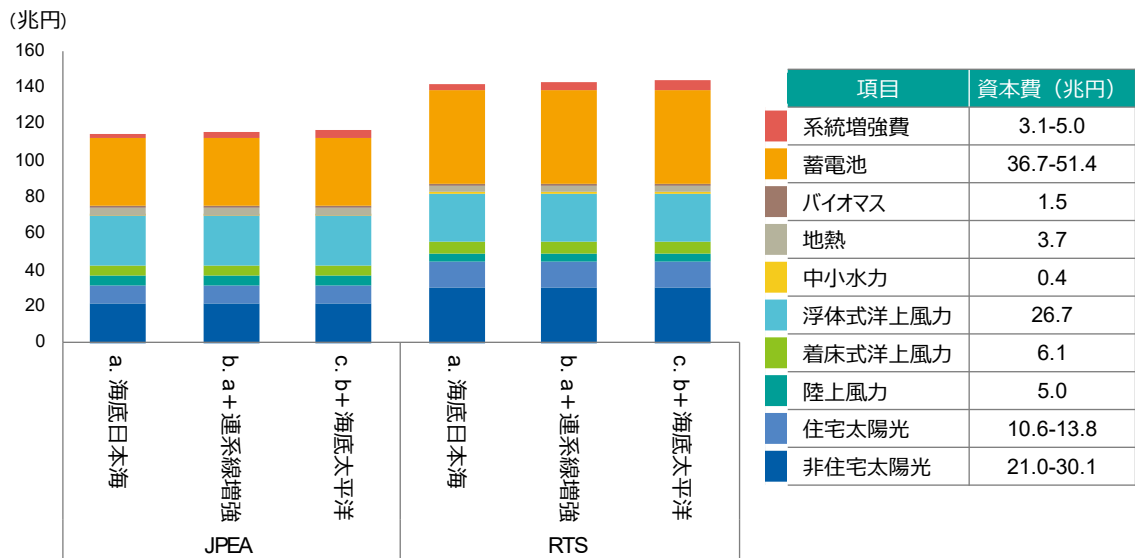


図 5-6 電源・蓄電池・系統増強の総投資額

5.2.3 更なる蓄電池コスト低減の必要性

蓄電池コストの更なる低減方策としては、以下の3点が考えられます。

- ① 2050年にモジュールベースで1.0万円/kWh(システムベースで2.3万円/kWh)と想定した、蓄電池コスト自体の更なる低減が重要です。ただし、単純な量産効果によるコスト低減は想定内に織り込み済みであることから、より低コストの蓄電手段の技術開発が望まれます。
- ② 運輸分野で広く普及していると想定したEVのバッテリーの活用について、本分析では充電時間の柔軟なシフトまでを想定しました。系統側蓄電池と同様の機能(Vehicle to Grid)までは想定していません。EVのバッテリーの総量は、今回電力需給バランス用に設置した定置用蓄電池を超える量であると考えられます。EVバッテリーの一部が定置用蓄電池と同様の機能を発揮すれば、必要な定置用蓄電池の量の削減に貢献すると期待されます。
- ③ 需給バランス用の機能を仮に需要側に設置されたコージェネレーションが担うことができれば、定置用蓄電池の総量を減らすことが可能となります(この場合、コージェネレーションに使用する燃料はカーボンフリーであることが望ましいと考えます)。

5.3 需給バランス・調整力確保の想定

再生可能エネルギーの大量導入により、太陽光発電、風力発電の発電量が多い時間帯においては出力抑制が多く発生する想定で、図5-7にシナリオごとの2050年の再生可能エネルギーの出力抑制率を示します。海底直流送電を日本海側にのみ想定するシナリオでは、風力発電の抑制率が20%を上回るなど、再生可能エネルギーの出力抑制率が高くなっています。地域間連系線の追加増強や太平洋側の海底直流送電敷設を想定したシナリオでは、特に北海道、東北から東京への送電量が増加することにより風力発電の出力抑制率が大きく低下しており、系統増強が再生可能エネルギーの出力抑制回避に貢献していることがわかります。

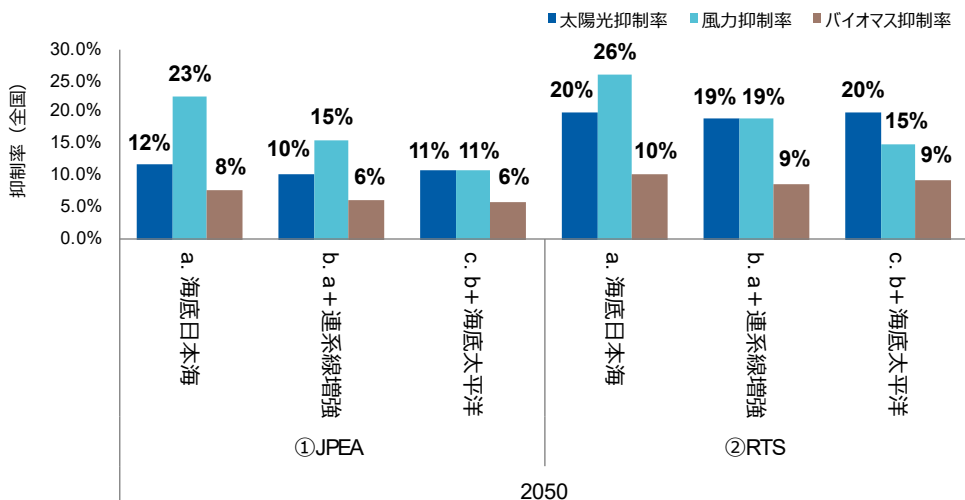


図 5-7 シナリオ別再生可能エネルギー抑制率(2050 年)

他方、太陽光発電、風力発電を中心とした再生可能エネルギーの大量導入により、日照条件の悪いときや無風期間の電源確保の問題が関連審議会などで議論されています。REASP としても、再生可能エネルギーの大量導入に向けては、調整力の強化が重要と考えています。再生可能エネルギー電源の発電量が小さいときのバックアップ電源や、短時間の需給バランスを調整する調整力、慣性力として、LNG 火力などの高効率火力発電は重要性が高く、稼働時間が減少する中でも、投資予見性を高めて、維持・リプレースできるような制度的担保も必要と考えています。

今回の分析では、365 日 24 時間の気象条件パターンを設定し、太陽光発電、風力発電などの再生可能エネルギー電源の発電パターンと需給バランスをモデルで確認しています。一例ですが、東京エリアにおける 2050 年 9 月の 1 週間の電力需給想定を図 5-8 に示します。2050 年においては変動性の再生可能エネルギーが電力供給の中心を担う一方、気象条件が悪く、太陽光と風力の出力がともに小さくなる季節や時間帯においては、蓄電池による放電や他エリアからの電力供給で需要を満たせない分は、火力発電が稼働していることが読み取れます。

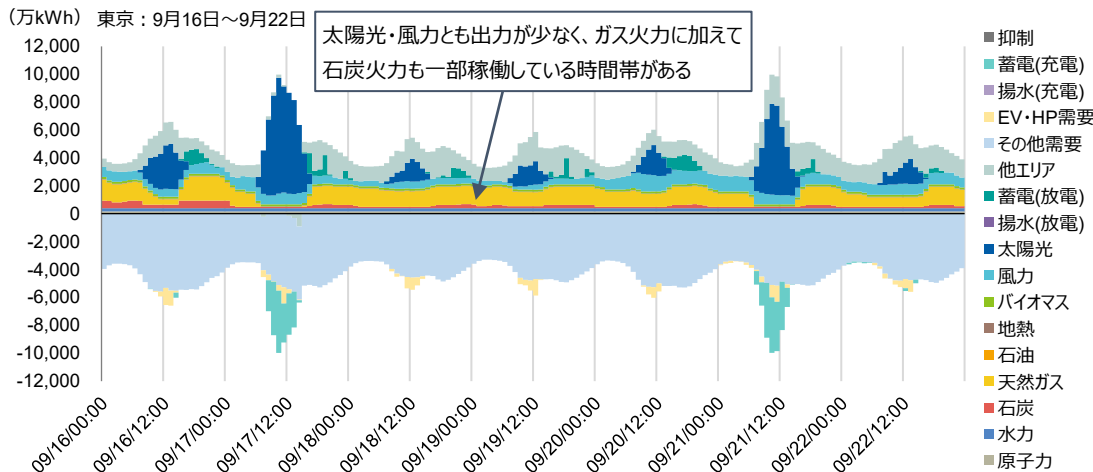


図 5-8 東京エリアにおける 9 月の電力需給
(②-c RTS-海底日本海・太平洋・連系線増強シナリオ、2050 年)

また、追加の調整力確保の観点では、蓄電池の大幅なコストダウン・普及拡大、需要家側のリソース(コージェネレーションや EV など)の最大限の活用が重要となります。その他の課題として、慣性モーメントを持たない太陽光発電、風力発電中心の電源構成になることでシステムの周波数維持が難しくなる懸念はありますが、これはグローバルでの共通課題でもあり、疑似慣性力を有するインバーターの開発といった技術革新などが進むことで将来的には解決すると整理をしています。

5.4 カーボンニュートラル実現に向けて

本定量分析では、電化領域の CO2 排出量を定量的にシミュレーションいたしました。再生可能エネルギーの拡大や系統増強により、電化領域における CO2 排出量を大幅に削減し、火力発電の燃料のカーボンニュートラル化を組み合わせることで、電化領域の排出量実質ゼロへの道筋と課題は見えてきました。しかし、全体でのカーボンニュートラルを実現するためには、非電化領域における CO2 排出量削減に向けた追加の対策が必要です。

非電化領域も含めたカーボンニュートラルに向けた方策の一つとして、国内グリーン水素・メタネーションの活用が挙げられます(図 5-9)。2050 年カーボンニュートラルに伴うグリーン成長戦略では、グリーン水素製造などにより追加的に発生する電力需要により、国内の電力需要が足下から 3~5 割近く拡大する可能性が示されています。そのため、電化領域での CO2 排出量削減に向けて、非化石電源の更なる開発が求められます。また、非電化領域の CO2 排出量削減に向け、海外のグリーン水素・メタネーションを活用する方策も考えられます。加えて、CCS/CCUS、バイオマス発電 CCS、Direct Air Capture などの技術活用についてもカーボンニュートラルの実現に向けた選択肢として検討を進めていく必要があります。

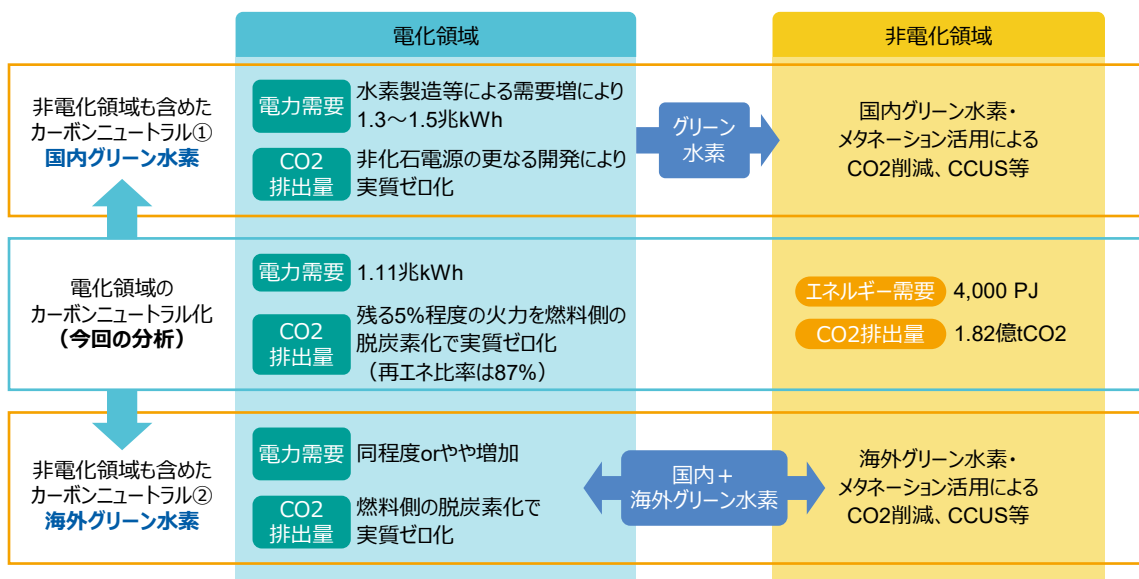


図 5-9 本分析の対象とカーボンニュートラルの考え方

なお、2020 年 12 月に発表された国のグリーン成長戦略は、「電力部門の脱炭素化」は大前提とした上で、予算、税制、金融、規制改革・標準化、国際連携と成長が期待される 14 の分野の実行計画を打ち出したものです。今回の我々のビジョンは最優先課題であり、課題も多い再生可能エネルギーの大量導入による「電力部門の脱炭素化」にフォーカスした分析となっており、再生可能エネルギー電源構成比率は、系統増強を最大限に想定するシナリオで 81~87%となっています。

分析のフォーカスが異なるため、単純な比較が難しいのですが、グリーン成長戦略で示されているように、仮に総発電電力量が 1.3~1.5 兆 kWh まで拡大することを見込んだ場合、同シナリオにおける再生可能エネルギーによる発電電力量(抑制された発電量を含まない)を一定と仮定した場合においても、再生可能エネルギー電源構成比率は 70%~84%となります。(図 5-10)。この数値は、グリーン成長戦略で 2050 年の再生可能エネルギー比率の参考値として示されている発電電力量比 50~60%よりも高水準になっており、再生可能エネルギー比率の違いは、主に太陽光、洋上風力の導入量及び設備利用率の違いから生じていると理解しています。日本の自然、社会環境なども踏まえ、再生可能エネルギーの大量導入の目標設定とその実現に向けての調整力、慣性力などの技術面や社会受容性などの課題を解決していくことが重要と考えます。

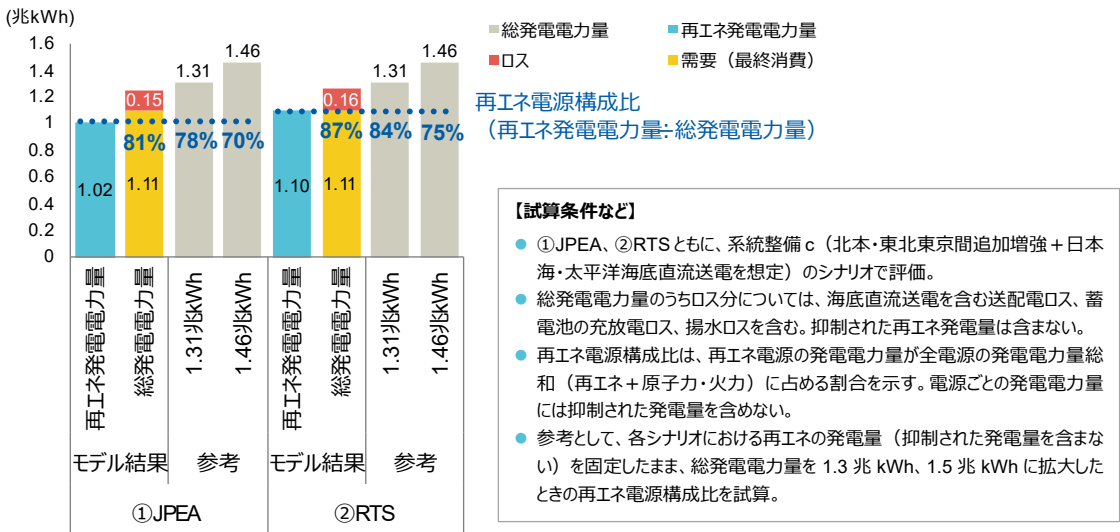


図 5-10 グリーン成長戦略との比較

出所) 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」(2020 年 12 月)及び経済産業省「2050 年カーボンニュートラルの実現に向けた検討」, 総合資源エネルギー調査会 基本政策分科会(第 33 回会合)資料(2020 年 11 月)をもとに作成

3 章で触れたとおり、今回のビジョン策定にあたり、「カーボンニュートラル実現」という大きな目標を未来(2050 年断面)に置き、バックキャストで解決に向けたシナリオを選択していくイメージで検討を進めました。この結果として、「目指す方向性」「再生可能エネルギー電源」「系統」「調整力」「補助制度」「環境価値」の項目ごとに RE1.0(~2011)から再生可能エネルギーの導入促進(RE2.0)、主力電源化(RE3.0)、地域共生、インフラ輸出(RE4.0)、主力エネルギー化(RE5.0)に至る時系列のイメージを表 5-3 のとおり整理しており、REASP は、RE5.0 の実現に向けて活動してまいります。

表 5-3 主力エネルギー化(RE5.0)に至る時系列のイメージ

時系列	目指す方向性	再エネ電源			系統	調整力	補助制度	環境価値
		太陽光発電	風力発電	その他電源				
RE1.0 ~2011	再エネの導入促進	特殊、独立電源	陸上	-	出力抑制前提の追加接続	旧一電が運用	補助金・RPS	あり (5円/kWh程度)
RE2.0 ~2022		系統連系電源					FIT	なし (利用者帰属) FIT非化石証書 (1.3~4円/kWh) 非FIT非化石証書 (市場上限4円/kWh)
RE3.0 ~2030	再エネの主力電源化レジリエンス	自家消費電源 需要地 近接屋根置き 耕作放棄地・ 荒廃農地活用	洋上 (着・浮)	バイオマス	系統運用ルール見直し (ノンファーム接続等) 架空送電線張替 (増容量化 ・電圧upgrade) 海底直流送電 [マイクログリッド構築]	蓄電池等の導入 揚水発電維持・活用 需要家リソース (蓄電池、 コージェネ、EV 等) 活用	FIP/FIT	事業者帰属
RE4.0 ~2040	地域共生 インフラ輸出	基幹電源 耕作放棄地、 農地、水上等 ※	洋上 (浮)	地熱			水素・ メタネーション の利用・導入	
RE5.0 ~2050	再エネの主力エネルギー化	運輸、 熱利用等 への拡大						

※可能な限り前倒し

6 ビジョン実現に向けて

6.1 提言

カーボンニュートラル実現のためには、2020 年末に発表されたグリーン成長戦略で描かれているように「電化領域」、「非電化領域(熱、運輸など)」双方での大幅な CO2 削減が必要となり、電力部門の脱炭素化、そのための再生可能エネルギーの最大限の導入が必要となります。

REASPは、再生可能エネルギーを中心とする環境性の高いエネルギーミックスでも、安全性を前提とした、系統や調整力の確保による安定的な供給と、経済効率を備えることで、「S+3E」の達成、併せて、社会受容性の向上、レジリエンス強化などを行い、長期的な視点で再生可能エネルギーの主力電源化、その先の主力エネルギー化は可能と考えています。

本ビジョンの実現に向けての主要な課題と対応策について現時点で想定しうるものについて以下に整理いたしました。REASP は再生可能エネルギー(太陽光・風力など)の長期安定的な普及促進を目指す事業者団体として、経済産業省をはじめ各省庁・地方自治体、他事業者団体、各企業及び関係者との連携を行いつつ、課題解決に取り組み、再生可能エネルギーの普及・拡充を進めてまいります。

6.2 再生可能エネルギーの主力電源化に向けて(足下～2030年)

再生可能エネルギーは、これまで FIT 制度などに支えられ普及拡大してきました。しかしながら、将来の再生可能エネルギーの主力電源化に向けては、FIP 制度の確実な運用開始、需要家による再生可能エネルギー選択をよりいっそう促す仕組みの構築、発電所の建設・運用への参加者を増大させる追加的な普及支援策の導入などにより、安全性(Safety)を大前提とし、自給率(Energy Security)、経済効率性(Economic Efficiency)、環境適合(Environment)を同時に達成する必要があります。

具体的には、再生可能エネルギーの電力市場への統合を速やかに実現し、併せて、規制緩和などによる発電所建設手続きのさらなる円滑化、再生可能エネルギーの大量導入に向けた系統の安定的な運用制度の整備、調整力確保のための支援策の導入、また、これまで再生可能エネルギーの利用が進まなかった分野への導入拡大を進めることなどを想定しております。

6.2.1 電力市場への統合

FIT 制度から FIP 制度を経て、最終的に市場に統合されるまで、移行の各段階に応じた制度設計が必要です。また、需要家が、容易に市場から再生可能エネルギー由来の電力を調達し、利用できるようにする仕組みの普及も欠かせません。併せて、特に FIT 制度を活用して事業期間を 20 年と想定して導入された電源について、長期的な視点に立った発電所の運転期間延長・リブレース促進など、FIT 期間終了とともに容量が減らないようにする取組みや制度設計も求められます。

6.2.2 規制緩和による導入推進

太陽光発電

今以上の導入ペースが必要であることから、制度的な理由で開発が進んでいない導入ポテンシャルの活用には注力すべきです。

- 相続登記未了の土地、所有者不明の土地などの有効活用による適地の増加
- 耕作放棄地や荒廃農地などの土地利用に関する手続きの円滑化による適地の増加
- 営農型太陽光発電のさらなる推進による農業生産量維持とエネルギー自給の両立

陸上風力発電

- コストの観点で事業者負担が大きい現行の環境アセスメントに関して、各自治体が条例などで設定している個別の制度の統一化、対象電源規模の引き上げや審査期間の短縮
- 国立公園、保安林への導入に向けた規制緩和

バイオマス発電・地熱発電

バイオマス発電や地熱発電などは、設備利用率が高く出力が安定している電源であることから、活用を推進すべく、各々の事業の特徴を踏まえた制度的措置が必要です。

- バイオマス発電は、輸入に大きく依存している燃料の安定供給の確保など持続可能性の確認を前提に、2030年に向けて導入拡大が図られていくべき
- 将来的には、国内林業の整備、活性化に資する各種支援策などの導入を前提に、安価な国産材燃料を活用するバイオマス発電の拡大を図るべき
- 地熱発電の開発候補エリアは、国立公園や山地などが中心で、他の再生可能エネルギー電源に比べて開発リスクが大きく、開発や建設に係るコストも多額となる見込みのため、土地利用に関する規制の緩和に加え、初期の開発探査費用や系統の負担などを軽減する導入促進策の拡大が望ましい

6.2.3 系統・調整力関連

再生可能エネルギー電源導入における系統接続制約の解消

太陽光発電・風力発電の導入ポテンシャルの発現のためには、現在、再生可能エネルギー事業者が直面している系統接続に関する制約を解消することも必要です。

既存インフラの有効活用：

- 運用が開始されているノンファーム接続の確実な運用、配電系統への適用の拡大
- 従来型電源のために整備されている既存系統の再生可能エネルギー用途への利活用拡大

新設インフラ投資：

- 系統マスタープランの早期の公開と、透明性のある運用による増強
- 従来の送配電網に依存しない、マイクログリッドなどを念頭に置いた新しい形の系統の在り方の検討と展開

調整力を確保するための施策

太陽光発電や風力発電などの再生可能エネルギー電源の主力電源化に向けて、インバランス調整や発電ピークのシフトによる電力の需給バランスを改善するための調整力の確保が必要となります。蓄電池などの新設インフラ投資に関しては、蓄電池の本格導入に向けた費用負担の在り方や劇的なコストダウン、蓄電池を活用した電力供給の調整機能が生かせるような市場の創設などが必要です。

6.3 再生可能エネルギーの主力エネルギー化に向けて(2030～2050年)

6.3.1 再生可能エネルギー洋上風力発電及びバイオマス発電

洋上風力発電の導入ポテンシャル発現に向けた制度整備および運用を推進

本ビジョンでは、カーボンニュートラルに向けて、太陽光発電の大幅な導入に加え、洋上風力発電の大幅な導入拡大が必要と整理をしており、以下の取組みなどにより事業リスクの低減やコストダウンを図ることで事業開発における予見性を高めるとともに、漁業者などの先行利用者との共生やローカルコンテンツの採用などによる地域振興への貢献も図りながら、導入を促進していくことが必要と考えています

- 指定促進区域の最大発電容量の拡大
- 促進区域の指定数の段階的な増加
- 再エネ海域利用法適用海域の領海から排他的経済水域(EEZ)への拡大
- 沖合候補エリアの区域指定に至るプロセスの明確化
- 適切なシステムの増強と、促進区域指定時点での国による系統の一時的な確保
- 開発期間から撤去までの期間を網羅していること(30年間を超えた期間設定など)
- 漁業者や船舶航行などの先行利用者との調整が可能となる制度の着実な運用
- 区域のステークホルダー特定方法の明確化、あるいは、事業者自身の作業によらない公的に認証されたステークホルダー情報の共有
- 基地港湾、重厚長大な部材のストックヤードを始めとするサプライチェーンの適切な整備
- ウィンドファーム認証取得などに十分なサイト情報(地盤、風況データなど)の公的な提供
- ウィンドファーム認証などにかかる基準などの簡素化、明確化、手続き期間の短縮
- 国内の認証機関、調査会社の拡充、洋上風力関連産業の人財育成
- 国内における風車・基礎などの実証エリアの常設設置

洋上風力発電を取り巻く産業が生み出す経済効果も考慮

洋上風力の導入にあたっては、設備投資や雇用創出などによる経済効果を念頭に置いてサプライチェーンを構築すべきであると考えており、これらを考慮した事業者取り組みや政策などは以下の通りです。

- 洋上風力の拠点港整備や関連技術開発などを通じた産業育成および雇用創出により、

地元経済を長期安定的に底上げしていく。

- 将来的な浮体式洋上風力の大量導入実現に備えて、極力早期に浮体式洋上風力のサプライチェーンを構築して技術的知見を蓄積するとともに、国際的な競争力獲得を目指す。
- 需要地、特に関東・中部・関西エリアへの積極的な洋上風力導入については、余剰のカーボンフリー電力を用いた水素製造事業との連携が想定できる。これについては、港湾などでの水素利用の拡大や、将来的な水素製造インフラ輸出などといった水素関連戦略・水素製造産業育成につながる可能性も考慮に値する。

6.3.2 原子力発電・火力発電

原子力発電は、再生可能エネルギーの普及拡大の状況を見極め、依存度低減

本ビジョンでは、原子力発電は、2050年時点で、運転期間が60年以内でかつ2020年12月末時点で新規規制基準適合性審査申請済のものだけが存続していると想定しますが、今後、国民からの信頼確保に努め、安全性の確保を大前提に必要な規模を持続的に活用し、可能な限り依存度を低減していくべきと考えます。

火力発電はバックアップ・調整力の確保のために継続的に存続するが、カーボンニュートラル化に向けた取り組みが必要

本ビジョンにおける試算においては、火力の稼働時間は大幅に減少するとの結果を得ておりますが、一方で、再生可能エネルギー電源の発電量が需要を満たさない状況におけるバックアップ電源や、短時間の需給バランスを調整する調整力としての重要性が高いとの結果も示されました。

しかしながら、従来型の火力発電所の継続運用ではカーボンニュートラルの達成の障害となります。よって、LNG火力発電などの高効率火力発電を対象に、稼働時間が減少する中でも、投資予見性を高めて、維持・リプレースできるような制度的担保が必要だと考えます。併せて、燃料側のカーボンニュートラル化、CCUSなどの活用により、火力発電単体としてのカーボンニュートラル化を目指していく必要性もあります。

6.3.3 系統・調整力関連

電力需要地に近い東京・中部・関西エリアにおける再生可能エネルギー導入の推進は系統への追加投資軽減の観点からも重要と考えます。これを推進するとともに、再生可能エネルギー導入ポテンシャル地域への大量導入も必要であり、系統のさらなる整備および調整力の確保は引き続き必要と考えます。

全体コスト最適化の観点からの立地誘導や連系線整備

本ビジョンにおける検討では、電力系統を含めた全体コスト最適化の観点から、地域間連系線の一層の整備が再生可能エネルギーの効率的な導入推進に有効であるとの結果が示されました。

- 東京・中部・関西エリアは、電力需要地に近く系統制約が少ないため、再生可能エネルギーの導入の推進が必要。
- 特に北海道、東北エリアの洋上風力の導入ポテンシャルを活用する観点から、海底直流送電線を新設すること（日本海側および太平洋側の各原子力発電所の既存系統枠への接続など）がコスト優位性のある再生可能エネルギー導入促進策の有力な選択肢の一つと考えられる。

調整力を確保するための施策

再生可能エネルギー由来の電力を最大限活用しつつ需給バランス保つためには、現在稼働している量をはるかに超える調整力を確保する必要があり、既存インフラを維持活用しつつ、追加的な調整力の導入と活用を進める必要があります。

特に、慣性力を持たない太陽光発電および風力発電が増加することで系統の周波数維持が難しくなる懸念があることから、疑似慣性機能を持ったパワーコンディショナーの開発・普及などが求められます。

- 既存インフラの有効活用の視点で、揚水発電が将来にわたり維持されるような制度的措置、加えて、蓄電池やガスコージェネレーション、EV などの需要家側リソースの有効活用に向けた施策が必要

6.3.4 電力需要

需要側にも働きかけを行うことによる需給体制の効率化

- カーボンニュートラル実現のためには、需要側においても、再生可能エネルギー利用への積極的な転換が必要と考えます。
- 運輸部門など非電化部門の電化や、再生可能エネルギー由来燃料利用の推進。
- 再生可能エネルギーポテンシャルが豊富なエリアへの電力需要の政策的シフト。
例：寒冷地に適するデータセンターの東北・北海道エリアへの移転支援など
- 分散化、レジリエンス対応などの視点を加えた地産地消の推進。

6.4 REASP での今後の優先検討事項の整理

REASP は再生可能エネルギー(太陽光・風力など)の長期安定的な普及促進を目指す事業者団体として、関係する各省庁・地方自治体、他事業者団体、各企業および利害関係者との連携を行い、課題解決に取り組み、再生可能エネルギーの普及・拡大に向けて貢献してまいります。

REASP では、再生可能エネルギーとその普及を支える分野ごとの検討事項を、以下のとおり整理致しました。今後、優先順位に応じて検討と提言を進めていきます。

再生可能エネルギーの主力電源化に向けた検討事項

- 第6次エネルギー基本計画および系統マスタープランに関連する事項
- 再生可能エネルギーの電力市場への統合に向けた制度・運用に関する事項
- 再生可能エネルギーを支える系統や調整力に関する事項
- 再生可能エネルギーの長期安定電源化に向けた、発電機の維持、管理および継続的な大量導入施策
- 再生可能エネルギーの継続的な導入に向けて、地域に受け入れられ、地域から選ばれる発電事業の在り方やレジリエンス強化の方策
例：製造業や物流施設、データセンターなどの需要家のクラスターに対して近傍の再生可能エネルギー発電所から電力を選択的に供給するといった、地域再生可能エネルギー電源活用と電気の地産地消施策
- 再生可能エネルギーの大量導入を支える方策としてのシェアリングエコノミー施策
例：地域包括保険、地域保安法人制度、再生可能エネルギーの地域参加および地域へのイメージ向上のための表彰制度としての地域共生マーク制度
- FIT にたよらない発電事業モデルおよび地域マイクログリッドモデルを自治体と連携して展開していくことによる地産地消・自立分散電源普及の推進方法
- 再生可能エネルギーのグリッドパリティ実現にむけたコストダウン
 - ◇ 規制改革や技術革新を前提に、2030年に太陽光の発電コスト7円/kWhを達成することを目標とした、材料や工法の見直しによるEPCコスト削減方法、およびスマート保安の活用によるO&Mコスト削減方法
 - ◇ 調達価格等算定委員会や洋上風力産業ビジョンなどの議論も踏まえた風力発電のコストダウン方策

再生可能エネルギーの主力エネルギー化に向けた検討

- 国際的な競争力を獲得することを目的の一つとした早期の浮体式洋上風力のサプライチェーン構築
- 再生可能エネルギー発電の導入量拡大と並行して、再生可能エネルギー由来の熱利用など、
利用形態の多様化
- FITにより導入が進んだ再生可能エネルギー電源におけるFIT期間終了後のリプレイス・リパワリングに関するビジネスモデル構築
- より大規模に導入を進める必要がある再生可能エネルギー電源に関して、開発、建設および

維持管理のための人的・物的資源の拡大

日本国政府からは、2020年10月26日の菅首相の所信表明演説において、2050年までに、温室効果ガスの排出を全体としてゼロにするカーボンニュートラル実現を目指すことが打ち出されました。その後、2020年末にはグリーン成長戦略が提示され、2021年4月末には地球温暖化対策推進本部にて2030年度の温室効果ガスの新たな削減目標について「13年度比で「46%削減」」であることが打ち出されました。

また、第6次エネルギー基本計画においては、上記の目標達成に向けて、再生可能エネルギーの導入推進だけでなく、より一層の省エネによる電力需要の削減も示唆されております。

このように、日本国政府による脱炭素に向けた目標および戦略の打ち出しが非常に速い時流の中ではありますが、REASPとしても、国が目指す2030年度温室効果ガス46パーセント削減（2013年度比）、また、菅首相が気候変動対策について述べた際に目指すとされた50パーセント削減という高みに向けた挑戦への貢献を行って参ります。

以上

REASP VISION 2050 RE(Renewable Energy)5.0

REASP VISION 2050 RE(Renewable Energy)5.0
2050年再生可能エネルギーの主力エネルギー化(RE5.0)に向けて

2021年11月1日 初版 第1刷発行
2021年12月1日 二版 第1刷発行

著者 一般社団法人 再生可能エネルギー長期安定電源推進協会
発行者 代表理事 眞邊勝仁
発行所 一般社団法人 再生可能エネルギー長期安定電源推進協会
東京都港区新橋1丁目12番9号 新橋プレイス7階
ビジネスエアポート新橋
TEL:03-4356-8008(代表)

©Renewable Energy Association for Sustainable Power supply 2021 Printed in Japan
万一、乱丁、落丁がございましたら、幣協会事務局までお送りください。お取替えさせていただきます。
※本書を許可なく転載・複製することを禁じます。