

2050年カーボンニュートラルの実現に向けた検討

令和2年11月17日
資源エネルギー庁

2050年カーボンニュートラル

- 菅内閣総理大臣は2020年10月26日の所信表明演説において、我が国が2050年にカーボンニュートラル（温室効果ガスの排出と吸収でネットゼロを意味する概念）を目指すことを宣言。
- カーボンニュートラルの実現に向けては、温室効果ガス（CO2以外のメタン、フロンなども含む）の85%、CO2の93%を排出するエネルギー部門の取組が重要。
- 次期エネルギー基本計画においては、エネルギー分野を中心とした2050年のカーボンニュートラルに向けた道筋を示すとともに、2050年への道筋を踏まえ、取り組むべき政策を示す。

10月26日総理所信表明演説（抜粋）

<グリーン社会の実現>

我が国は、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、すなわち2050年カーボンニュートラル、脱炭素社会の実現を目指すことを、ここに宣言いたします。

（中略）

省エネルギーを徹底し、再生可能エネルギーを最大限導入するとともに、安全最優先で原子力政策を進めることで、安定的なエネルギー供給を確立します。長年続けてきた石炭火力発電に対する政策を抜本的に転換します。

10月26日梶山経産大臣会見（抜粋）

（中略）

カーボンニュートラルに向けては、温室効果ガスの8割以上を占めるエネルギー分野の取組が特に重要です。カーボンニュートラル社会では、電力需要の増加も見込まれますが、これに対応するため、再エネ、原子力など使えるものを最大限活用するとともに、水素など新たな選択肢も追求をしまいきます。

3E+Sを目指す上での課題を整理

- レジリエンスの重要性など新たな要素の確認



2050年カーボンニュートラルの実現を目指すための課題と対応の検証

- カーボンニュートラルを目指すEU、英国の状況
- カーボンニュートラルに向けた主要分野の取組
- エネルギー部門（電力分野、非電力分野）に求められる取組 など

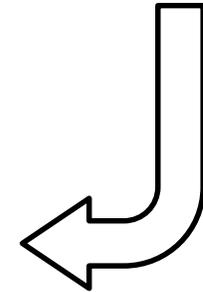


2030年目標の進捗と更なる取組の検証

- エネルギーミックスの達成状況
- エネルギー源ごとの取組状況
- 今後、さらに取り組むべき施策 など

グリーンイノベーション
戦略推進会議

電力、産業、民生、運輸
部門において、脱炭素化
に向けて必要となるイノ
ベーションについての検討



議論の内容を取り込み

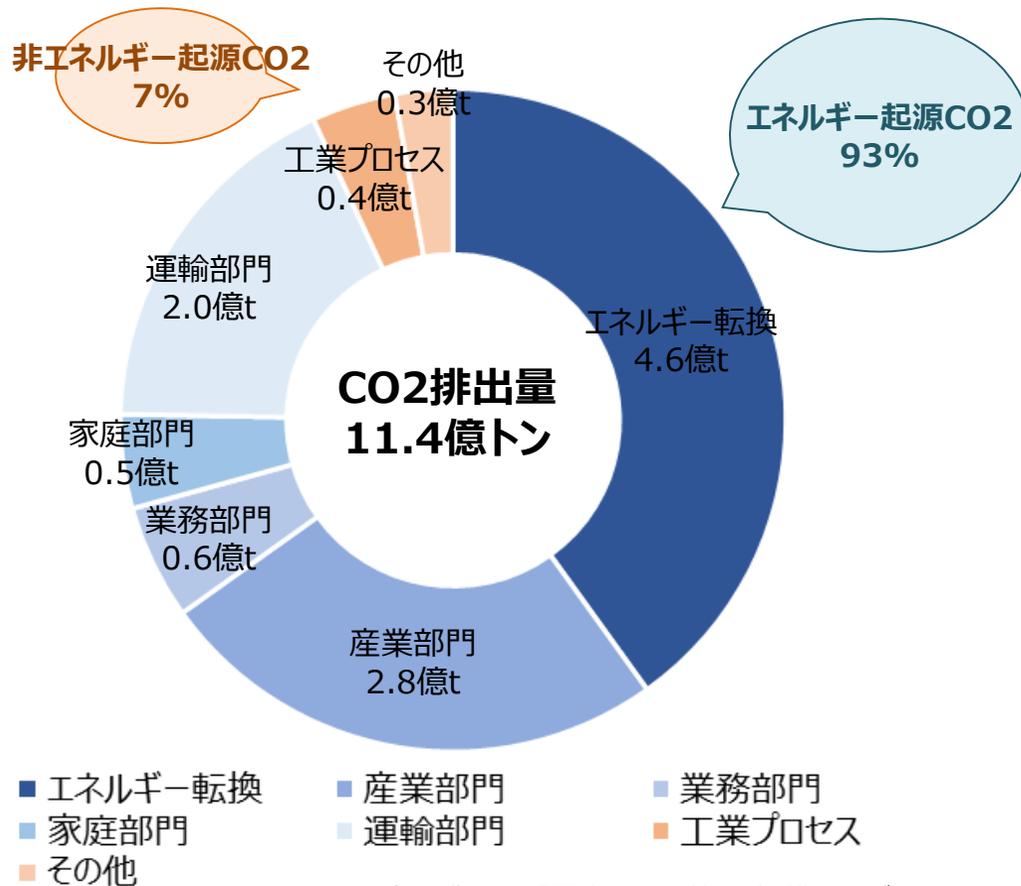
1. カーボンニュートラルを実現するための課題

- (1) 英国、EUのカーボンニュートラルシナリオについて
- (2) 今後の検討の枠組み

日本/世界のCO2排出量

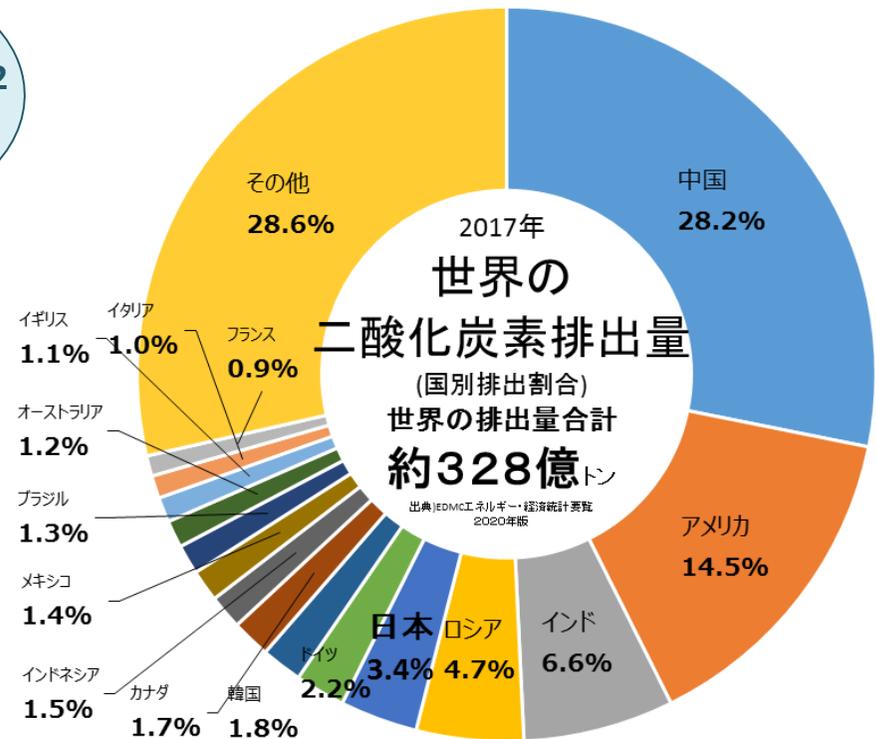
- 日本のCO2排出量は、世界で5番目。CO2排出の内訳の太宗はエネルギー起源が占める。
- 本分科会においては、主にエネルギー起源CO2の削減に関する検討を行う。

日本のCO2排出量 (2018)



(出所) GIO「日本の温室効果ガス排出量データ」より作成

世界のエネルギー起源CO2排出量 (2017)

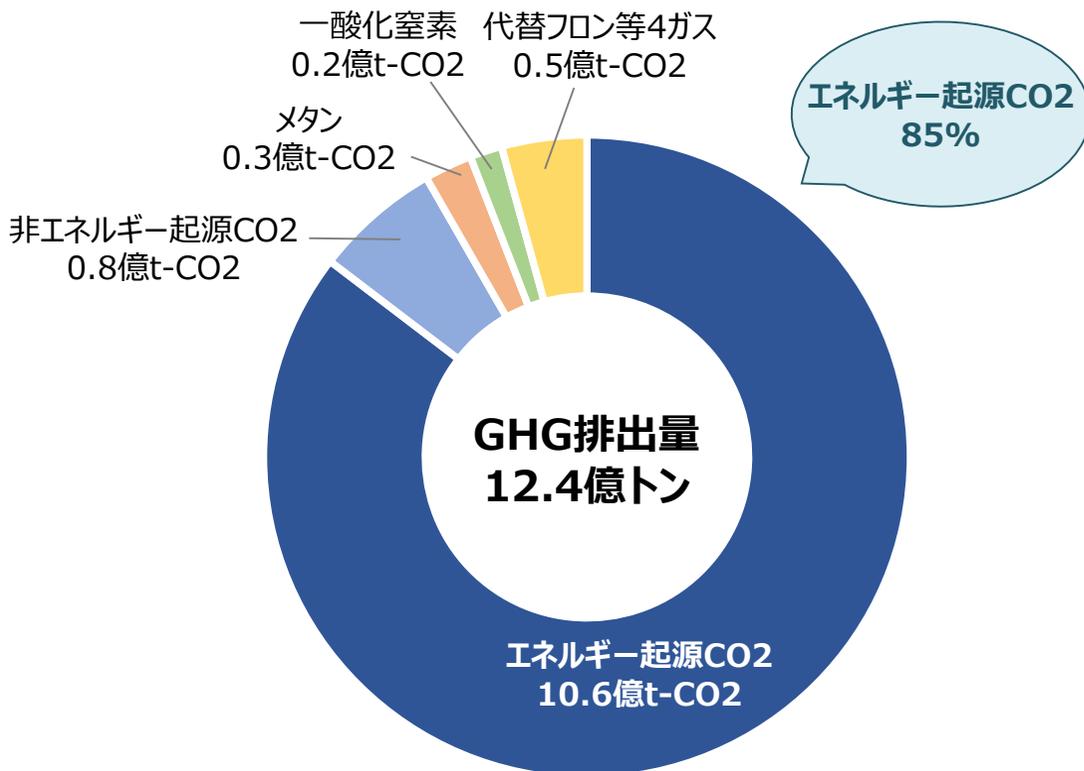


出典) 温室効果ガスインベントリオフィスより作成

(参考) 日本/世界のGHG排出量

- 日本のGHGの内訳の約8割はエネルギー起源CO₂。
- エネルギー起源CO₂以外では非エネルギー起源CO₂の排出量が多く、CO₂以外ではメタンが多い。

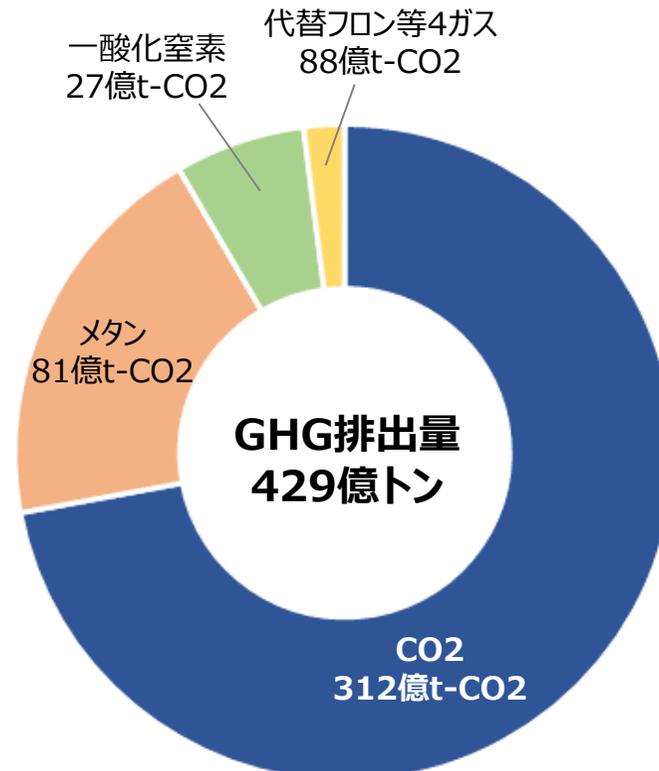
日本のGHG排出量 (2018)



※CO₂以外の温室効果ガスはCO₂換算した数値

(出所) GIO「日本の温室効果ガス排出量データ」より作成

世界のGHG排出量 (2015)



※NDC提出国のみ対象

※CO₂以外の温室効果ガスはCO₂換算した数値

※CO₂はエネルギー起源、非エネルギー起源のいずれも含む

※国によって報告するガス種が異なり、全ての排出を把握出来ない点に留意

(出所) IGES NDCデータより作成

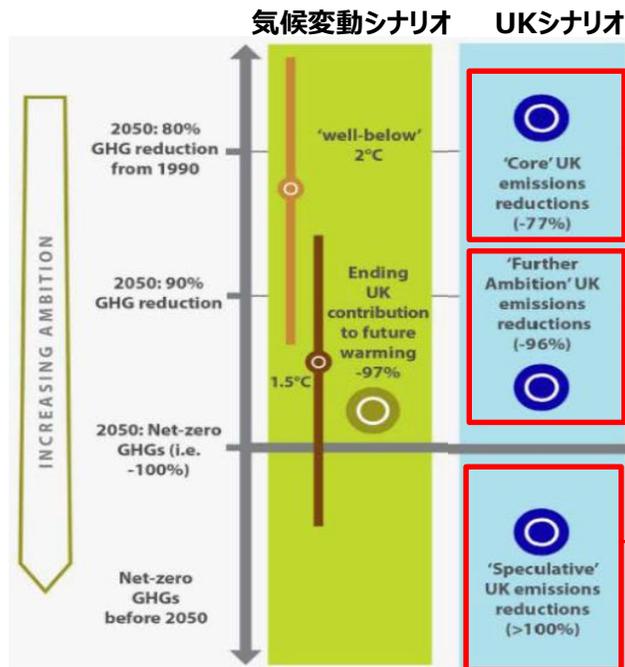
1. カーボンニュートラルを実現するための課題

- (1) 英国、EUのカーボンニュートラルシナリオについて**
- (2) 今後の検討の枠組み

英国におけるカーボンニュートラルの表明の経緯とシナリオの位置づけ



- 2018年4月、80%目標を前提とした「Clean Growth Strategy」という長期低排出発展戦略を国連に提出。
- 2018年10月、IPCC1.5度報告書の提出を受け、英国政府から気候変動委員会（英国気候変動法に基づく独立機関）に諮問。
- 2019年5月、気候変動委員会は「Net Zero – The UK’s contribution to stopping global warming」という報告書で2050年ネットゼロを追求すべきと勧告。
 - ✓ **ネットゼロ排出に向けた正確な技術や行動を予測することは不可能**であり、将来の技術ミックスを予測したり規定したりするものではない
 - ✓ ミックスがどのようなものか理解し、**可能性のある課題やコストをアセスする**ためのものと説明した上で、**将来のエネルギーミックスを規定するものではなく、一定の前提をおいたシナリオ**として、3シナリオ（▲約80%、▲約96%、▲100%）を提示している。
- 2021年に2050年ネットゼロの長期低排出発展戦略を国連に提出すべく作業を進めている。



①Core

- 2050年▲約80%に向けたシナリオ
- ※産業、農業、航空、建築等で排出残余

②Further Ambition（野心的）

- 2050年▲約96%に向けたシナリオ
- ※①の施策の深掘りに加え、産業部門での排出削減、BECCS等も活用し、また民生（建物）部門での水素を用いたヒートポンプや地域暖房の利用による更なる削減を追求。

③Speculative（投機的）

- 2050年ネットゼロに向けたシナリオ
- ※②の施策の深掘り、炭素除去（例：BECCSやDACCS）、カーボンニュートラル合成燃料（例：藻や再エネから生産）の3つのパターンでネットゼロを実現

※複数の道筋（シナリオ）で達成する絵姿としているため、部門別の排出量キャップも設定していない。



- **Coreシナリオ (▲約80%)** では、各セクターごとに実現可能性やコスト、現行政策を考慮して、①技術 (technology) や、②行動変容 (behavior) に関する対策例を実施するもの。
- **Further Ambitionシナリオ (▲約96%)** は、Coreシナリオより技術的にも難しく、コストの高い選択肢であり、まず排出量をゼロ近づけることができるセクター(電力・建物)、次にCO2の脱炭素化が難しいセクター (農業・航空等)、最後にCO2を除去するためのオプション (BECCS・DACCS) を深掘り。
- さらに、**Speculative シナリオ (▲100%)** では、上記シナリオの残余排出を削減するために、発展途上の技術であり①Further Ambitionシナリオの複数オプションの深掘り、②炭素除去技術の深掘り、③合成燃料利用等、の3つの対策を提示。

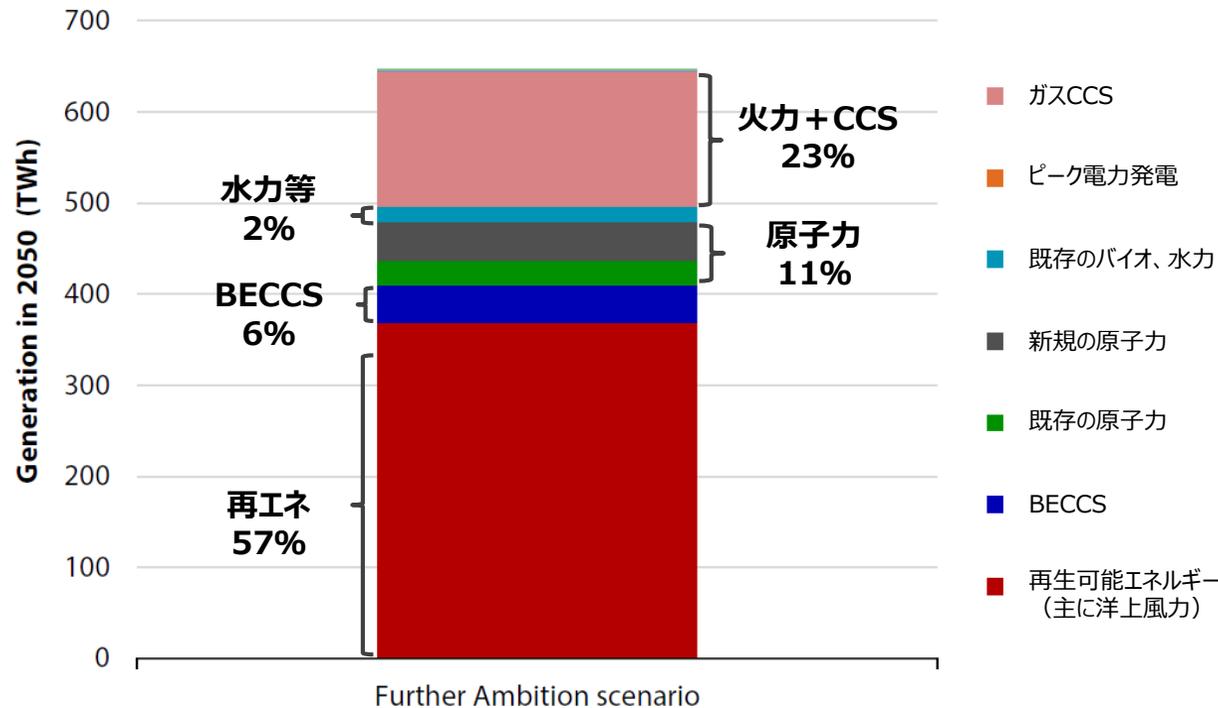
部門	Core(約▲80%)シナリオ/Further Ambition (約▲96%) シナリオでの対策例
電力	再エネ、原子力・水力等の低炭素電源、CCSと水素による脱炭素ガス
建物	ヒートポンプ、水素による地域熱、スマート貯蔵ヒーティング
産業	CCS、水素利用、電化、資源効率化による省エネ
運輸	電気自動車、電気及びFCトラック
航空	ハイブリッド電気航空機 (2040年以降)
船舶	アンモニア燃料
土地利用・森林	植林、泥炭地の修復、牛・子羊から豚・鳥への消費の変化
炭素除去	BECCS、DACCSなど



- 安定供給を維持しながら、最小コストで電力需要増加を達成するための電源構成を正確に出すことは不可能であるため、イメージとして、再エネ（水力含む）は59%（50%まではグリッド制御等により可能、50%以上についてはシステムの柔軟性の改善により可能）、BECCSは6%、原子力は11%、残りの23%がCCS付きガス火力発電という電源構成（indicative/illustrative generation mix）を示している。

※水素発電は再エネが少なく需要が大きいとき、さらに、蓄電がその差を埋められない時のバックアップ電源として想定されている。

2050年Further Ambitionシナリオにおける電源構成イメージ
(Illustrative generation mix)





- 2018年11月、欧州委員会は、2050年のカーボンニュートラル経済の実現を目指す「A clean planet for all」という「**ビジョン**」を公表。
※本ビジョンより新しい政策を打ち出すことを決定するものではなく、EUの**気候・エネルギー政策の方向性 (direction of travel)**を示すことが明記されている。
- 2020年3月に国連に提出したパリ協定長期戦略では、このビジョンに基づく議論の結果として2050年「気候中立」合意に至ったとの説明。
- なお、ビジョンでは、**具体的なエネルギーミックスの目標を決定している訳ではなく**、削減の道筋には様々なオプションが考えられることから、
 - 技術の成功に関する長期の不確実性が大きい。
 - ベースラインや脱炭素化シナリオは、単にシナリオでしかない。
 - 技術の進展、消費者の選択、規制により異なった結果をもたらす。
 - モデルの結果は、注意を持って解釈せねばならず、現実の近似したものであることを認識しなくてはならない。といった認識の下、どのような対策を実施するか複数の前提を置き、80%（5つ）、90%（1つ）、100%削減（2つ）となる8シナリオを分析。

出典) A Clean Planet for all IN-DEPTH ANALYSIS IN SUPPORT OF THE COMMISSION COMMUNICATION COM (2018)



- 各シナリオを実現するために、以下の7つの対策（Building Block）を共通して実施するとしている。

- ①**エネルギー効率の最大化**（ZEBを含む）：デジタル化等、エネルギー消費効率の向上
- ②**再エネ導入の最大化、電力の脱炭素化の推進**
：再エネ、原子力を骨組みに脱炭素電源を推進
- ③**クリーン、安全、コネクティドモビリティの推進**
：電化に加えて、代替燃料、モーダルシフトにより運輸部門の脱炭素化
- ④**産業政策と資源循環経済**
：CCU（合成燃料、プラスチックや建築素材）等
特に、鉄、セメント、化学を対象。研究開発によるコスト低減
- ⑤**スマートネットワークインフラ**：最適なグリッドを追求したEU大でのネットワーク化
- ⑥**バイオ経済と吸収源**：バイオエネルギー消費増大。森林吸収源の確保。農業分野の効率化
- ⑦**CCS**：エネルギー多消費産業の残余排出、BECCS、カーボンフリー水素製造



- (1) ~ (3) の3つの削減目標と8つのシナリオを提案。

※ベースラインシナリオ（EU内で合意された現行の対策の延長）では2050年▲64%（1990年比）に留まる。

(1) 2℃相当 (2050年▲80%)

◇脱炭素エネルギーキャリアによるGHG排出削減シナリオ

- ①**電化**：全てのセクターで**電化を重点化**（特に、産業プロセスの電化、輸送部門の電化の促進）
- ②**水素**：産業、運輸、建築分野での**水素利用**
- ③**Power-to-X**：産業、運輸、建築分野でCO₂を原料とする**合成燃料 (e-fuel)** の利用

◇需要によるGHG排出削減シナリオ

- ④**省エネルギー**：全セクター（特に産業、産業、運輸、建築分野）での**エネルギー効率向上**
- ⑤**資源循環**：リサイクル、リユース、シェアリング、材料効率向上等の**資源循環政策**により実現

(2) 上記対策の組み合わせ (2050年▲90%)

- ⑥**組み合わせ**：上記(1)の手法により**90%削減**となるよう、**費用対効果の高い方法**で組み合わせ

(3) 1.5℃相当 (2050年ネットゼロ)

- ⑦**技術**：⑥組み合わせを深掘り、**脱炭素化が困難な部門の排出をネガティブエミッション技術 (BECCS、DACCS等) で補完**
- ⑧**行動変容**：⑥組み合わせを深掘り、**脱炭素化が困難な部門の排出を生活の行動変容 (徒歩、自転車、公共交通、シェアリング自動車の増加や、食の変化) で補完**



長期戦略におけるオプション

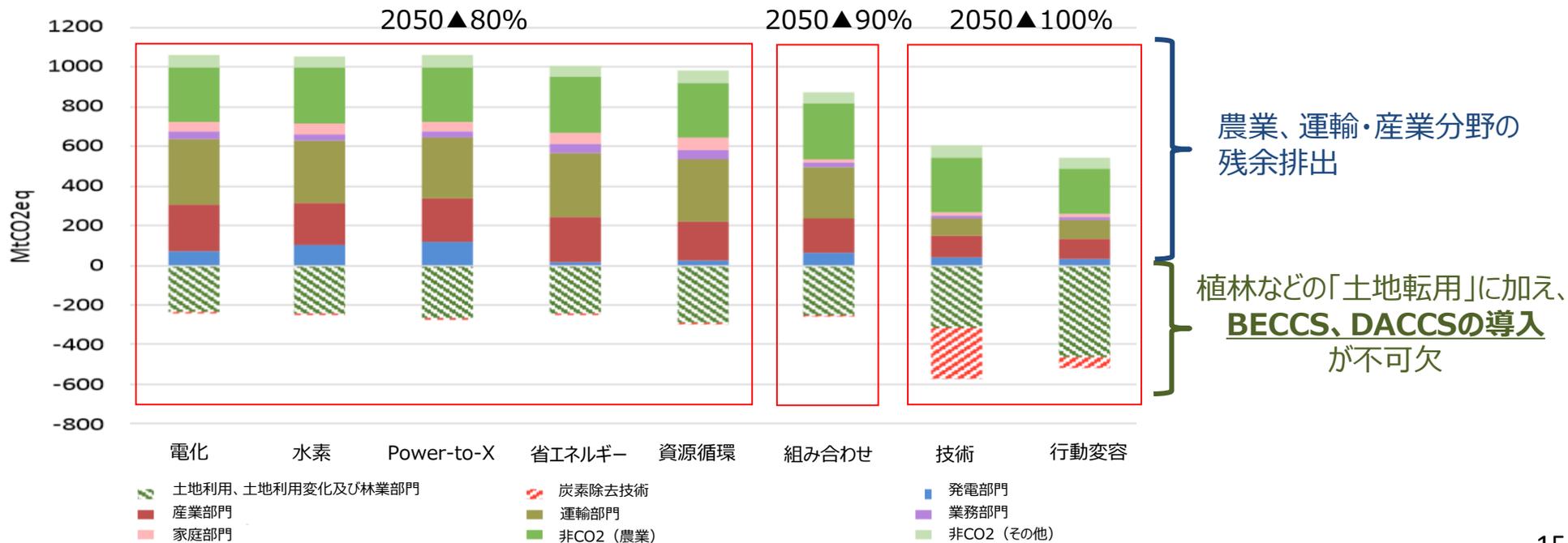
	電化 (ELEC)	水素 (H2)	Power-to-X (P2X)	省エネルギー (EE)	資源循環 (CIRC)	組み合わせ (COMBO)	1.5°C 技術 (1.5TECH)	1.5°C 行動変容 (1.5LIFE)
主要な要素	全てのセクターで電化を重点化	産業、輸送、建物での水素利用	産業、輸送、建物での合成燃料利用	全セクターでのエネルギー効率向上	資源、材料効率の工場	2°Cシナリオから費用対効果の高い方法で組み合わせ	COMBOからBECCS,CCSの更なる利用	COMBOとCIRCからさらに行動変容
温室効果ガス2050年目標	- 80%GHG (吸収源を除く) ("2°Cを大きく下回る"野心)					- 90%GHG (吸収源を含む)	- 100%GHG (吸収源を含む) ("1.5°C"野心)	
主要仮説	<ul style="list-style-type: none"> 2030年以降の省エネの向上 持続可能、高度なバイオ燃料の展開 適度な資源循環対策 デジタル化 					<ul style="list-style-type: none"> インフラ配備のための市場調整 2°Cシナリオ下ではBECCSは2050年以降のみに存在 低炭素技術について著しい learning by doing 輸送システム効率の著しい改善 		
電力部門	2050年までに電力はほぼ脱炭素化。システム最適化による再エネシステム施設の強力な浸透力 (デマンドサイドレスポンス、貯蔵、相互接続、プロシューマーの役割)。原子力は依然として電力部門で役割を果たし、CCS配備は限界に直面。							
産業	プロセスの電化	対象アプリケーションでの水素利用	対象アプリケーションでの合成ガス利用	省エネによるエネルギー需要の減少	高いリサイクル率、代替材料、循環対策	対象アプリケーションでの"2°Cを大きく下回る"シナリオから費用効果のあるオプションの組み合わせ	COMBOの強化	CIRC + COMBOの強化
建物	ヒートポンプの配備増加	暖房用水素の配備	暖房用合成ガスの配備	リノベーション率の向上	持続可能な建物			CIRC + COMBOの強化
輸送部門	全輸送方法用の電化の迅速化	HDVs (LDVs) 用水素配備	全ての方法のための再生燃料配備	モーダルシフトの増加	サービスとしての可動性			CIRC + COMBOの強化 航空旅行の代替
他の要素		配ガス網における水素	配ガス網における合成ガス					自然吸収源の限定的向上

80%減 (2°Cシナリオ) 異なる技術オプション	90%減 組合せ	ネットゼロ (1.5°Cシナリオ) BECCS/CCS、行動変容
------------------------------	-------------	-------------------------------------

EUの8つのシナリオ概要

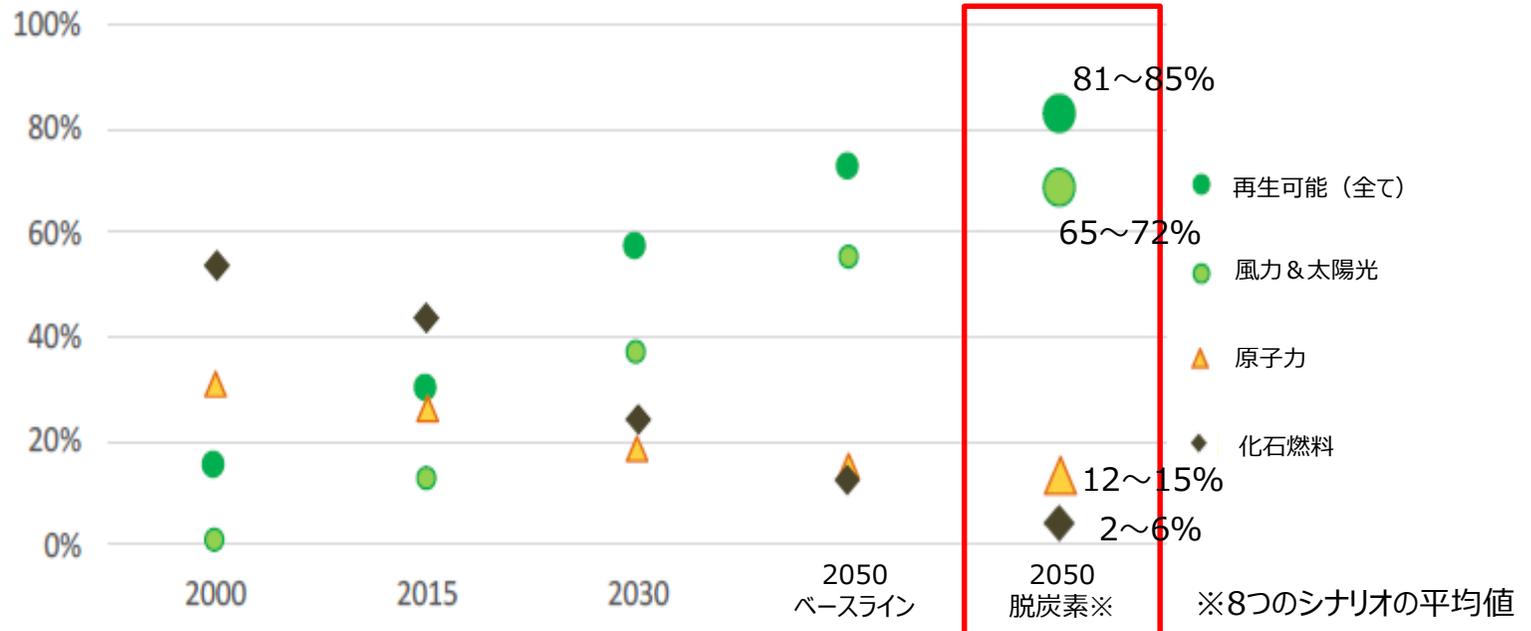


- 「電化」、「水素」、「合成燃料」、「省エネ」、「資源循環」の各シナリオでは▲80%になるように分析。「組み合わせ」はこれらを費用対効果の高い方法で▲90%になるようにしたもの。
- 農業や運輸、産業などの部門では、現在の技術では排出ゼロを実現できず、カーボンニュートラルの実現には、植林などの「土地利用に加え」、BECCS（バイオマス発電+CCS）、DACCS（大気からのCO2回収+CCS）などの炭素除去（ネガティブエミッション）技術の活用が不可欠とされている。**
- 各シナリオで電化率・電力需要・電力消費の増加、電力消費者価格の上昇を想定。
- 現在EUETS価格（EU排出量取引制度の炭素排出枠価格）は約25EUR/t-CO₂、2030年の28EUR/t-CO₂、2050年に▲80%シナリオで250EUR/t-CO₂、▲100%シナリオで350EUR/t-CO₂と大幅な上昇を想定。**エネルギー総コストも2040年に大幅に上昇し、その後減少することを想定。**今後、**研究開発が進展することにより、こうしたコストが低減していくことについても言及。**



- 各シナリオ毎に異なると考えられるが、2050年の8つのシナリオにおける電源構成は以下を想定。再生可能エネルギーは、揚水、定置・EV車載電池、（間接的に）水素、e-fuel、デマンドレスポンスによる電力貯蔵の可能性によって導入が促進されることを想定しているが、モデルでは、**土地制約、社会受容性、域外からの電力・水素・合成燃料の輸入との競合など、あらゆる可能性のある事象をとらえて示したものではない**としている。
- 再生可能エネルギー全体：81～85%（うち太陽光＋風力：65～72%）
- 原子力：12～15%
- 化石燃料：2～6%

電源構成割合



1. カーボンニュートラルを実現するための課題

- (1) 英国、EUのカーボンニュートラルシナリオについて**
- (2) 今後の検討の枠組み**

- 2050年カーボンニュートラルへの道筋は、技術の進展や社会状況の変化など、様々な不確実性が存在することを踏まえ、2030年のエネルギーミックスのように、一定の積み上げのもと確実に実現すべき目標として捉えるのではなく、様々なシナリオを想定した上で目指すべき方向性として捉えるべきではないか。
- 我が国の長期戦略においても、「将来の「あるべき姿」としてのビジョンを掲げる」こととしており、加えて、既に2050年カーボンニュートラルを表明しているEU・英国においても、カーボンニュートラルの位置づけとしては達成の方向性を示すビジョンという位置づけとされている。
- このため、2050年カーボンニュートラル実現に向けて提示する道筋も、現時点で想定しうる道筋であり、今後の技術の進展などに応じて柔軟に見直していくべき点に留意が必要ではないか。

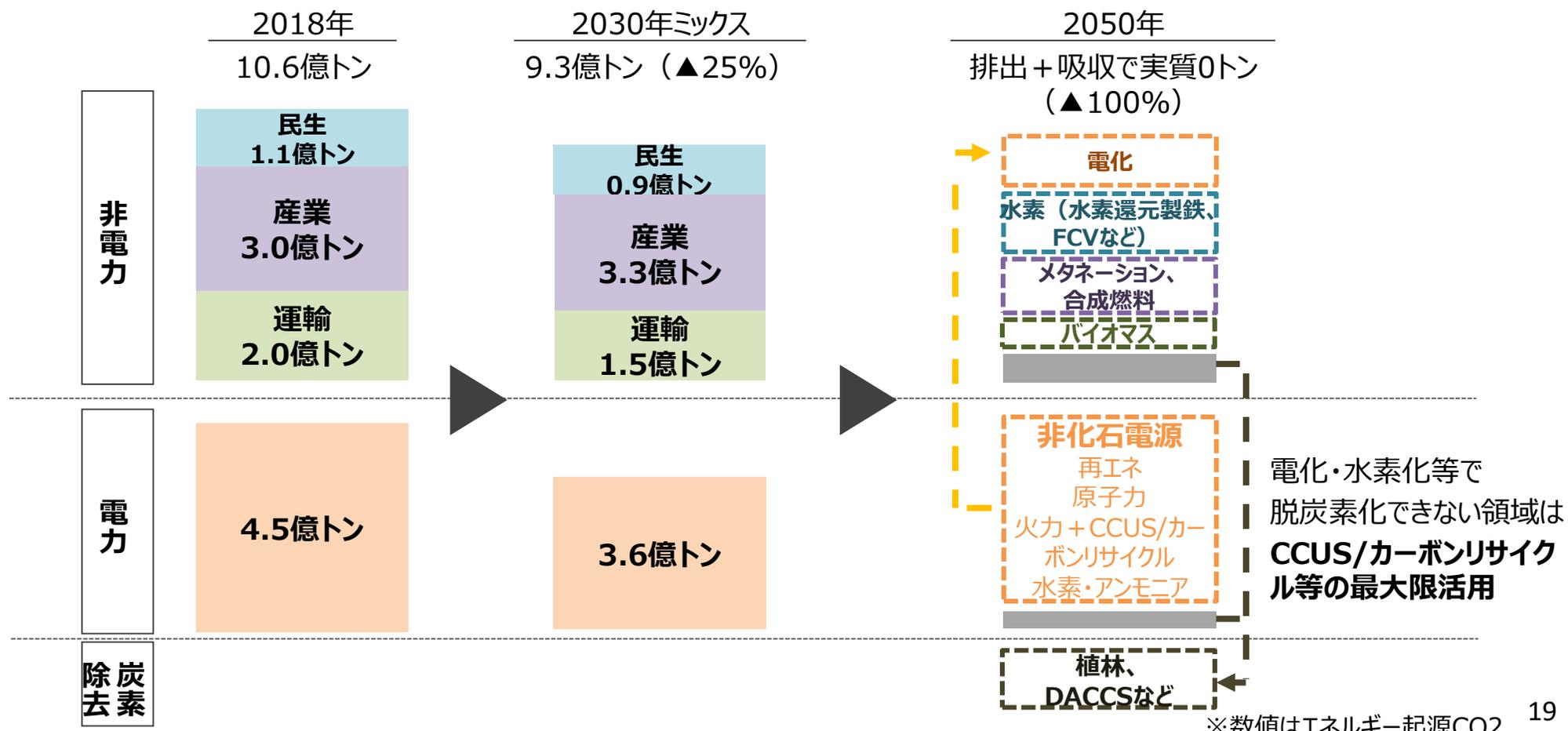
パリ協定に基づく成長戦略としての長期戦略（一部抜粋） 2019.6

2. 我が国の長期的なビジョン

我が国は、2015年に提出した約束草案（自国が決定する貢献）において、2030年度の目標として、技術的制約、コスト面の課題等を十分に考慮した裏付けのある対策・施策や技術の積み上げによる実行可能な削減目標（ターゲット）を示した。他方、長期的な気候変動政策に当たっては、むしろ、**将来の「あるべき姿」としてビジョンを明確に掲げる**とともに、政府としてそれに向けた政策の方向性を示すことにより、全てのステークホルダーに対して、あらゆる可能性を追求しつつ実現に向けて取り組むことを促していく必要がある。

カーボンニュートラルへの転換イメージ

- 社会全体としてカーボンニュートラルを実現するには、電力部門では非化石電源の拡大、産業・民生・運輸（非電力）部門（燃料利用・熱利用）においては、脱炭素化された電力による電化、水素化、メタネーション、合成燃料等を通じた脱炭素化を進めることが必要。
- こうした取組を進める上では、国民負担を抑制するため既存設備を最大限活用するとともに、需要サイドにおけるエネルギー転換への受容性を高めるなど、段階的な取組が必要。



カーボンニュートラルに向けた主要分野における取組①

脱炭素技術

克服すべき主な課題

※薄赤色のエリアは技術的なイノベーションが必要なもの

コストパリティ

電力部門	発電	再エネ	<ul style="list-style-type: none"> 導入拡大に向け、系統制約の克服、コスト低減、周辺環境との調和が課題 	水素価格 約13円/Nm3
		原子力	<ul style="list-style-type: none"> 安全最優先の再稼働、安全性等に優れた炉の追求、継続した信頼回復が課題 	
		火力+CCUS/ カーボンリサイクル	<ul style="list-style-type: none"> CO2回収技術の確立、回収CO2の用途拡大、CCSの適地開発、コスト低減が課題 	
		水素発電	<ul style="list-style-type: none"> 水素専焼火力の技術開発、水素インフラの整備が課題 	
		アンモニア発電	<ul style="list-style-type: none"> アンモニア混焼率の向上、アンモニア専焼火力の技術開発が課題 	
産業部門	熱・燃料	電化	<ul style="list-style-type: none"> 産業用ヒートポンプ等電化設備のコスト低減、技術者の確保、より広い温度帯への対応が課題 	水素価格 約40円/Nm3
		バイオマス活用 (主に紙・板紙業)	<ul style="list-style-type: none"> 黒液（パルプ製造工程で発生する廃液）、廃材のボイラ燃料利用の普及拡大に向け、燃料コストの低減が課題 	
		水素化 (メタネーション)	<ul style="list-style-type: none"> 水素のボイラ燃料利用、水素バーナー技術の普及拡大に向け、設備のコスト低減、技術者の確保、水素インフラの整備が課題 メタネーション設備の大型化のための技術開発が課題 	
		アンモニア化	<ul style="list-style-type: none"> 火炎温度の高温化のためのアンモニアバーナー等の技術開発が課題 	水素価格 約8円/Nm3
		鉄： 水素還元製鉄	<ul style="list-style-type: none"> 水素による還元を実現するために、水素による吸熱反応の克服、安価・大量の水素供給が課題 	
		製造プロセス (鉄鋼・セメント・ コンクリート・ 化学品)	<ul style="list-style-type: none"> 製造工程で生じるCO2のセメント原料活用（石灰石代替）の要素技術開発が課題。 防錆性能を持つCO2吸収型コンクリート（骨材としてCO2を利用）の開発・用途拡大、スケールアップによるコスト低減。 	
	化学品： 人工光合成	<ul style="list-style-type: none"> 変換効率を高める光触媒等の研究開発、大規模化によるコスト低減が課題 		

※ 主なエネルギー起源CO2を対象に整理、製造業における工業プロセスのCO2排出も対象
コストパリティは既存の主要技術を対象に燃料費のパリティ水準を算出

*水素発電のパリティはLNG価格が10MMBtuの場合、水素還元製鉄は第11回CO2フリー水素WGの資料より抜粋(100kW級の純水素FCで系統電力+ボイラーを置換)

カーボンニュートラルに向けた主要分野における取組②

脱炭素技術

克服すべき主な課題

※薄赤色のエリアは技術的なイノベーションが必要なもの

コストパリティ

		脱炭素技術	克服すべき主な課題	コストパリティ
民生部門	熱・燃料	電化	➢ エコキュート、IHコンロやオール電化住宅、ZEH,ZEB等を更に普及させるため、設備コスト低減が課題	
		水素化	➢ 水素燃料電池の導入拡大に向けて、設備コスト低減、水素インフラの整備が課題	
		メタネーション	➢ メタネーション設備の大型化のための技術開発が課題	
運輸部門	燃料 (乗用車・トラック・バスなど)	EV	➢ 導入拡大に向け、車種の拡充、設備コストの低減、充電インフラの整備、充電時間の削減、次世代蓄電池の技術確立が課題	電力価格 約10~30円/kWh
		FCV	➢ 導入拡大に向け、車種の拡充、設備コストの低減、水素インフラの整備が課題	
		合成燃料 (e-fuel)	➢ 大量生産、コスト削減を実現する燃料製造方法等の技術開発が課題	水素価格 約90円/Nm3
	燃料 (船・航空機・鉄道)	バイオジェット燃料/ 合成燃料 (e-fuel)	➢ 大量生産、コスト削減を実現する燃料製造方法等の技術開発が課題	
		水素化	➢ 燃料電池船、燃料電池電車の製造技術の確立、インフラ整備が課題	
		燃料アンモニア	➢ 燃料アンモニア船の製造技術の確立	
炭素除去	DACCS、BECCS、植林	➢ DACCS : エネルギー消費量、コスト低減が課題 ➢ BECCS : バイオマスの量的制約の克服が課題 ※CCSの適地開発、コスト低減は双方共通の課題		

*DACCS : Direct Air Carbon Capture and Storage、BECCS : Bio-energy with Carbon Capture and Storage

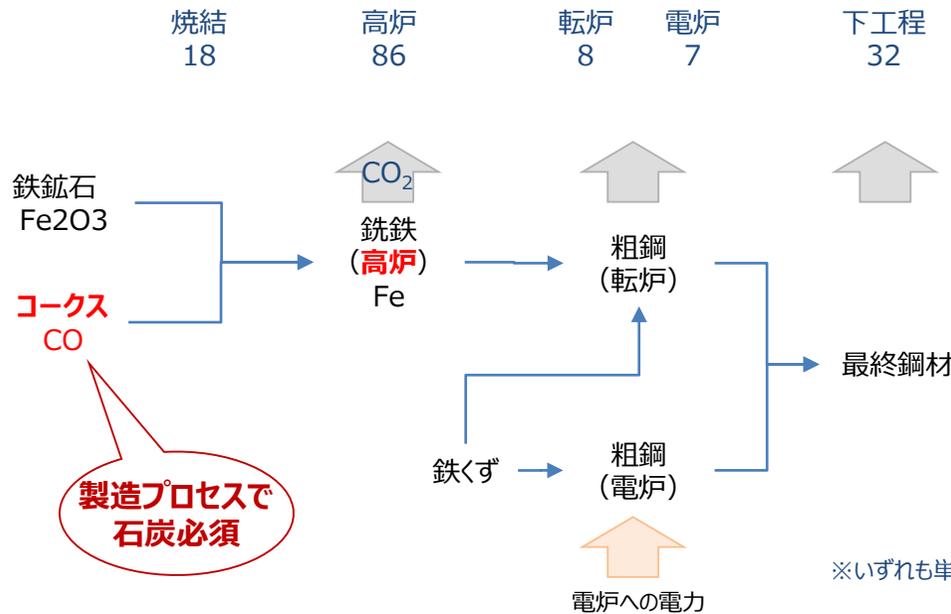
**ガソリン自動車との比較。ガソリン価格が142.8円/Lの時を想定 (詳細は第11回CO2フリー水素WGの資料を参照)

(参考) 製造業におけるカーボンニュートラルのハードル

- 鉄鋼業においては製鉄プロセスの還元剤として石炭を利用するため必ずCO₂が排出される。セメント業においても、製造プロセスの一部で化学反応によりCO₂が排出される。

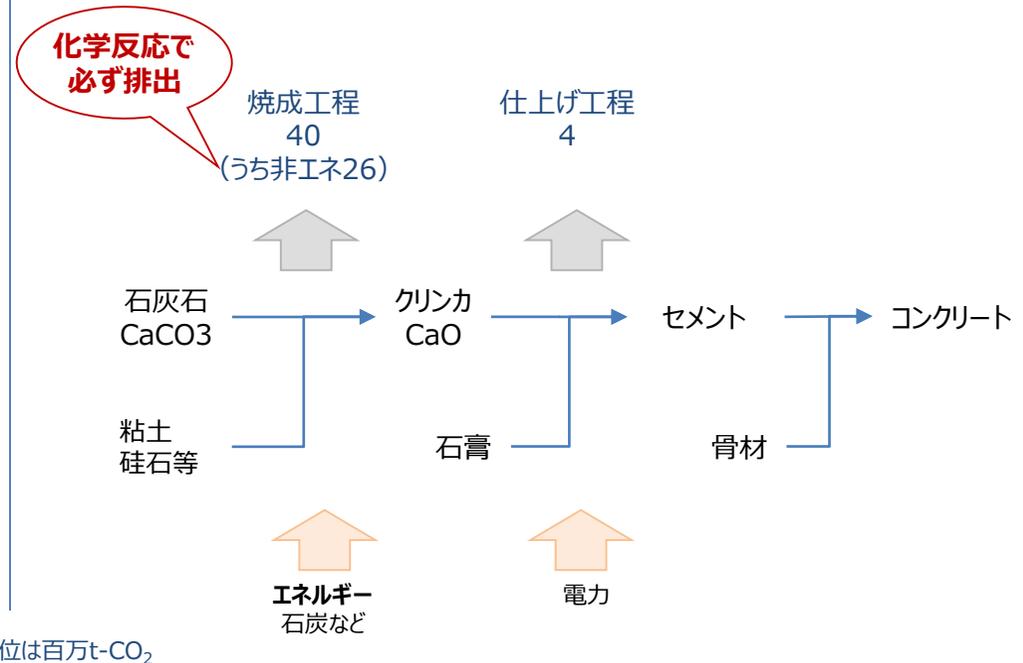
鉄鋼業

エネルギー起源：158百万t-CO₂/年
 (産業部門の約40%、粗鋼生産量は約1億トン)



セメント業

エネルギー起源：17百万t-CO₂/年
 (産業部門の約4%、セメント生産量は約6,000万トン)
 非エネルギー起源：26百万t-CO₂/年



※いずれも単位は百万t-CO₂

(出典) 総合エネルギー統計2018、温室効果ガス排出量2018 (国立環境研究所) より作成
 生産量は鉄鋼連盟、セメント協会の統計

2050年カーボンニュートラルへの道筋についての今後の検討の枠組み（案）

- **電力部門**の脱炭素化を進める上では、**脱炭素技術として確立した再エネ、原子力を最大限活用すべきではないか**。その上で、CCSやカーボンリサイクルといった次世代の技術が必要となる火力発電、サプライチェーンの構築などが必要となる水素発電などの**選択肢も追求すべきではないか**。
- 他方、これらを導入拡大する上で、再エネにおいては、調整力や送電容量確保などの課題、原子力においては国民理解、安全性向上などの課題、その他の選択肢においてもイノベーションの必要性など様々な課題が存在する。そのため、まず**それらの課題と対応方針を議論すべきではないか**。
- **産業・民生・運輸（非電力）部門**については、**構造的・技術的（既存）に脱炭素化が難しい領域が存在**するが、EUや英国もCCUS/カーボンリサイクル等のイノベーションを織り込んでいるのと同様、日本においても**イノベーションの追求など取組の方向性を議論すべきではないか**。

CNへの課題

電力部門

- 再エネ、原子力といった技術的に確立した脱炭素技術が存在
- 他方、社会的制約・系統運用上の制約からこれらだけで電力を全て賄う事は不確実性が高い

産業・民生・運輸部門

- 産業・民生・運輸部門においては、①脱炭素技術が実装レベルに達していない、②構造的に脱炭素が困難な領域が存在し、更なるイノベーションが不可欠

検討の進め方

- 再エネ・原子力を導入していく上での課題や対応を整理すべきではないか
- これらでは賄えない需要を満たすために追求すべき選択肢（CCUS火力、水素など）も同様に議論すべきでないか

- こうした領域について、目指すべき大きな方向性について議論すべきではないか（まず、グリーンイノベーション戦略推進会議にて議論を行うことを想定）

2. 電力部門の検討

カーボンニュートラルに向けた電化の位置づけ

- 2050年カーボンニュートラルを宣言しているEU・英国やIEAのレポートにおいても、**電化を脱炭素化に向けて有望な方策として位置づけ**。電化が進むことで、将来の電力の消費量は増加する見通しを示している。
- 我が国においても、産業・民生・運輸（非電力）部門における脱炭素技術は未確立な技術も多く、**電化は有望な脱炭素手段と位置づけるべきではないか**。

EU

多くのシナリオにおいて**最終消費における電化率は向上**

以下原文
「A Clean Planet for all - In Depth analysis in support of the commission communication COM」 (European Commission, 2018)
As it is a versatile carrier usable for most of the final energy uses, [many scenarios see increasing electrification of final energy demand in all sectors](#), …

英国

電化はあらゆる分野の排出削減に大きな役割を果たす

以下原文
「Net Zero-Technical report」 (CCC, 2019)
…, our scenarios in the other chapters of this report [emphasise electrification as a key route to reducing emissions](#). Our scenarios therefore involve an increasing level of electrification as ambition increases.

IEA

2050年に向けて、**2030年以降も電化トレンドは継続**、これは世界全体で2070年までにネットゼロを実現することと整合的

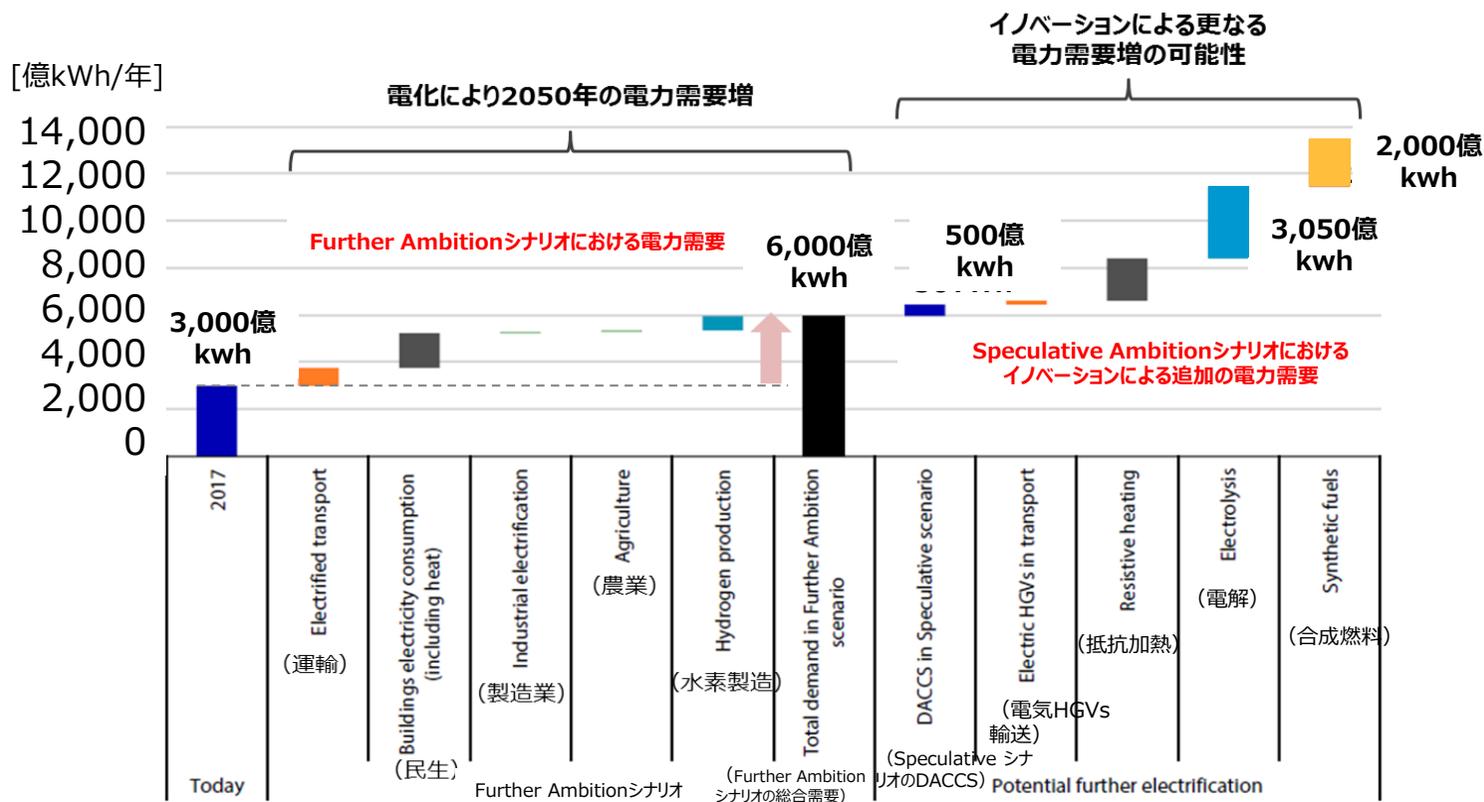
以下原文
「World Energy Outlook 2020」 (IEA, 2020)
3.4.5 Trends after 2030
… The CO2 emission reduction trends that were visible prior to 2030 – most notably in efficiency and [electrification – continue in the period to 2050](#). These emissions trends are consistent with [achieving net-zero energy sector CO2 emissions globally by 2070](#), …

我が国においても電化技術は技術的に確立した脱炭素の手段
カーボンニュートラルに向けた需要側の取組の方向性として電化は有望

(参考) 英国シナリオにおける電力需要

- 2017年から2050年にかけて、**輸送の電動化・建築物の電力消費、水素製造など**によって**電力需要**は、
 - Coreシナリオ**では、5000億kWh程度と**約1.7倍**
 - Further Ambitionシナリオ**では、6000億kWh程度と**約2倍**に増加
 - Speculativeシナリオ**では、DACCS (+ 500億kWh) や電気分解による水素製造 (+ 3050億kWh) など、**電力需要が拡大する対策の実施が想定**されている

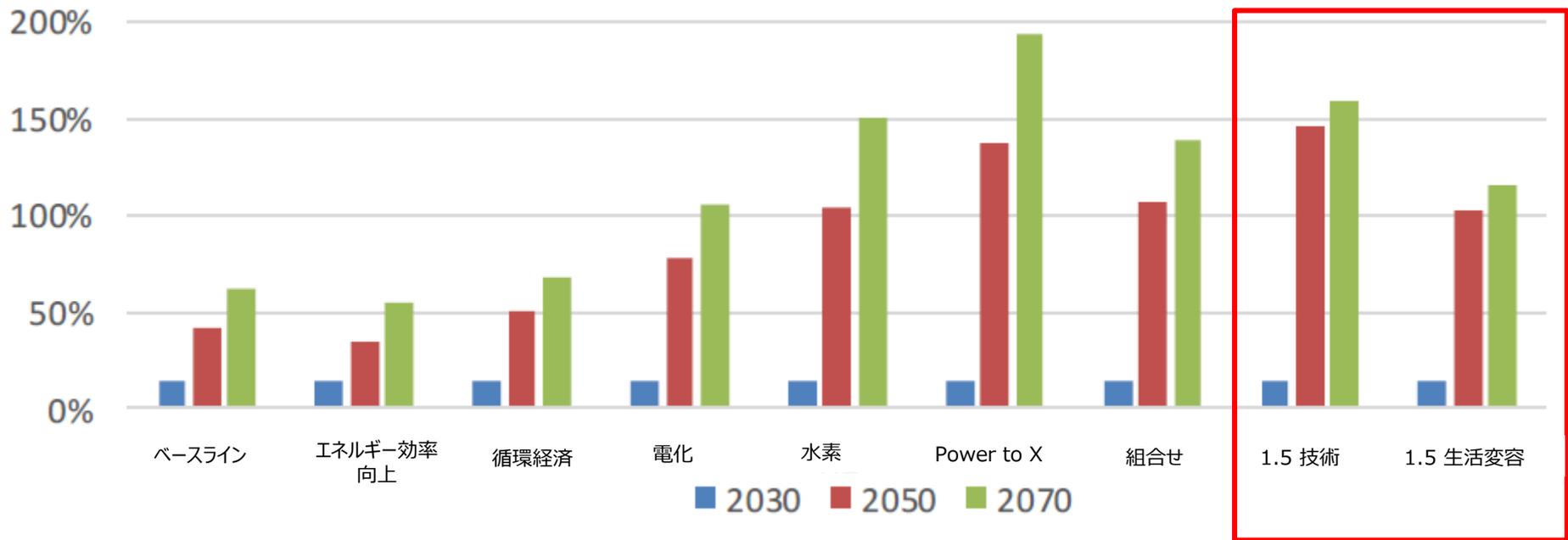
2050年 電力需要



(参考) EUシナリオにおける電力需要

- いずれのシナリオも、最終電力需要量が増加することに加えて、合成燃料製造の増加により、発電電力量がさらに増加することを想定。
- **2015年比**で、2030年は10%程度、2050年は各シナリオで30~150%程度増加、**カーボンニュートラルのシナリオでは2~2.5倍の増加**を想定。

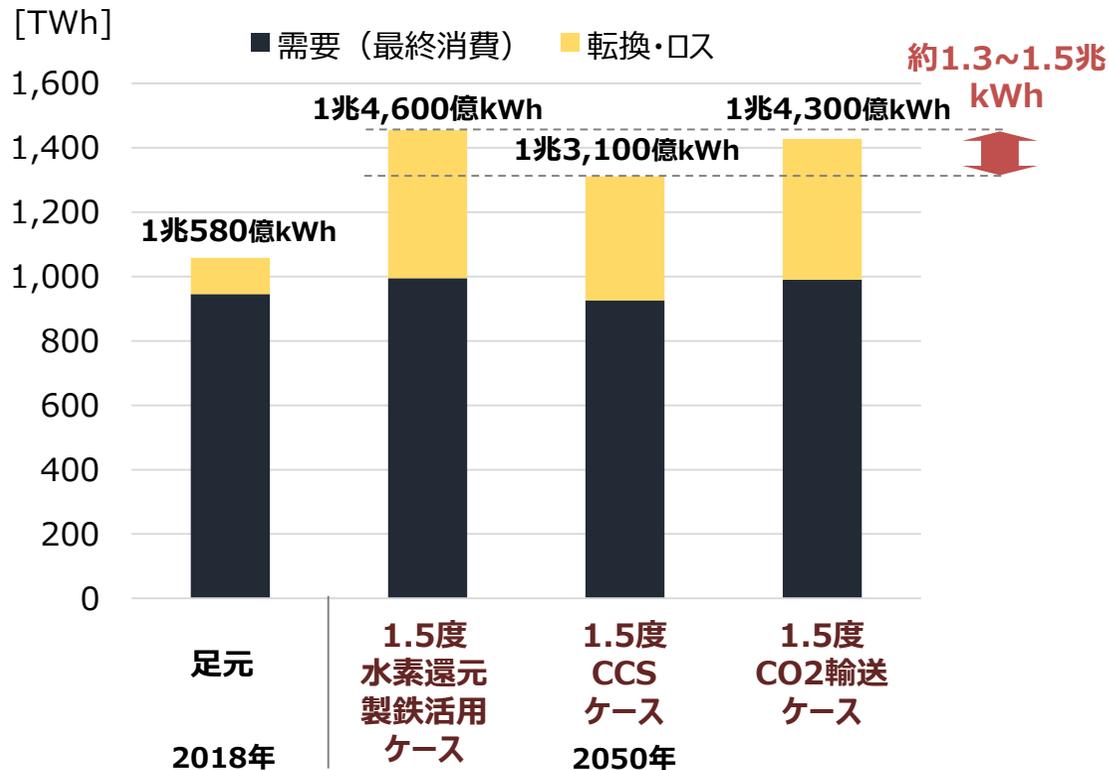
総電力発電量の増加比率（2015年比）



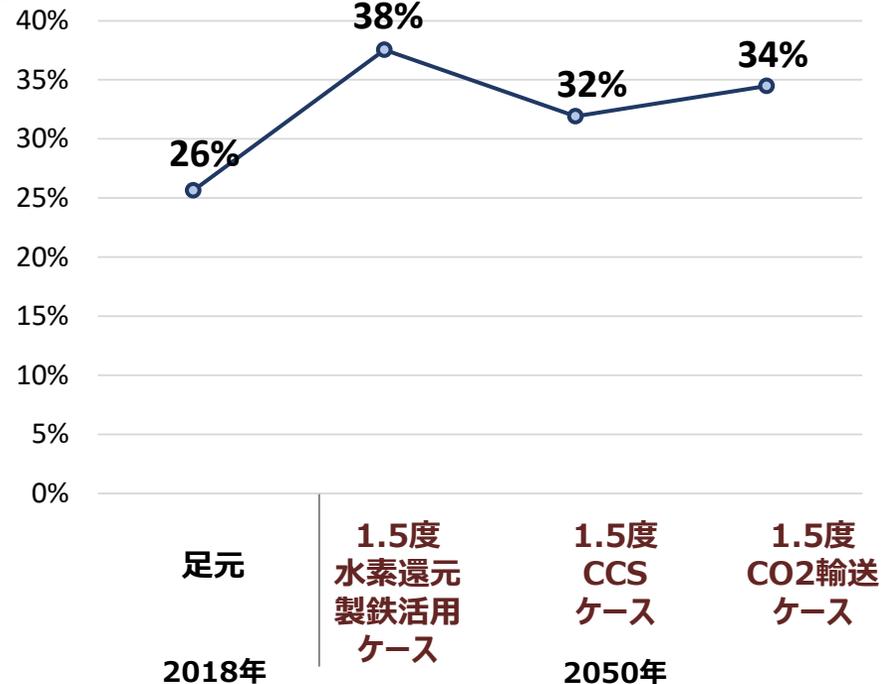
(参考) RITEによる発電電力量推計

- 地球環境産業技術研究機構（RITE）のエネルギー需給モデルにより、2050年CNにおける電力需要を分析。
- 省エネや人口減少等の需要下げ要因に対して、最終消費における電化率の向上、転換部門の需要創出（水素製造、CCUS/カーボンリサイクル利用等）の上げ要因がより強く作用した結果、発電電力量は約1.3-1.5兆kWhとなり、足下実績より増大。

RITEモデルにおける発電電力量



RITEモデルにおける電化率 (最終消費全体)



※ 転換は水素製造やCCUS/カーボンリサイクルにおける電力消費などを示す

(参考) RITEのエネルギー需給モデルの概要

- RITEモデルでは、世界全体を対象に、「エネルギーシステムモデル」を中心に、「エネルギー起源CO2以外の温室効果ガス評価モデル」と「気候変動モデル」を統合し、各種エネルギー・CO2削減技術のシステム的なコスト評価（コスト最小化）を実施。その結果を踏まえ、①カーボンニュートラルの実現は可能か、②その際のエネルギー・産業社会はどのようなになっているのか(限界削減費用・価格など)を分析。

前提条件

社会経済：

人口・GDP・エネルギー・サービス需要

エネルギー：

資源量・コスト、エネルギー転換効率・コスト

低炭素・脱炭素技術：

500以上の脱炭素技術とコストを想定

温室効果ガス・削減経路：

気温目標、排出削減経路など

RITEモデル

エネルギーシステムモデル

エネルギー起源CO2以外の温室効果ガス評価モデル

限界削減費用
(両者で均等化)

CO2排出

その他GHG排出

気候変動モデル

※世界を54分割して、時系列で動的に分析

コスト最適化計算

計算結果

対策費用（コスト）

限界削減費用・削減費用

温室効果ガス排出量の内訳

部門別排出量・部門ごとの排出内訳

エネルギー・産業

地域ごとの1次・最終エネルギー消費量

電力発電量、電力消費量

価格

電力コスト・鉄鋼価格

脱炭素技術

技術ごとの削減効果

など

(参考) モデルにおけるシナリオ想定

● シナリオの定義

ケース名	日本のGHG 排出制約	想定
1.5度水素還元製鉄活用ケース	GHG 100%削減	鉄鋼業の水素還元製鉄の実現・実用が加速
1.5度CCSケース		国内のCO2貯留ポテンシャル（CCS利用量）を拡大
1.5度CO2輸送ケース		海外へのCO2輸送 + 貯留の拡大

※いずれのケースにおいても、水素技術、CCUS/カーボンリサイクル、DACCSなどのイノベーション技術が織り込まれている

● 主要な想定（全シナリオ共通）

GDP	➢ 気候変動問題に対する国際研究コミュニティにおいて想定される社会経済シナリオ（SSP2）の想定を採用
生産活動量	➢ GDP成長率は2010～2030年1.6%、2030年～2050年0.4% ➢ 生産活動量は例えば粗鋼生産量は2030年1.1億トン、2050年1.2億トンなど
電化率	➢ エネルギー多消費産業については制約あり ➢ その他の部門についても、技術特性を踏まえつつ、価格競争の結果として電化への転換を考慮
省エネ	➢ 発電設備、需要側設備・機器の効率向上等を想定

電力部門の検討の進め方

- 電力部門の脱炭素化を目指す上で、それぞれの技術について足下の取組及び長期の課題と対応について検討。
- まずは主力電源化することを目指すこととしている再エネについて、長期的に大量導入を実現する上での課題と対応等を議論。その後、他の脱炭素電源（原子力、火力+CCUS/カーボンリサイクル、水素・アンモニア発電）について課題と対応等を議論。

検討事項

- 2050年を見据え、それぞれの電源が乗り越えるべき課題と対応
- 電源のCNを目指す上で、それぞれの電源の位置づけ

今回検討

再エネ

- 長期的に大規模導入を実現する際の課題と対応
- 系統の安定運用を維持するために必要な要素

次回以降検討

原子力

- 安全対策に関する直近の取組
- 技術的に確立した非化石電源としての価値

火力+CCUS/カーボンリサイクル

- CCUS/カーボンリサイクルの足下の技術開発動向、貯蔵量の限界
- 脱炭素社会における化石燃料利用の意義

水素・アンモニア発電

- 水素の供給手段ごとの課題と対応
- 他需要部門における水素利用の必要性

3. 再生可能エネルギーの導入拡大に向けた課題と対応

ー 再エネの現状

- ー (課題1) 出力変動への対応
- ー (課題2) 系統容量の確保／対応
- ー (課題3) 系統の安定性維持／対応
- ー (課題4) 電源別の導入拡大に向けた課題／対応
- ー (課題5) 国民負担について

御議論いただきたいこと

- 2050年のカーボンニュートラルの実現に向けて、**電化の促進、電源の脱炭素化が鍵**となる中で、**再生可能エネルギーの最大限の導入**を図っていくことが政府の方針。
- これまでのFIT制度による支援や系統整備等の取組を通じて、**再エネの導入量は世界6位**となり、電源比率で見ると2012年の9%から**2018年の17%にまで拡大**。カーボンニュートラルの実現に向けて、再エネの主力電源化の取組をさらに加速化していく必要がある。
- 他方、再エネの大量導入にあたっては様々な課題が存在。**例えば**、
 - ①自然条件によって**変動する出力への対応**、
 - ②再エネ適地から需要地に送電するための**送電網の整備**、
 - ③電源脱落等の**緊急時の安定性の維持**、
 - ④**自然制約**や**社会制約**がある中での案件形成
 - ⑤**国民負担**の抑制といった課題に対し、**イノベーション、制度整備等を通じて対応**する必要がある。
- 本日は、
 - ①**再エネの大量導入に向けた課題**
 - ②**その克服に向けた対応策**
 - ③**これらを踏まえたカーボンニュートラル社会における再エネの位置づけ**等について御議論いただきたい。

再生可能エネルギー導入拡大に向けた課題

① 出力変動への対応 (調整力の確保)

- 変動再エネ（太陽光・風力）は、自然条件によって出力変動するため、需給を一致させる「調整力」が必要。現在は調整電源として火力・揚水に依存。
- 調整力が適切に確保できないと、再エネを出力制御する必要。結果として、再エネの収益性が悪化し、再エネ投資が進まない可能性。
- 今後、変動再エネの導入量が増加する中で、①調整力の脱炭素化（水素、蓄電池、CCUS/カーボンリサイクル付火力、バイオマス、デマンドレスポンス等）を図りつつ、②必要な調整力の量を確保する、といった課題をどのように克服していくか。

② 送電容量の確保

- 再エネポテンシャルの大きい地域（北海道等）と大規模需要地（東京等）が離れているため、送電容量が不足した場合には、物理的に送電ができず再エネの活用が困難。
- 特に北海道については、北海道内の需要規模が小さいこともあり、導入拡大が難しい状況。
- 社会的な費用に対して得られる便益を評価しながら、どのように送電網の整備を進めていくか。

③ 系統の安定性維持 (慣性力の確保)

- 突発的な事故の際に、周波数を維持しブラックアウトを避けるためには、系統全体で一定の慣性力（火力発電等のタービンが回転し続ける力）の確保が必要。
- 太陽光・風力は慣性力を有していないため、その割合が増加すると、系統の安定性を維持できない可能性。
- その克服に向けて、疑似慣性力の開発等を進めていく必要があるが、現時点では確立した技術がない状況。

④ 自然条件や社会制約への対応

- 自然条件に左右される再エネの導入にあたっては、平地や遠浅の海が少なく、また日射量も多くない我が国の自然条件を考慮する必要。
- また、他の利用（農業、漁業）との調和、景観・環境への影響配慮を含む地域等との調整が必要。
- 導入できる適地が限られている中で、各電源毎の現状・課題を踏まえ、どのように案件形成を進めていくか。

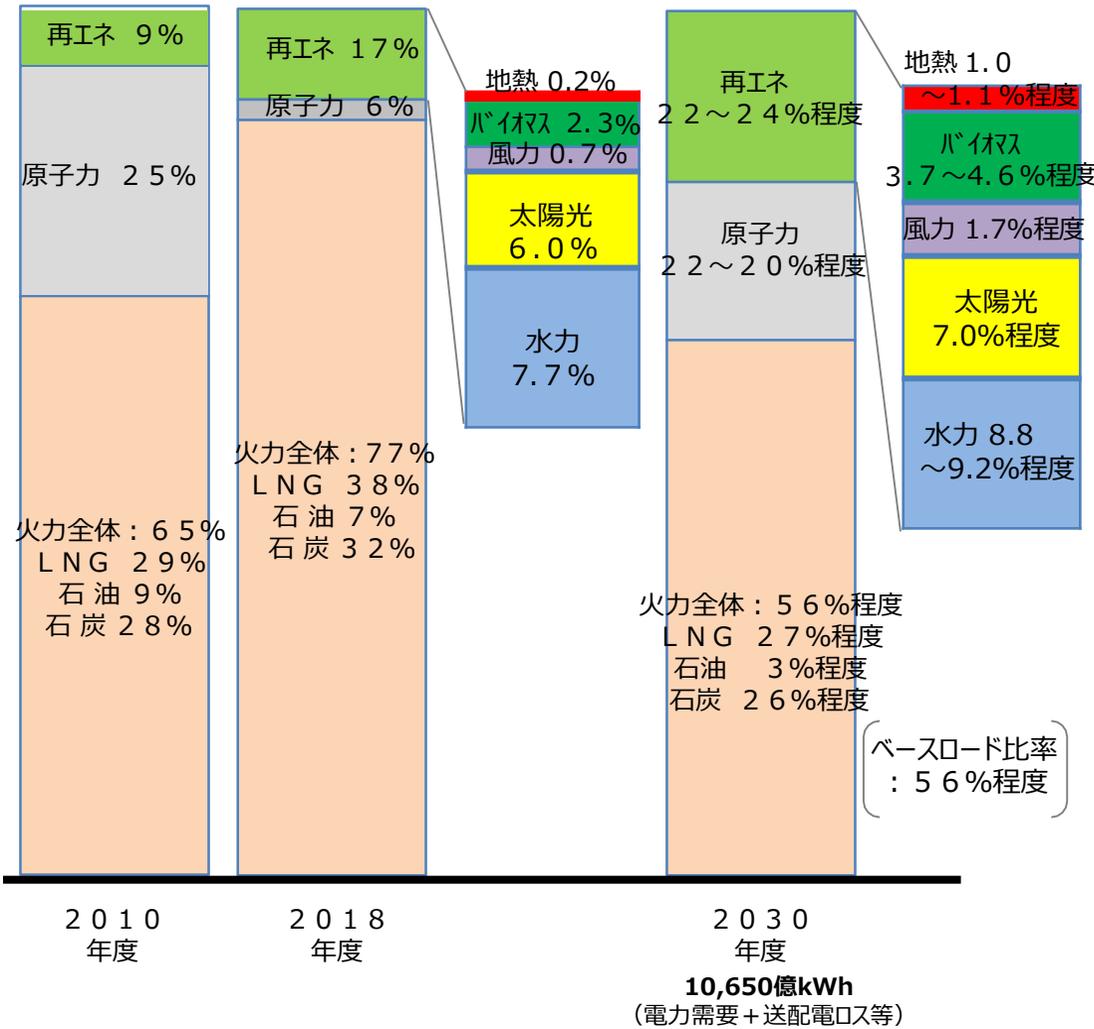
⑤ コストの受容性

- 上記のような諸課題を克服していくためには、大規模な投資が必要。また、適地が限られている中で大量導入した場合には、適地不足により今後コストが上昇するおそれ。
- 既に再エネ賦課金の負担が大きくなっている中で、こうしたコスト負担への社会的受容性をどのように考えるか。また、イノベーションの実現が不確実な中で、どのようにリスクに備えた対応をしていくべきか。

(注) これらの課題以外にも、今後検討を深める中で生じる様々な課題について対応策を検討する必要がある。

(参考) 再生可能エネルギーの導入状況

＜電源構成＞



(kW)	導入水準 (20年3月)	FIT前導入量 + FIT認定量 (20年3月)	ミックス (2030年度)	ミックスに 対する 導入進捗率
太陽光	5,580万	7,990万	6,400万	約87%
風力	420万	1,160万	1,000万	約42%
地熱	60万	62万	140~ 155万	約40%
中小 水力	980万	1,000万	1,090~ 1,170万	約86%
バイオ	450万	1,080万	602~ 728万	約68%

※バイオマスはバイオマス比率考慮後出力。

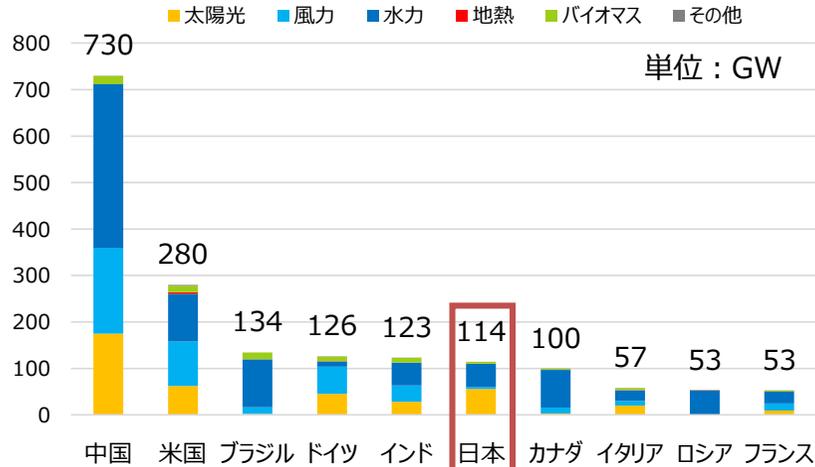
※改正FIT法による失効分(2020年3月時点で確認できているもの)を反映済。

※地熱・中小水力・バイオマスの「ミックスに対する進捗率」はミックスで示された値の中間値に対する導入量の進捗。

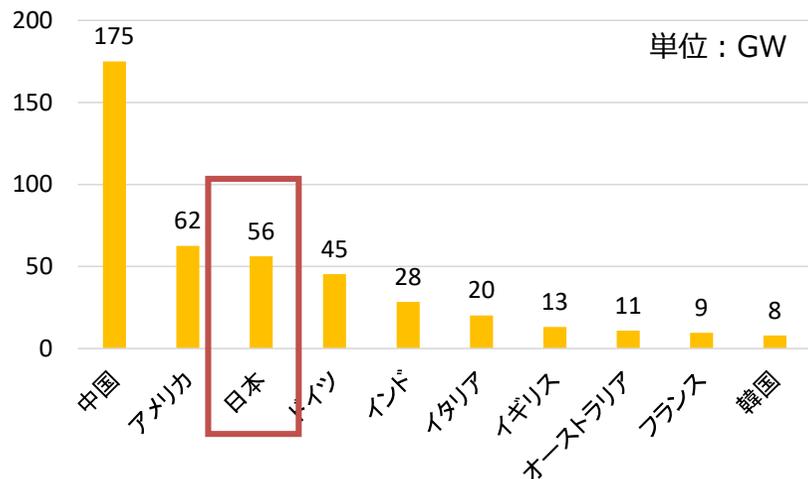
(参考) 再生可能エネルギー導入状況の国際比較①

- 国際機関の分析によれば、日本の再エネ導入容量は世界第6位、このうち太陽光発電容量は世界第3位。
- 発電電力量について、この6年間で約3倍という日本の増加スピードは、世界トップクラス。

各国の再エネ導入容量 (2018年実績)



各国の太陽光導入容量 (2018年実績)



出典：Renewables 2019 (IEA) より資源エネルギー庁作成

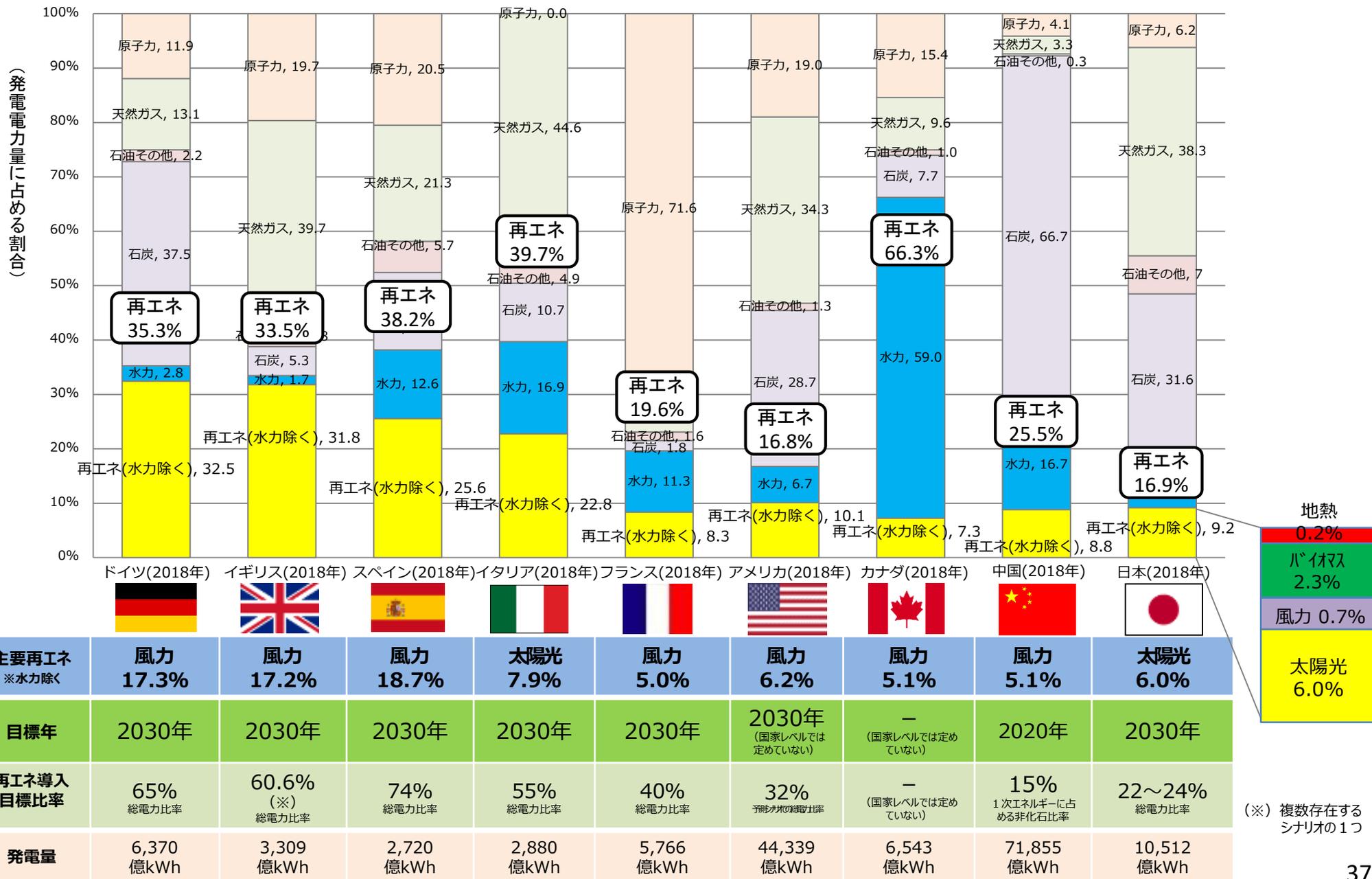
発電電力量の国際比較 (水力発電除く)

単位：億kWh

	2012年		2018年
日本	309	→ 3.1倍	963
EU	4,319	→ 1.6倍	7,035
ドイツ	1,217	→ 1.7倍	2,068
イギリス	358	→ 2.9倍	1,053
世界	10,693	→ 2.3倍	24,862

出典：IEA データベースより資源エネルギー庁作成

(参考) 再生可能エネルギー導入状況の国際比較②



(参考) 再生可能エネルギー導入状況の国際比較③

- 再エネはエネルギー密度が相対的に低く、導入可能量は自然条件・土地条件などに依存。
- 各国の再エネ導入量を機械的に国土面積で割ると、日本は面積あたり再エネ発電が多く、電力需要密度も高い。

	国土面積あたり発電量			電力需要密度 (総発電量÷国土面積)	電源構成に占める割合		
	太陽光	風力	水力		太陽光	風力	水力
日本	17	2	23 万kWh/km ²	280 万kWh/km ² (総発電量: 10,600億kWh 国土面積: 38万km ²)	6%	1%	8%
ドイツ	13	31	7 万kWh/km ²	180 万kWh/km ² (総発電量: 6,400億kWh 国土面積: 36万km ²)	7%	17%	4%
スペイン	3	10	7 万kWh/km ²	54 万kWh/km ² (総発電量: 2,700億kWh 国土面積: 51万km ²)	5%	19%	13%
イタリア	7	6	17 万kWh/km ²	96 万kWh/km ² (総発電量: 2,900億kWh 国土面積: 30万km ²)	8%	6%	17%
デンマーク	2	32	0 万kWh/km ²	71 万kWh/km ² (総発電量: 300億kWh 国土面積: 4万km ²)	3%	46%	0%
スウェーデン	0	4	14 万kWh/km ²	37 万kWh/km ² (総発電量: 1,600億kWh 国土面積: 44万km ²)	0%	10%	38%

3. 再生可能エネルギーの導入拡大に向けた課題と対応

— 再エネの現状

— **(課題1) 出力変動への対応**

— (課題2) 系統容量の確保／対応

— (課題3) 系統の安定性維持／対応

— (課題4) 電源別の導入拡大に向けた課題／対応

— (課題5) 国民負担について

出力変動に関する現状・課題・対応策

【現状・課題】

- 変動再エネ（太陽光・風力）は、自然条件によって出力が変動**するため、変動する需要と供給を一致させる「**調整力**」が必要。現在は調整電源として**火力・揚水に依存**。
- 変動再エネの導入が進展する中で、調整力を活用しても、なお、需要を上回る供給があった場合、**再エネ電源の出力制御が必要**。太陽光の導入が進んでいる九州においては既に、**出力制御を実施**。
※2019年度の九州エリアの出力制御実績
出力制御実施日74日（1発電所あたり15～24日）、出力制御率（再エネ総発電量に占める制御量の割合）4.1%。
- 調整力を適切に確保しないまま**、変動再エネの導入が進むと**出力制御率が大幅に増加**。収益が悪化し、再エネ投資が困難に。
＜電源構成と出力制御率の関係に関する機械的な試算結果＞
再エネの電源構成比33%ケース → 出力制御率12%
40%ケース → 出力制御率24%
46%ケース → 出力制御率32%
- 2050年カーボンニュートラルに向けては、**調整力の十分な確保を図りつつ、段階的に脱炭素化を図ることが重要**。

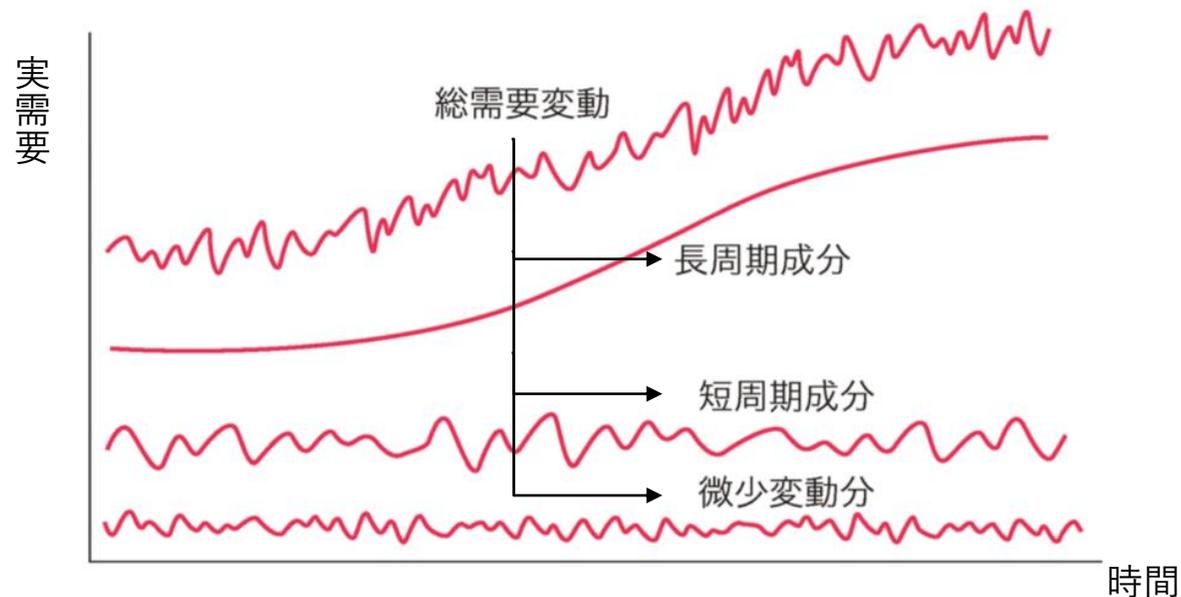
対応策

- 当面は、**火力発電・揚水発電を活用しつつ、連系線の増強**による地域間の融通や**デマンドレスポンスの活用促進**、再エネ発電事業者が電力需給を意識させる取組（**FIP制度の導入**）を進めて行く。
- また、2050年カーボンニュートラルに向けては、**水素・蓄電池等の電力貯蔵技術の研究開発・コスト低減**を通じて、調整力の脱炭素化を進めて行く必要。

出力変動と調整力

- 電力システムを安定的に運用するためには、需要と供給を常に一致させる必要がある。
- 供給側の変動は、発電設備の起動停止等のほか、太陽光・風力等の自然変動型電源においては、時間帯や季節、雲の通過・風向きの変化等によって生じる。
- 需要側の変動は、需要家における空調や照明の利用状況、オフィスビルや工場の操業などの社会活動や、季節や気温などの気象条件等によって生じる。
- 一般送配電事業者は、時々刻々と変動する需要と供給を一致させるべく、必要な調整力（現状は主に火力・揚水）を確保しており、周期が短い変動（数秒、数分単位等）から長い変動（数時間、数日単位等）まで、それぞれの変動に応じた調整力を用いて需給運用を実施。

各周期変動のイメージ



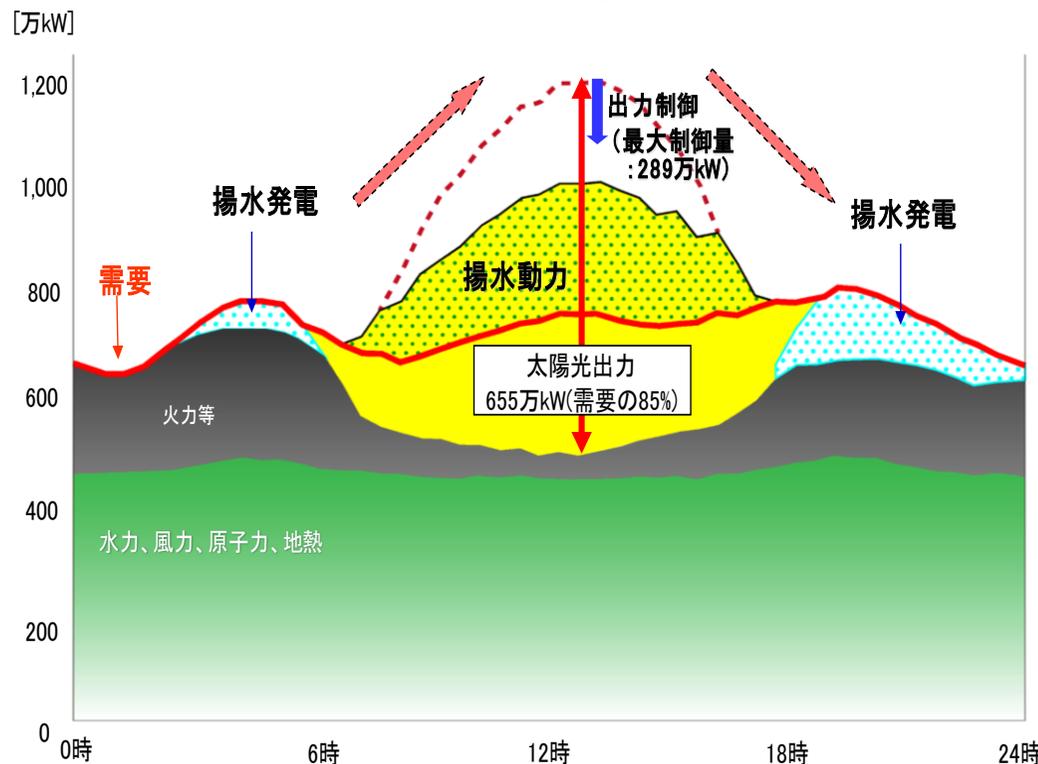
調整力が不足する場合の出力制御（九州エリアの事例）

- 優先給電ルールに基づき、火力電源の出力減や連系線・揚水の活用等の対応を図りつつも、なお、**需要を上回る供給があった場合、再エネ電源の出力制御が必要**となる。
- 既に、**九州エリア**では実施されており、2019年度の九州エリアの出力制御実績は、**出力制御実施日74日（1発電所あたり15～24日）、変動再エネの総発電量に占める制御量の割合は4.1%**。
- 今後、再エネの導入増により出力制御率は増加する可能性。**出力制御を受けた発電事業者は売電量が減少し、収益が圧迫**される。

優先給電ルールに基づく対応

- ① 火力（石油、ガス、石炭）の出力制御、揚水の活用
- ② 他地域への送電（連系線の活用）
- ③ バイオマスの出力制御
- ④ 太陽光、風力の出力制御
- ⑤ 長期固定電源※（水力、原子力、地熱）の出力制御
※出力制御が技術的に困難

九州エリアの需給イメージ（2020年3月8日）



出力制御の見込み（地域間連系線の制約を考慮したケース）

- 地域間連系線の容量制約によって、地域間で融通可能な電力量が制限されており、**出力制御の見込みは地域によって異なる。**
- **各地域における現時点での接続量・接続契約申込済量（承諾済も含む）が全て導入された場合、現状の地域間連系線の容量を最大限活用できることを前提としても、地域によっては出力制御量が大量に発生する可能性がある。**
- 例えば、九州において、現在の契約申込済量（約500万kW）が全て導入された場合、新たに接続した事業者は**30～34%の出力制御**を受けることになる。再エネポテンシャルの大きい北海道や東北なども同様の問題を抱える。

契約申込量が全て導入された場合の各地域における出力制御見込み（太陽光事業者の場合）

単位：万kW	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄	合計
①接続量実績	188	576	1472	897	103	572	493	275	944	35.2	約5,600
②接続量実績+契約申込済量	233	1145	2536	1186	132	771	762	343	1481	44.8	約8,600
②が全て接続した場合の出力制御率※	18.4% ～	13.6% ～	-	-	1.4%～ 1.7%	-	9.3%～ 13.1%	1.7%～ 3.6%	30%～ 34%	-	-

※30日等の出力制御上限を設定されていない事業者の出力制御率。

※接続量実績及び契約申込済量は、2020年3月末の値。

出所：各社公表資料（2020年3月末の接続料実績及び契約申込済量を使用）及び
系統ワーキンググループ資料（2019年12月）に基づき作成

変動再エネの導入量と出力制御率の関係（地域間制約を考慮しないケース）

- 地域間連系線の制約が仮に解消された場合の、再エネ導入量と全国における出力制御率を、いくつかのケースについて機械的に試算すると、**変動再エネの電源構成比33%のときに出力制御率が13%、40%のときに出力制御率24%、46%のときに出力制御率は32%となる。**
- なお実際は、地域間連系線の制約が残ることで、地域ごとの制御率は大きく異なりうる。

太陽光・風力の導入量及び出力制御率の関係性

	ケース①	ケース②	ケース③	ケース④
太陽光[GW]	64	188	254	320
風力[GW]	10	54	79	104
正味発電電力量 [億kWh]	1,070	3,340	4,070	4,610
電源構成比	11%	33%	40%	46%
出力制御率	0%	13%	24%	32%

(シミュレーションの前提)

・各ケースにおける太陽光・風力の導入量は、以下のとおり。（平均認定量は、利潤配慮期間終了後の2016-2019年度の平均の認定量。）

ケース①：2030年ミックスベース

ケース②：2020年6月末導入量 + 年間平均認定量 × 1 × 30年

ケース③：2020年6月末導入量 + 年間平均認定量 × 1.5 × 30年

ケース④：2020年6月末導入量 + 年間平均認定量 × 2 × 30年

・正味発電電力量は、出力制御後の太陽光・風力の発電量のことを指す。

・需要カーブは2012年の実績値、太陽光および風力の供給曲線は2012年の推計値を元に評価。

・原子力、水力は2018年の発電力に占める割合（需要の14%）。地熱・バイオマスは、2030年ミックスベース（需要の6%）。

・①実際には連系線制約により地域によって出力制御率が異なること、②太陽光・風力の出力を完全に予測できる前提にしていること、③揚水等の調整力が織り込まれていないこと、等から制御率等の数値については幅を持った解釈が重要。

(参考) カリフォルニア州で生じた需給バランスの制約 (計画停電の例)

- 米国カリフォルニア州では、需要に対して供給が不足するという需給バランスの制約から大規模停電が発生。具体的には、2020年8月に歴史的な猛暑による高需要の状況が続く中、8月14日の夕方、火力発電のトラブル等により、太陽光発電の出力減少等に伴う不足分の供給を補うことができず計画停電を実施(約100万kW、49万軒)。
- 夕方のピーク需要を十分に満たすために、火力といった調整力を確実に確保していく重要性が示唆された。

計画停電の経緯

- 8月13日
需要家に対して、翌日(14日)の15時~22時までの節電を要請
- 8月14日
14時24分 需要家に対して、翌日(15日)の17時~21時までの自主的な節電を要請
14時57分 発電容量49.4万kWの天然ガス発電所がトラブルにより停止
連系線運用容量の拡大を要請
15時25分 ステージ2の緊急事態を宣言 ※系統運用事業者が市場に介入して発電容量を確保
18時38分 ステージ3の緊急事態を宣言 ※供給力不足による負荷遮断が必要
太陽光発電の出力減少による供給不足分を補えず、計画停電を実施(約100万kW)
19時40分 計画停電の復旧を開始
21時08分 全ての停電が復旧 ※ほぼ同時にステージ2の宣言も終了
- 8月15日
14時00分~15時00分 悪天候により太陽光発電の出力が約190万 kW減少【図2-①】
17時12分~18時12分 風力発電の出力が120万kW減少【図2-②】
18時13分 天然ガス発電所の出力が約 40 万 kWから約 15万 kWへ低下
18時16分 ステージ2の緊急事態を宣言
18時25分 計画停電を実施(約70万kW)
18時28分 ステージ3の緊急事態を宣言
18時48分 計画停電の復旧を開始
19時55分 全ての停電が復旧 ※ほぼ同時にステージ2の宣言も終了

図1：需要及び実需要 (8月14日~15日)

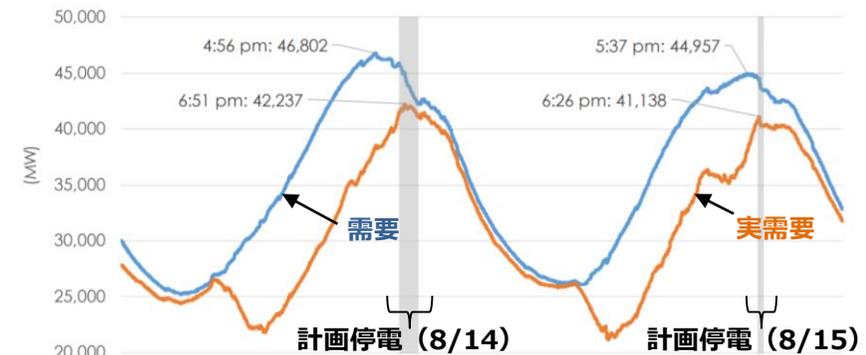
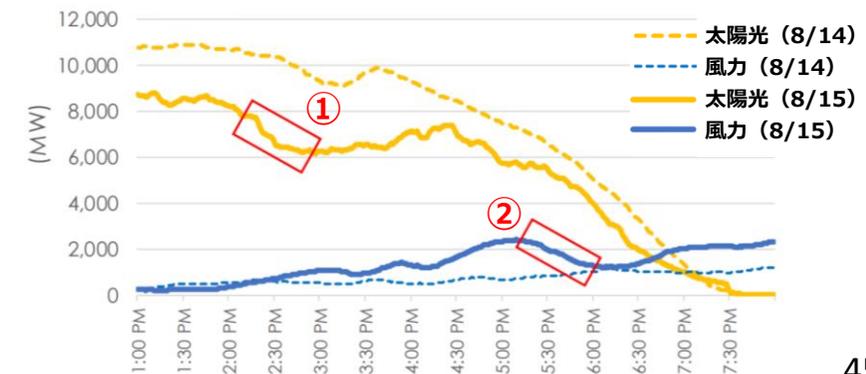


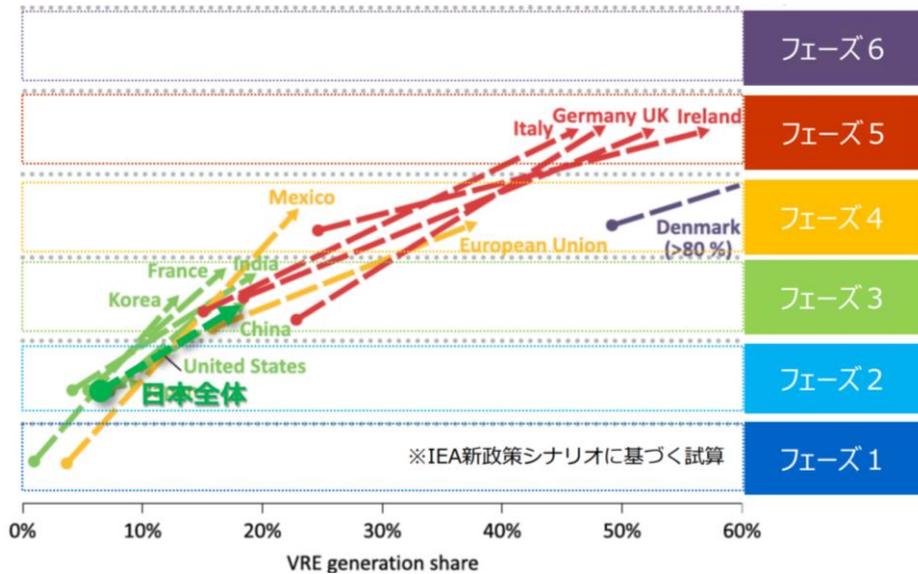
図2：太陽光・風力の発電状況 (8月14日~15日)



調整力の確保に向けた取組

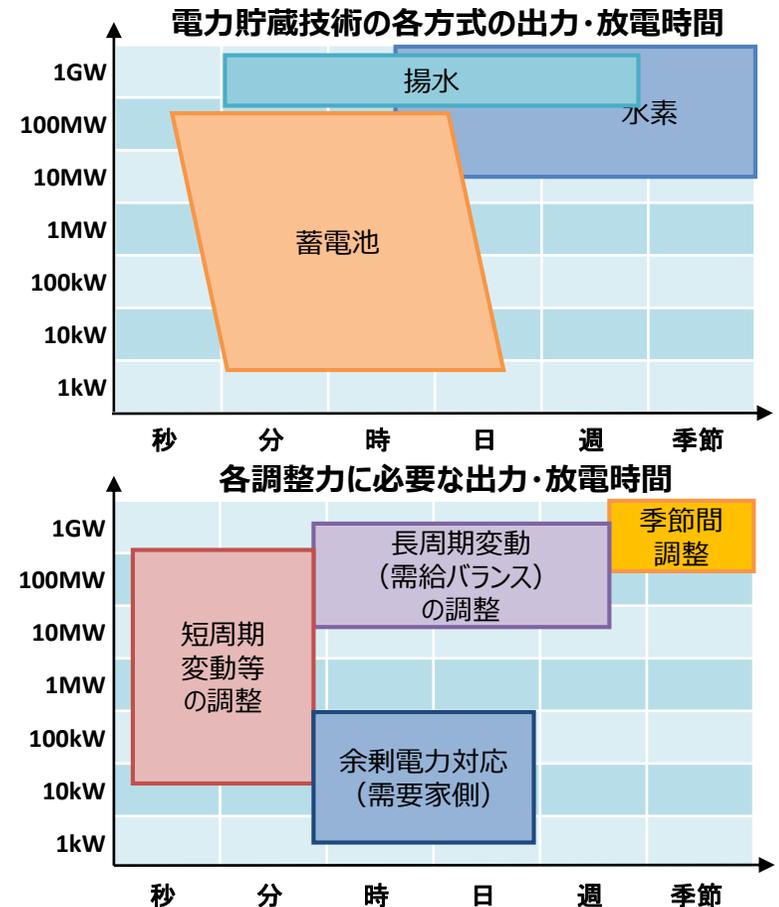
- 変動再エネの導入拡大に伴い、出力変動が増加するため、段階に応じた調整力の確保が必要。
- 当面は、**火力発電・揚水発電を活用しつつ、連系線の増強による地域間の融通やデマンドレスポンスの活用促進、再エネ発電事業者に電力需給を意識させた取組を促すことが重要。**
- 長期的には、2050年カーボンニュートラルが要請される中、**調整力の脱炭素化**を実現するため、上記の取組に加え、**電力貯蔵技術（水素・蓄電池等）のコスト低減、社会実装に向けたイノベーション**が求められる。

＜各国の運用上のフェーズの変化（2017→2030年）＞



- フェーズ1：ローカル系統での調整が必要となる。
- フェーズ2：系統混雑が現れ始め、需要と変動再エネのバランスが必要となる。
- フェーズ3：出力制御が起り、柔軟な調整力や大規模なシステム変更が必要となる。
- フェーズ4：変動再エネを大前提とした系統と発電機能が必要となる。
- フェーズ5：変動再エネの供給が頻繁に需要を上回り、交通や熱の電化による柔軟性確保が必要になる。
- フェーズ6：変動再エネの余剰・不足がより長い時間軸で発生し、合成燃料や水素等による季節貯蔵が必要になる。

出所：IEA World Energy Outlook 2018より作成



出所：IEA Technology Roadmap Hydrogen and Fuel Cells より作成

調整力の確保に向けた取組

- 調整力の確保に向けて、以下の技術開発や社会実装に向けた取組を進めている。
 - ① **系統用蓄電池**：代替手段である揚水発電と同額の設置コスト（2.3万円/kWh）の達成、大型容量・数時間の連続充放電の実現に向けた技術開発・実証等
 - ② **水素**：高効率・高耐久・低コストの燃料電池システムや移動体用水素タンク等の実現のための研究開発、さらには多様な用途での活用に向けた技術実証等
 - ③ **デマンドレスポンス**：再エネ電力の余剰時間を想定して、分散型リソースを稼働させて需要をシフトする実証事業等

大型蓄電システム緊急実証事業 実施概要 (平成25年度～平成31年度)



事業者名 東北電力株式会社

設置箇所 西仙台変電所

電池種類 リチウムイオン電池

電池容量 出力：20,000kW
容量：20,000kWh

事業者名 北海道電力株式会社
住友電気工業株式会社

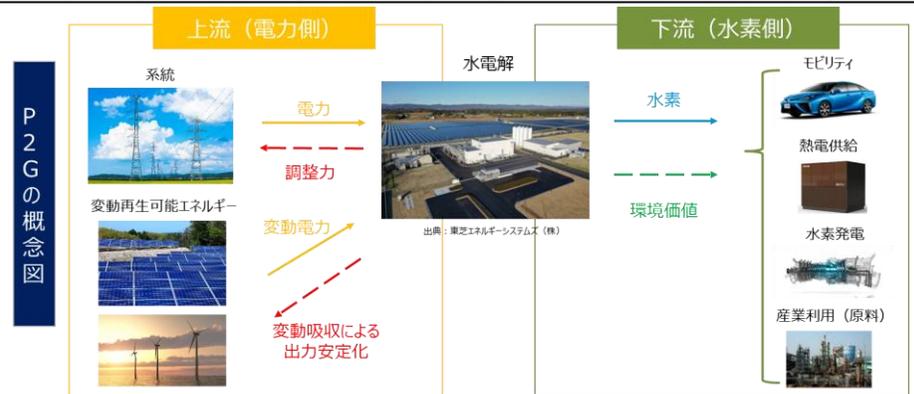
設置箇所 南早来変電所

電池種類 レドックスフロー電池

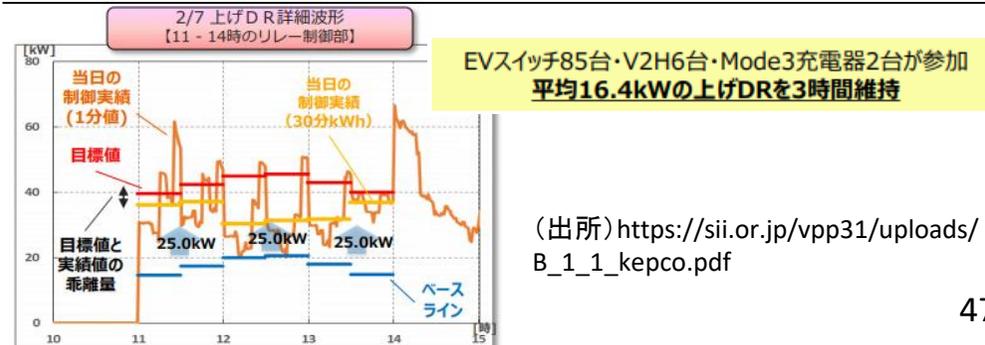
電池容量 定格出力：15,000kW
定格容量：60,000kWh

(出所) 各社公表資料から作成

再エネからの水素製造（水電解／Power-to-Gas）



分散型リソースを活用した需要シフト実証の例



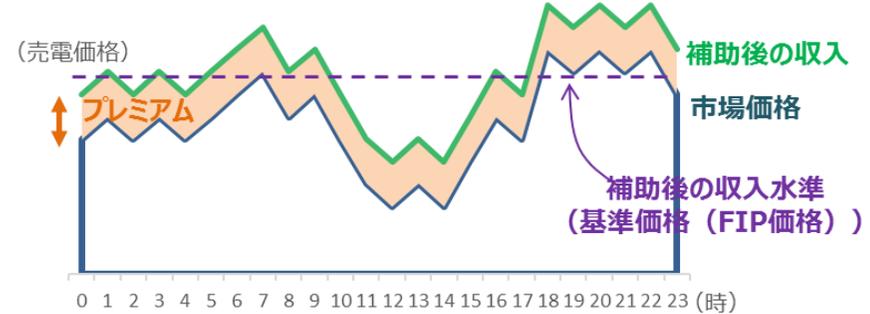
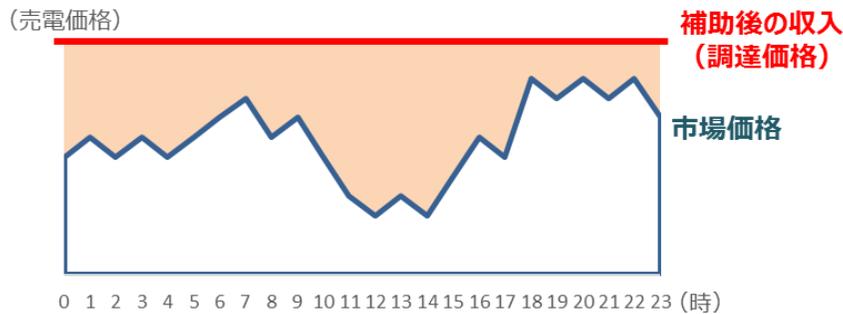
(出所) https://sii.or.jp/vpp31/uploads/B_1_1_kepco.pdf

再エネ事業者に電力需給を意識させる取組（市場連動型の導入支援）

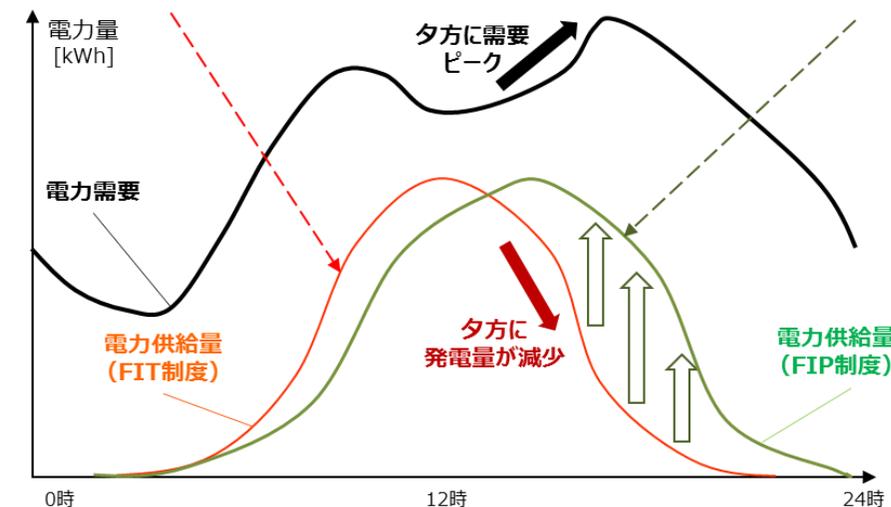
- 需給バランスの調整のためには、再エネ事業者に電力需給を意識させる取組も重要。
- **太陽光・風力等の導入支援にあたっては、従来のFIT制度から、電力市場と連動した支援制度であるFIP制度へ移行。**

FIT制度 価格が一定で、収入はいつ発電しても同じ
 → 需要ピーク時（市場価格が高い）に供給量を増やすインセンティブなし

FIP制度 補助額（プレミアム）が一定で、収入は市場価格に連動
 → 需要ピーク時（市場価格が高い）に蓄電池の活用などで供給量を増やすインセンティブあり
 ※補助額は、市場価格の水準にあわせて一定の頻度で更新



1日の電力需要と太陽光発電の供給量



3. 再生可能エネルギーの導入拡大に向けた課題と対応

- 再エネの現状
- (課題1) 出力変動への対応
- **(課題2) 系統容量の確保／対応**
- (課題3) 系統の安定性維持／対応
- (課題4) 電源別の導入拡大に向けた課題／対応
- (課題5) 国民負担について

【現状・課題】

○風力発電のための風況の良い区域は、**北海道・東北に集中**。大きな需要地（首都圏等）で活用するためには、**系統容量（連系線や基幹系統）を確保**する必要。

①北海道と東北の連系線

- ・現状90万kW(0.9GW)。今後120万kW(1.2GW)への拡大を予定。
- ・洋上風力の導入拡大を踏まえると大規模な送電容量の確保が必要。

※洋上風力の官民協議会においては、**2030年までに1,000万kW、2040年までに3,000万kW**といった議論がされており、その一定割合が北海道・東北で実施されることが期待される。
一方で、北海道内の需要規模は最大で500万kW程度であり、北海道内での消費には限界が存在。

②域内の基幹系統

- ・北海道、東北、東京については域内の基幹系統にも空き容量がない箇所が多く、北海道から東京まで電力を運ぶためには、こうした基幹系統の整備も必要。

○また、**レジリエンスの強化・分散型再エネ導入の観点**から、**マイクログリッドの構築**や**配電ビジネスの促進**を図っていくことが重要。

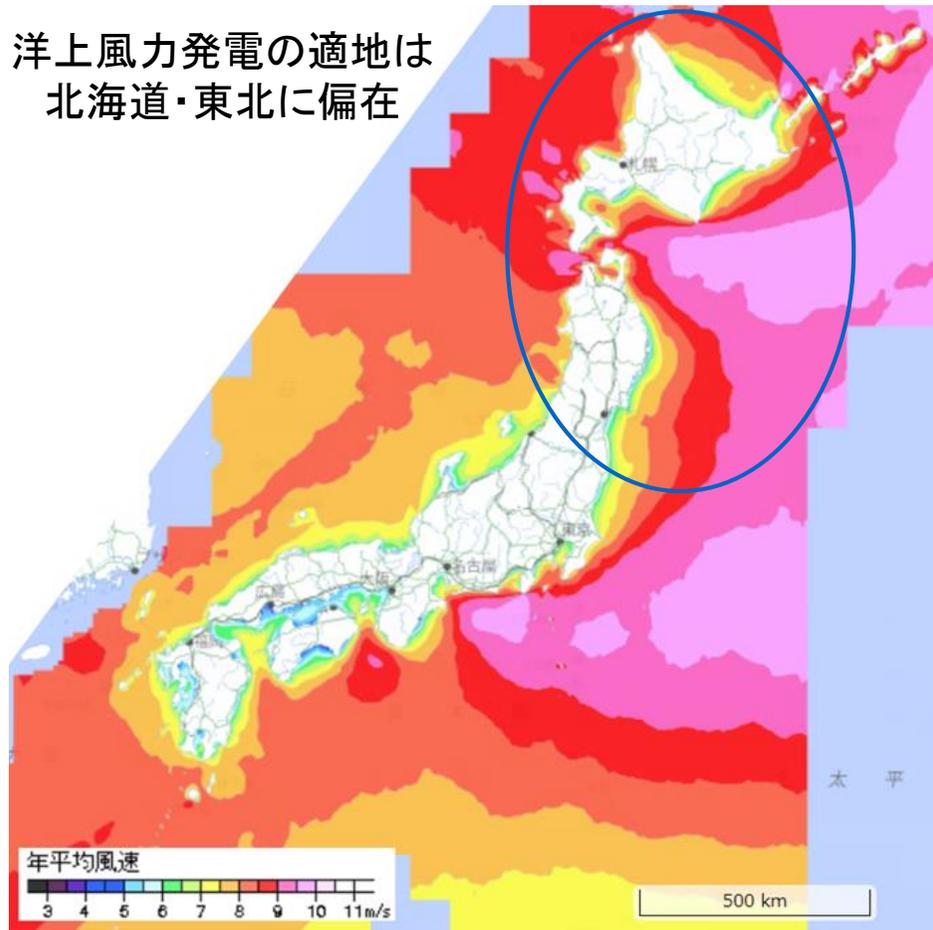
対応策

- 将来の電源ポテンシャルを踏まえた**マスタープランを策定**し、その**増強費用を全国で支える仕組み**を整備。この仕組みに基づいた、計画的な系統整備の実施。
- 既存系統の有効活用の観点から、「**ノンファーム型接続**」の**全国展開**や、**再エネが石炭火力等より優先的に基幹系統を利用**できるように、**利用ルールの見直しを検討**する。
- 地域マイクログリッドの構築支援等を進めていく。

(参考) 再エネ適地の偏在性／基幹系統の混雑状況

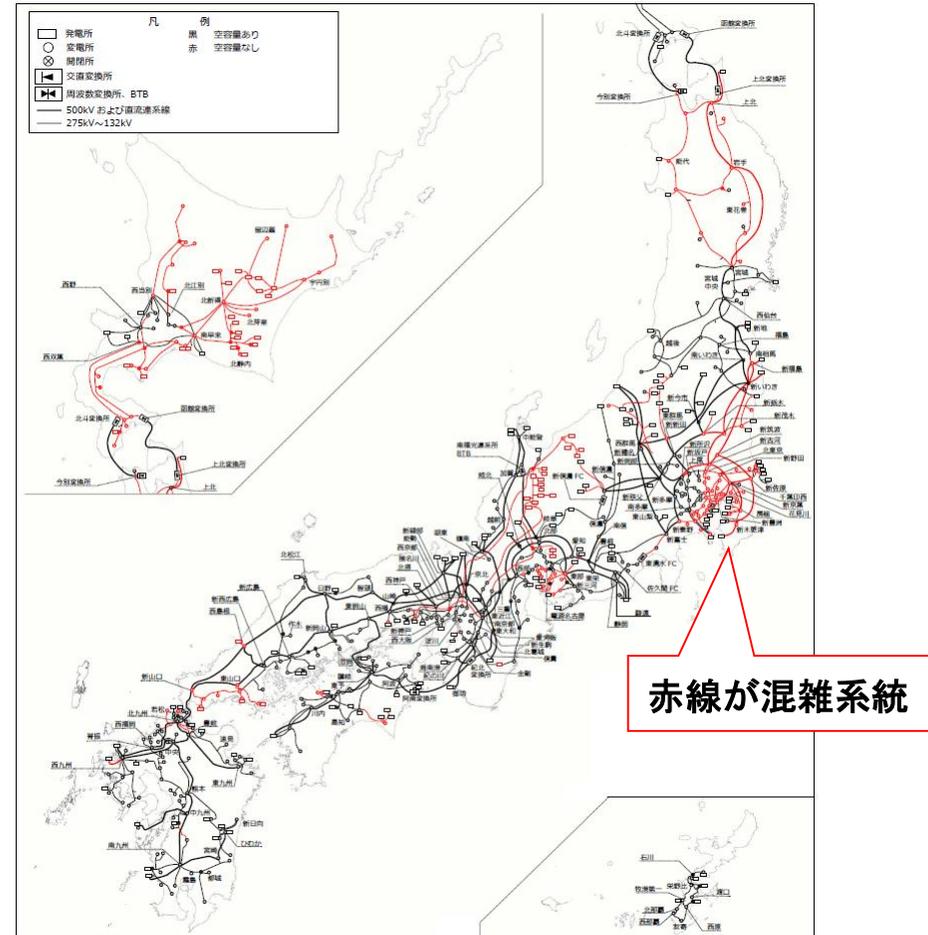
洋上風力発電の適地(風況マップ)

洋上風力発電の適地は
北海道・東北に偏在



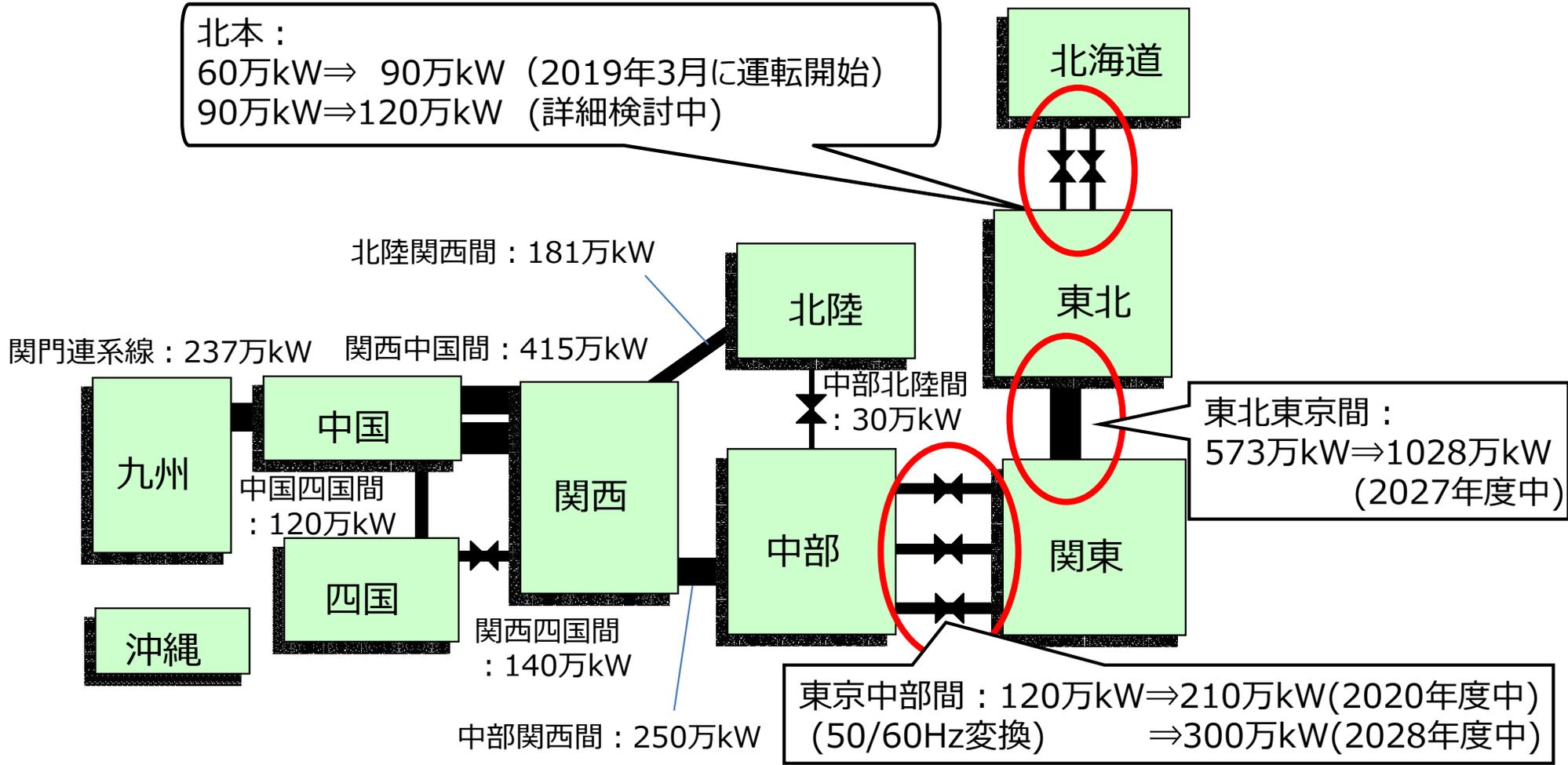
出所) NeoWins (NEDO) 風況マップより

基幹系統の混雑状況



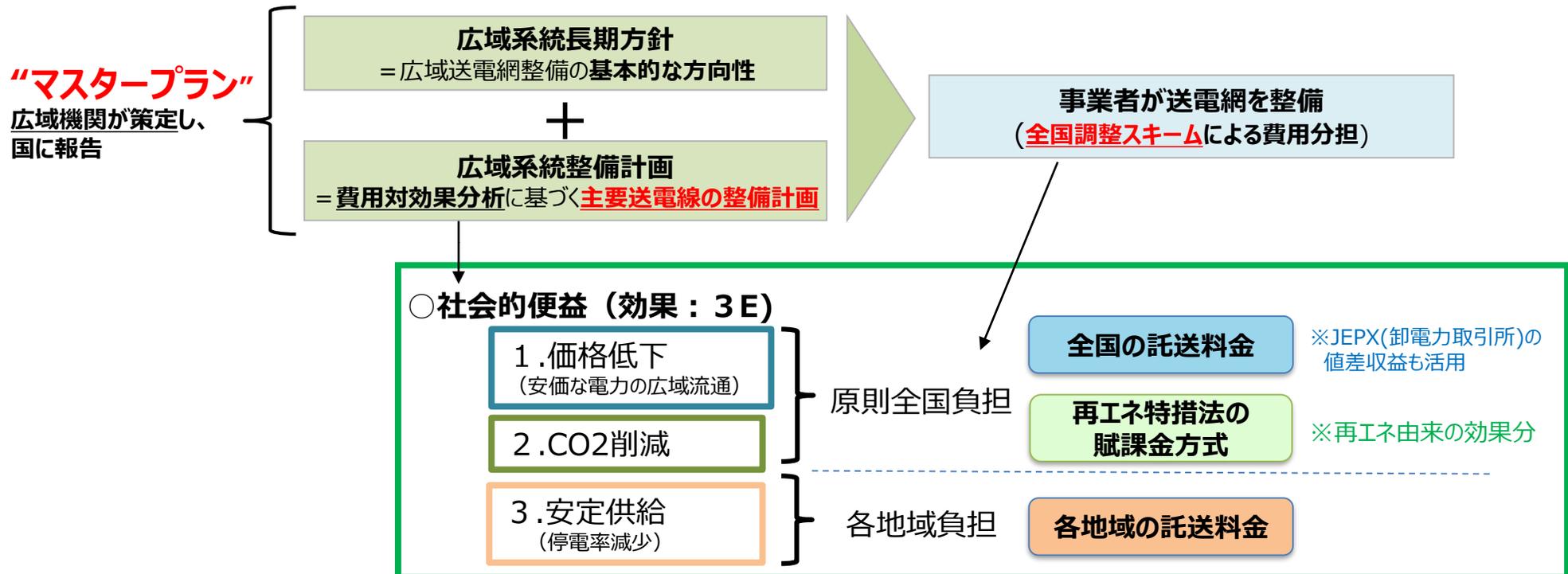
出所) 2020年9月23日18時時点の各社空き容量マップ

(参考) 地域間連系線の整備状況



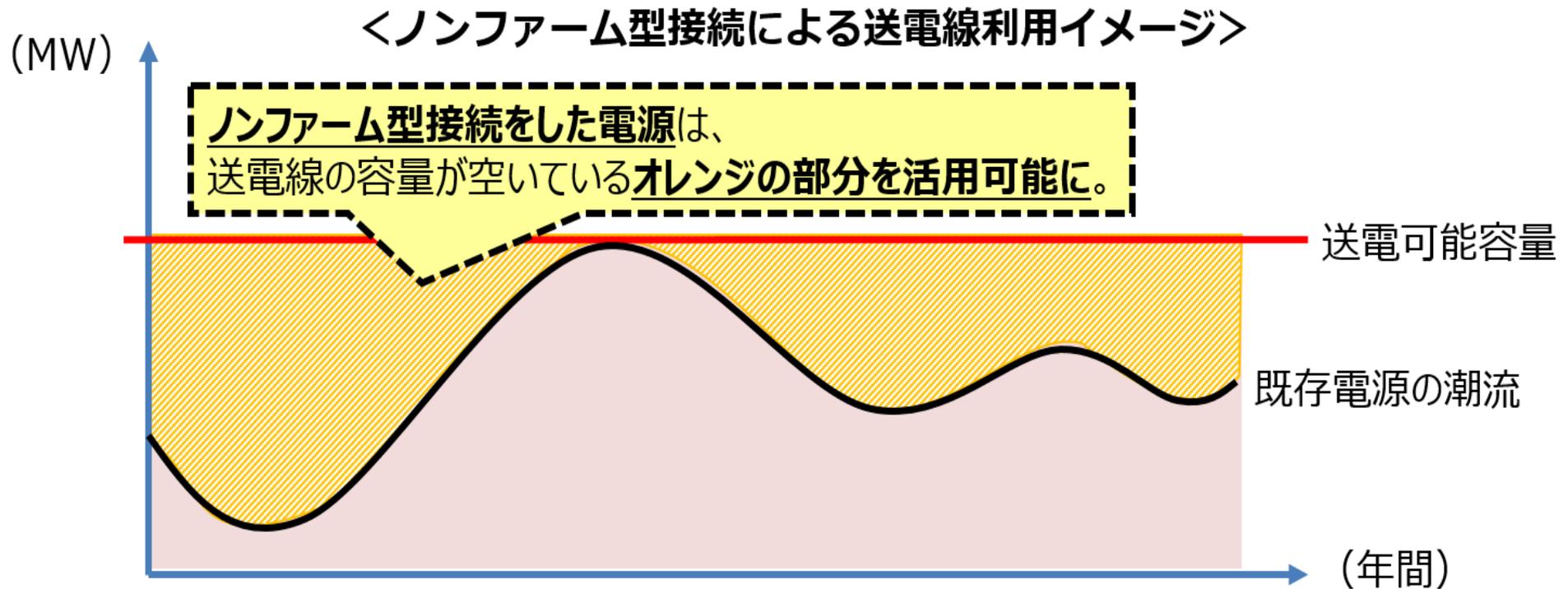
系統整備に向けた取組（マスタープランに基づく計画的整備）

- 我が国の電力ネットワークを次世代型に転換していく上で、費用負担が障壁に。
- 具体的には、安定供給上の便益などから、その両端のエリアにおいて増強費用を負担をすることが原則であったため、再エネポテンシャルの高いエリアほどその増強の負担が大きくなるという構造。
- このため、将来の電源ポテンシャルを踏まえたプッシュ型のマスタープランを策定した上で、その増強費用を全国で支える仕組みとして、再エネ由来の効果分（価格低下及びCO2削減）に対応した負担についての再エネ特措法上の賦課金方式の活用等の仕組み（全国調整スキーム）を、エネルギー供給強靱化法において実現。



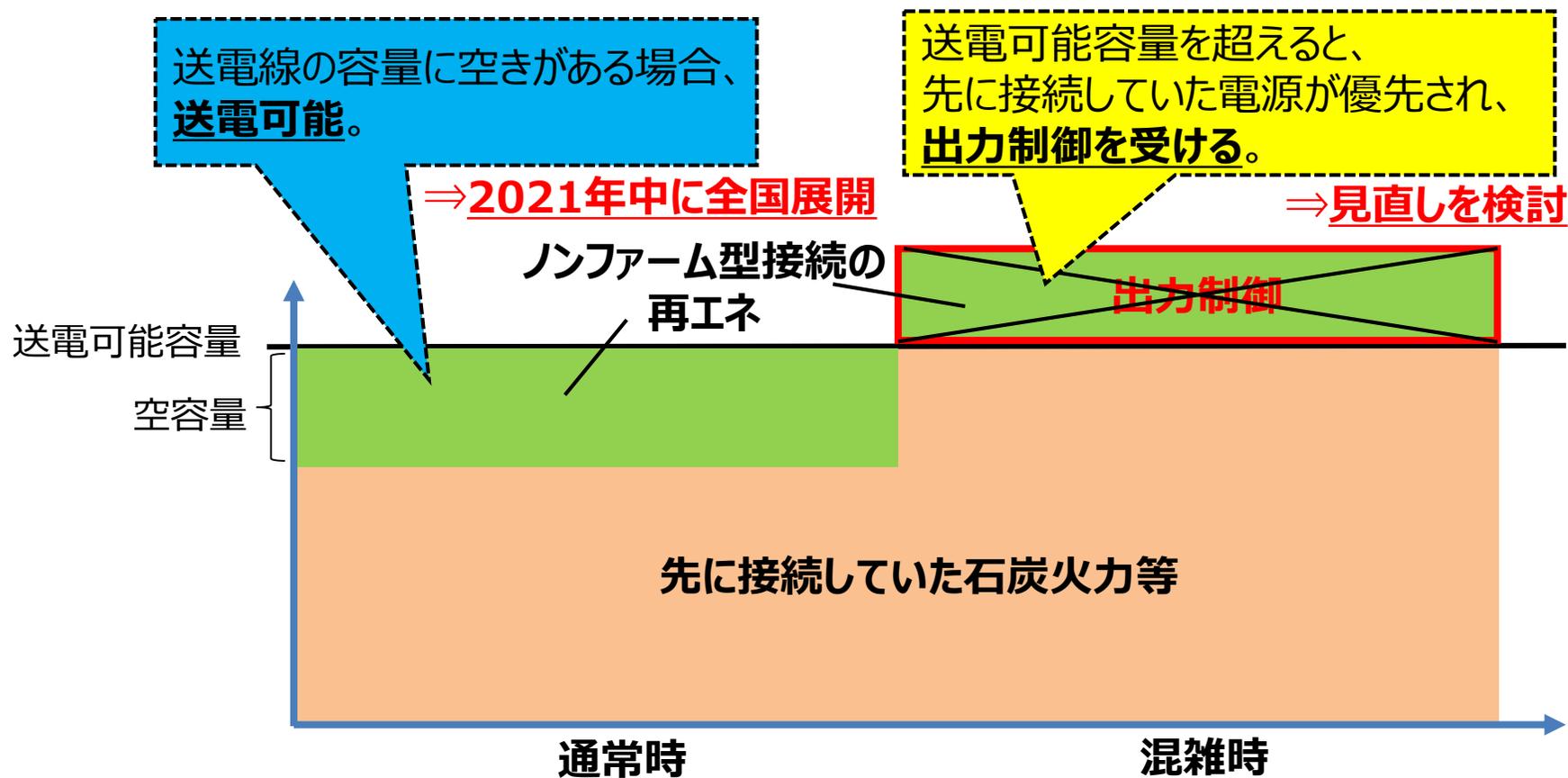
ノンファーム型接続の全国拡大による既存システムの活用

- 再エネの導入拡大の鍵となる送電線の増強には一定の時間を要することから、早期の再エネ導入を進めるための方策の1つとして、2019年以降、送電線混雑時の出力制御を条件に新規接続を許容する「ノンファーム型接続」を試行的に実施している。
- 具体的には、2019年9月から千葉エリアにおいて、また、2020年1月から北東北エリア及び鹿島エリアにおいて先行的に実施しており、その他の地域においても、2021年中の全国展開を目指している。



基幹送電線利用ルールの見直し

- 現在、ノンファーム型で接続している再エネは、系統混雑時の制御を条件に接続する電源であり、系統混雑時には非効率な石炭火力を含む先にファームで接続している電源に劣後し、出力制御を受けることになる。また、大規模な再エネの潜在容量も多い系統では、再エネの接続により、将来的に多くの出力制御が発生する可能性もある。



地域マイクログリッドの構築支援

- 地域の再生可能エネルギーの特性を活かし、地域のレジリエンス向上と地産地消型のエネルギー供給等の実現に向け、地域マイクログリッド構築支援事業により先例モデル構築に取り組み、改正電気事業法により、配電事業等を位置づけ。

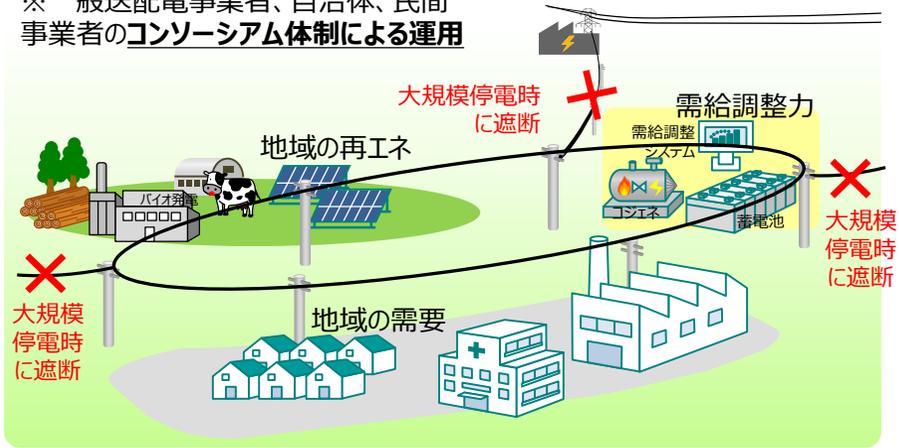
<地域マイクログリッド構築支援事業>

- ・災害時に自立的な電力供給を可能とするマスタープランの策定支援等。
- ・一般送配電事業者と自治体、民間事業者が連携し、地域のレジリエンス向上に取り組む体制、システムの構築を目指す。

【課題】

- ・運用ルールや料金精算の方法等、電力会社と**案件毎に整理が必要**。
- ・最終供給責任は一般送配電事業者にあり、全体最適の中で判断するため、早期復旧には限界がある。

※一般送配電事業者、自治体、民間事業者の**コンソーシアム体制による運用**

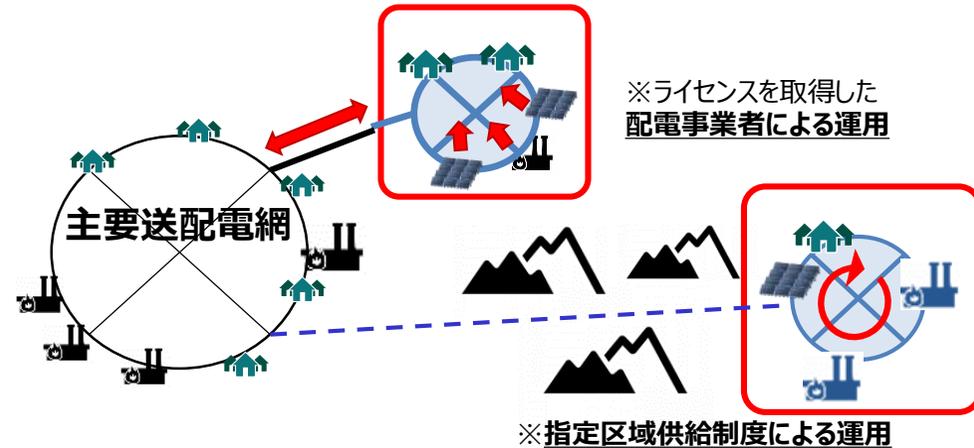


<配電事業・指定区域供給制度>

- ・本年6月に電気事業法を改正し、特定の区域で、**民間事業者が一般送配電事業者の配電網を活用し系統運用を行うことができる配電事業ライセンス**を創設。
- ・レジリエンス向上等を目的とした配電網の独立化について、制度整備中。

【期待される効果】

- ・配電事業のライセンス化により、**事業実施・検討を円滑化**
- ・災害時に特定区域で独立運用することによる**災害に強いまちづくり**
- ・地産電源の最大限の活用



3. 再生可能エネルギーの導入拡大に向けた課題と対応

- 再エネの現状
- (課題1) 出力変動への対応
- (課題2) 系統容量の確保／対応
- **(課題3) 系統の安定性維持／対応**
- (課題4) 電源別の導入拡大に向けた課題／対応
- (課題5) 国民負担について

システムの安定性維持に向けた現状・課題・対応策

【現状・課題】

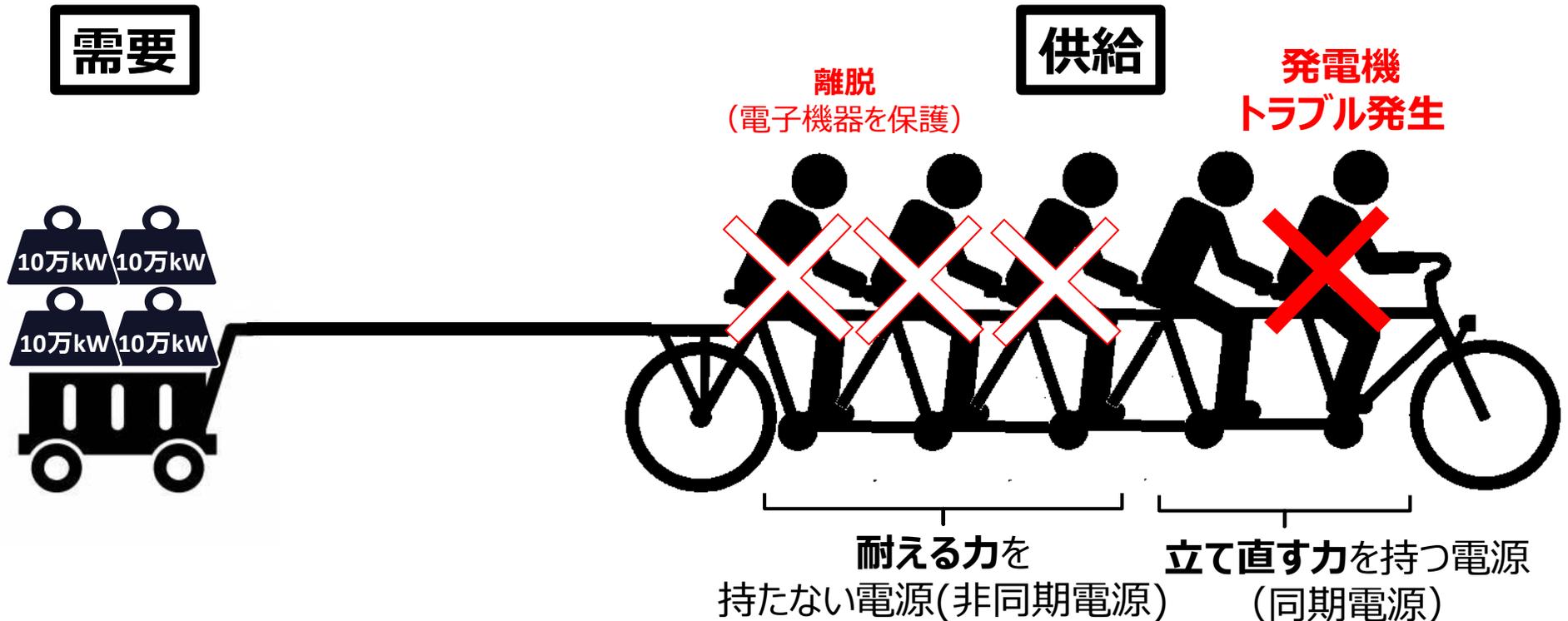
- **システムの安定性を維持**するためには、**周波数等※の維持**が重要。電源脱落等の事故があった場合に、エリア全体の周波数が低下すると、ブラックアウトが発生。
※他にも、電圧、同期化力等の維持も重要。
- これを防ぐためには、系統全体で一定の「**慣性力（タービンが回転し続ける力）**」を有している必要がある。**慣性力を有さない変動再エネ等の非同期電源比率が一定水準を超えると、ブラックアウトの可能性が急増**する。
 - 火力、原子力、非変動再エネ（水力、地熱等）・・・慣性力を有している（同期電源）
 - 変動再エネ（太陽光、風力）、蓄電池・・・慣性力を有さない（非同期電源）
- 再エネ導入量と系統安定性の関係に関する海外事例・分析
 - 事例① **アイルランド**における導入目標
瞬間的（ピーク時の）非同期電源比率が75%を限度に運用することを2020年の目標として設定
⇒ **再エネの電源比率（kWh）は、40%を目標として設定**
 - 事例② **日本国内における分析事例**（東京・東北エリア）
瞬間的（ピーク時の）同期電源比率が70%超となると、2GW（大型発電所2基分）の電源脱落事故の際、慣性力不足によりブラックアウトの可能性が増大する見込み。
⇒ **変動再エネの電源比率（kWh）は、概算で年間約30～40%**

対応策

- 再エネ電源でも慣性力を確保できるような技術（疑似慣性力機能付きパワーコン（PCS））の技術開発を実施。
- システムの安定性を維持するために必要な機能の要件化を検討。

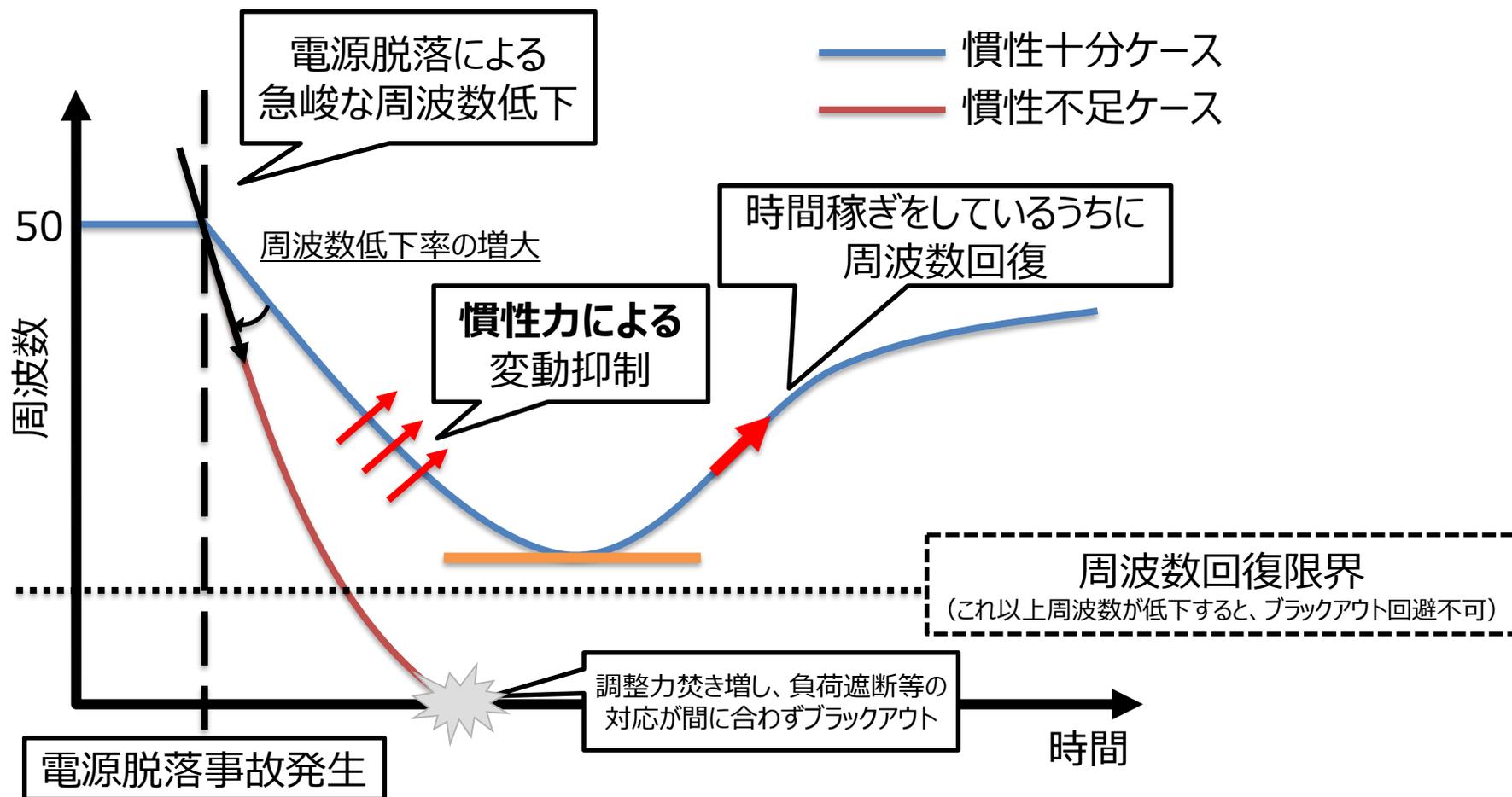
慣性力の減少と停電リスク

- 系統で突発的なトラブル（電源の離脱、落雷等）が生じた場合、
 - ✓ 太陽光、風力、蓄電池などの非同期電源は、50Hzや60Hzの交流に変換するため電子機器を使用。周波数や電流の急激な変化に対して、**周波数を維持する機能を持たず**、周波数の変化が一定の閾値を超えると、その電子機器を守るため**離脱**（解列）する。
 - ✓ 火力、原子力、水力などの同期電源（50Hzや60Hzの回転速度で回る電源）は、タービン（機械）の回転で発電しており、周波数や電流の急激な変化に対して、**同じ周期で回転を維持する力（慣性力）が働くため**、相対的に周波数や電流の急激な変化に対して、**発電を継続し、周波数を維持する機能を有する**。



(参考) 慣性力不足によるブラックアウトが発生するイメージ

- 慣性力は、火力等のタービンが回転し続ける力であり、電源脱落等によるエリア全体の周波数を維持して、停電を防ぐことができる。
- 再エネ導入拡大に伴い、火力等が減ることで、この慣性力が減少することが懸念される。



(参考) 慣性力確保にかかる海外事例

- 例えば、アイルランドでは、再エネkWh比率を2020年に40%、2030年に70%を目標として掲げている（瞬間的な非同期電源比率目標は2020年75%、2030年までに95%）。
- また、慣性力に関する技術的課題を抽出し、グリッドコードの見直し（周波数変化率0.5Hz/s→1.0Hz/s試験運用等）等の対策を、費用便益評価に従って対策を順次実施。
- また、イギリスやアメリカのテキサス州においても慣性力等確保に向けた取組が進められている。

諸外国における対策の内容

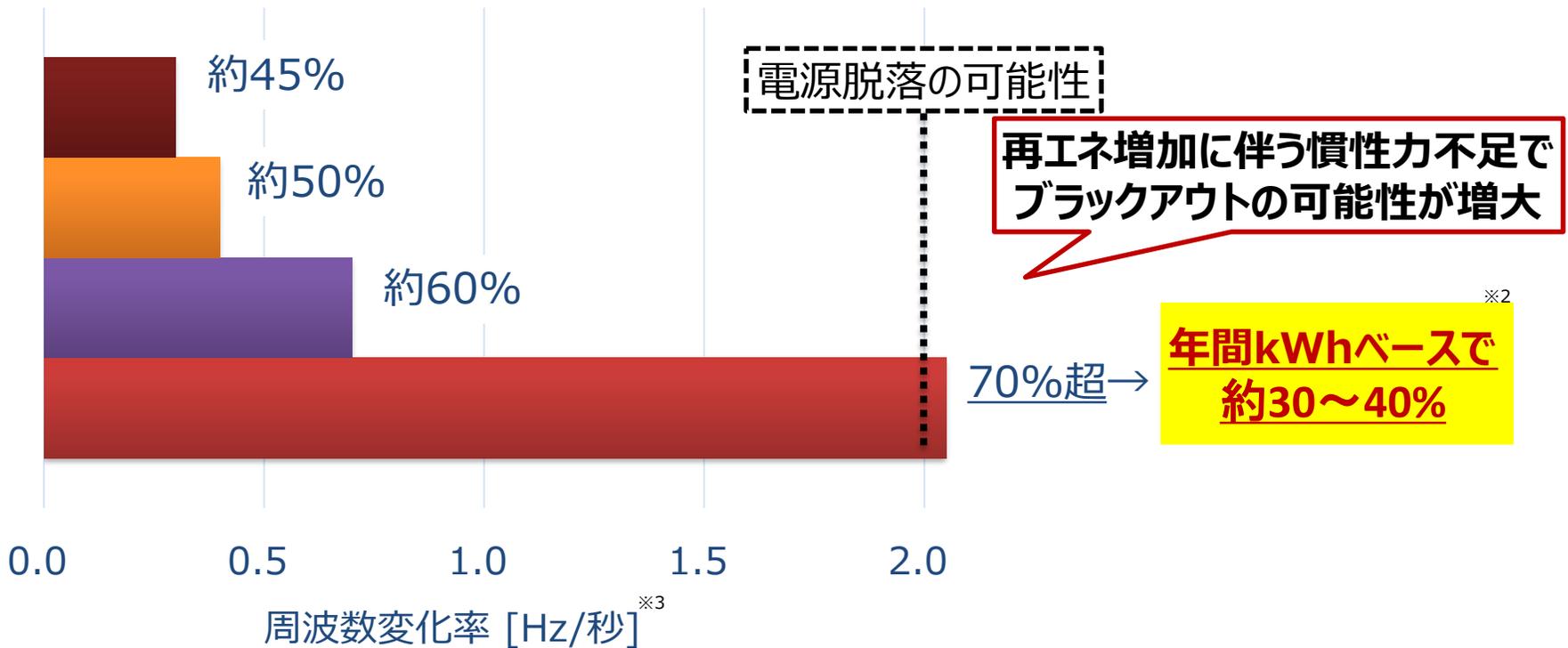
国名	対策の内容
アイルランド	<ul style="list-style-type: none">・ 相対契約による慣性力、調整力の調達・ グリッドコードの見直し(風力に電圧制御機能の具備など)
イギリス	<ul style="list-style-type: none">・ 毎日の入札により、反応速度の早い調整力の調達を強化（入札の大宗は蓄電池）・ グリッドコードの見直し(風力への周波数制御機能など随時見直し)
アメリカ (テキサス州)	<ul style="list-style-type: none">・ 入札による調整力調達、2020年度以降さらなる高速応答商品を調達予定・ グリッドコードの見直し(周波数調整機能強化など)

出所：電力広域機関「第55回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会 資料3」を元に作成

(参考) 東京・東北エリアにおける「再エネ導入と停電リスク」に関する分析

- 50Hzエリア(東北エリア・東京エリア)における再エネ導入拡大の影響分析として、慣性力不足による安定供給への影響を評価した。
- 大規模発電所が緊急停止(電源脱落)した場合に、広範囲に停電が生じるといった安定供給への影響が拡大する見込み。

緊急時における変動再エネ^{※1}の瞬間的な比率(kW)比率



※1 ここでは太陽光・風力の自然変動電源を指す

※2 70%超を年間最大の出力とした場合であり、再エネ等の電源構成や設備利用率によって変化する

※3 1秒で変動する周波数

慣性力確保に向けた取り組み

- 変動再エネの導入量を拡大しつつ、慣性力を確保するためには、**電力から物理的な回転を生み出すための機械装置**を追加的に系統上に設置する手法があるが、**高コスト**。

※慣性力確保の技術例

同期調相機 ……系統からの電力を用いて、機械的な回転を生み出すことによって、慣性力を供給する。

MGセット ……変動再エネ・蓄電池からの電力を用いて、モータを回転させることで、慣性力・電力を供給する。

- これに代わる手法として、変動再エネに設置されている**PCSに擬似的な慣性力を提供するシステムを具備**する「**疑似慣性力機能付きPCS**」の研究開発を実施中。
- また、将来的な技術開発も見越した上で、系統の安定性を維持するために必要な**系統に接続する電源に必要な要件の検討**を開始。

慣性力を確保するための各技術のイメージ

疑似慣性力付きPCS



同期調相機



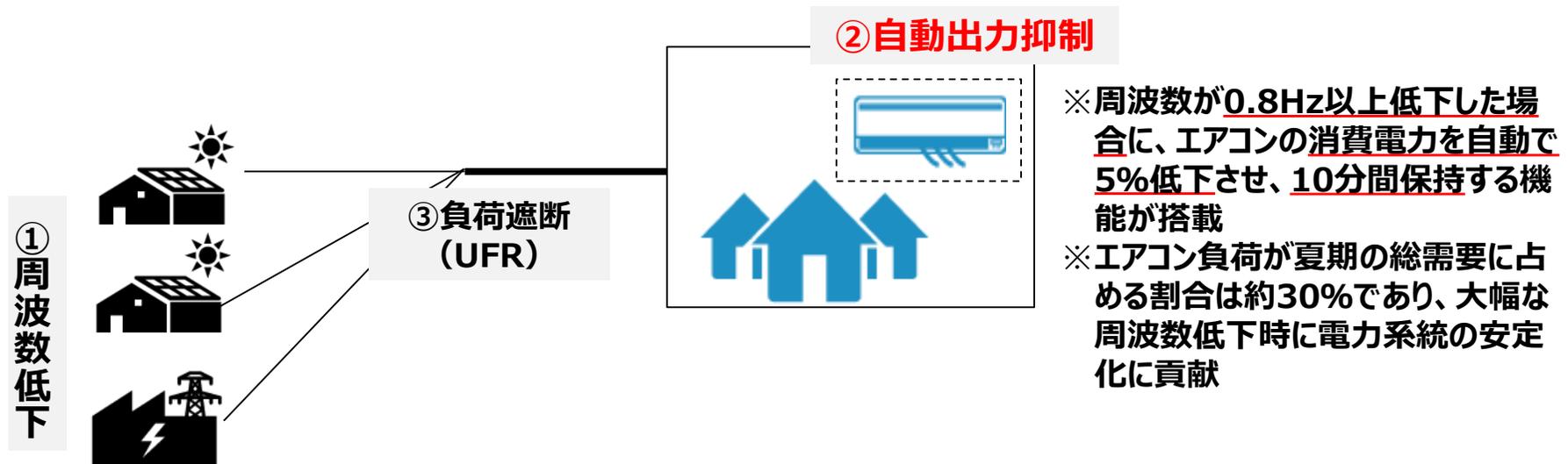
MG(モータ・ジェネレータ)セット



(参考) 自律分散型負荷制御機能付エアコンによる系統安定化対策

- 太陽光発電等の導入拡大により非化石エネルギーの発電量が増加した場合、調整力のある火力発電による供給が減少。こうした中で電力系統を安定させるためには、供給側のみならず、需要側での系統安定化対策も重要となる。
- 一部のエアコンには、供給側の周波数低下時等に自動で出力を抑制する機能が搭載されており、大規模災害時等に系統の安定化に貢献することが期待される。

■ 機能のイメージ



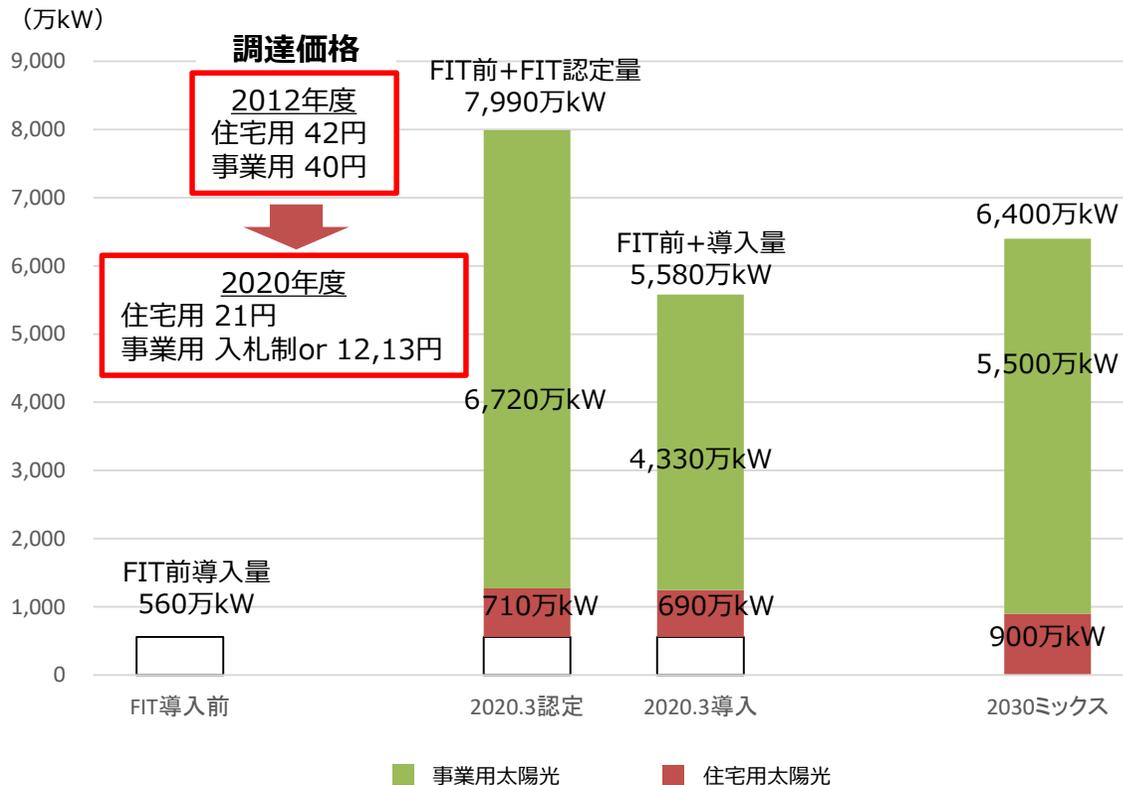
3. 再生可能エネルギーの導入拡大に向けた課題と対応

- 再エネの現状
- (課題1) 出力変動への対応
- (課題2) 系統容量の確保／対応
- (課題3) 系統の安定性維持／対応
- **(課題4) 電源別の導入拡大に向けた課題／対応**
- (課題5) 国民負担について

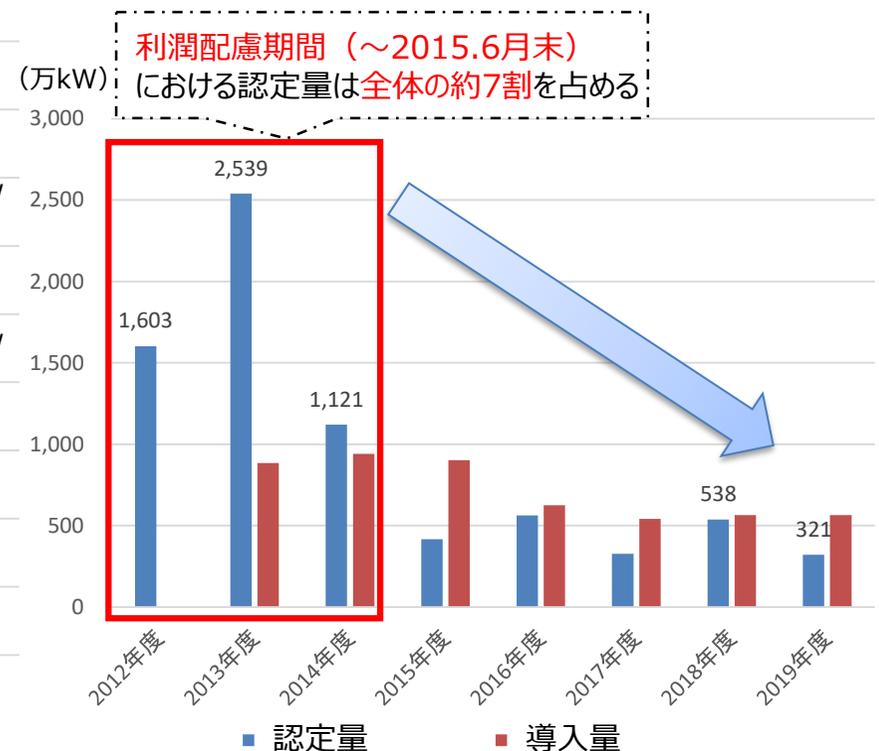
太陽光発電の動向

- **太陽光発電**は、FIT法施行当初に認定量が急拡大。導入量でみると、**日本は世界3位の導入容量**。
- **エネルギーミックス (6,400万kW)** の水準に対して、現時点のFIT前導入量 + FIT認定量は**7,990万kW**、導入量は**5,580万kW**。
- **利潤配慮期間終了後、認定量は毎年430万kW程度で推移**。

＜2019年度末の太陽光発電の認定量・導入量＞



＜太陽光発電の認定量・導入量推移＞



※ 改正FIT法による失効分 (2020年3月時点で確認できているもの) を反映済。

※ 認定から導入までタイムラグが生じる点に留意

太陽光の導入拡大に向けた課題と取組

地上

【自然面での課題】

- ①他国に比べて日射量が大きくない。
⇒設備利用率は、スペイン18%、インド19%、UAE19%の一方、日本は15%程度。
- ②平地面積が少なく、適地が限られている。
⇒国土に占める森林面積の割合は約70%、ドイツ約30%やスペイン約35%の2倍。
- ③開発の進展により、適地が減少し、コストが増加していく懸念がある。
⇒工事費は下げ止まり。導入が進んだ地域は、土地造成費と接続費が増加。

【社会面での課題】

- ④景観、安全面の観点から地域でトラブルが生じている。
⇒景観や環境への影響、安全面への不安など地域の懸念が顕在化。自治体が条例で届出等を義務づけるケースもある。
- ⑤農地利用との調和確保が必要。
⇒ソーラーシェアリングは累計2,000件、担い手以外が営農しているケースは76%、栽培作物を変更したものが69%。

屋根置き

【自然面での課題】

- ①他国に比べて日射量が大きくない。【再掲】

【社会面での課題】

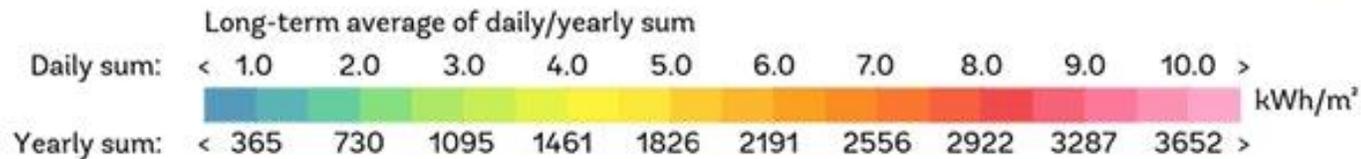
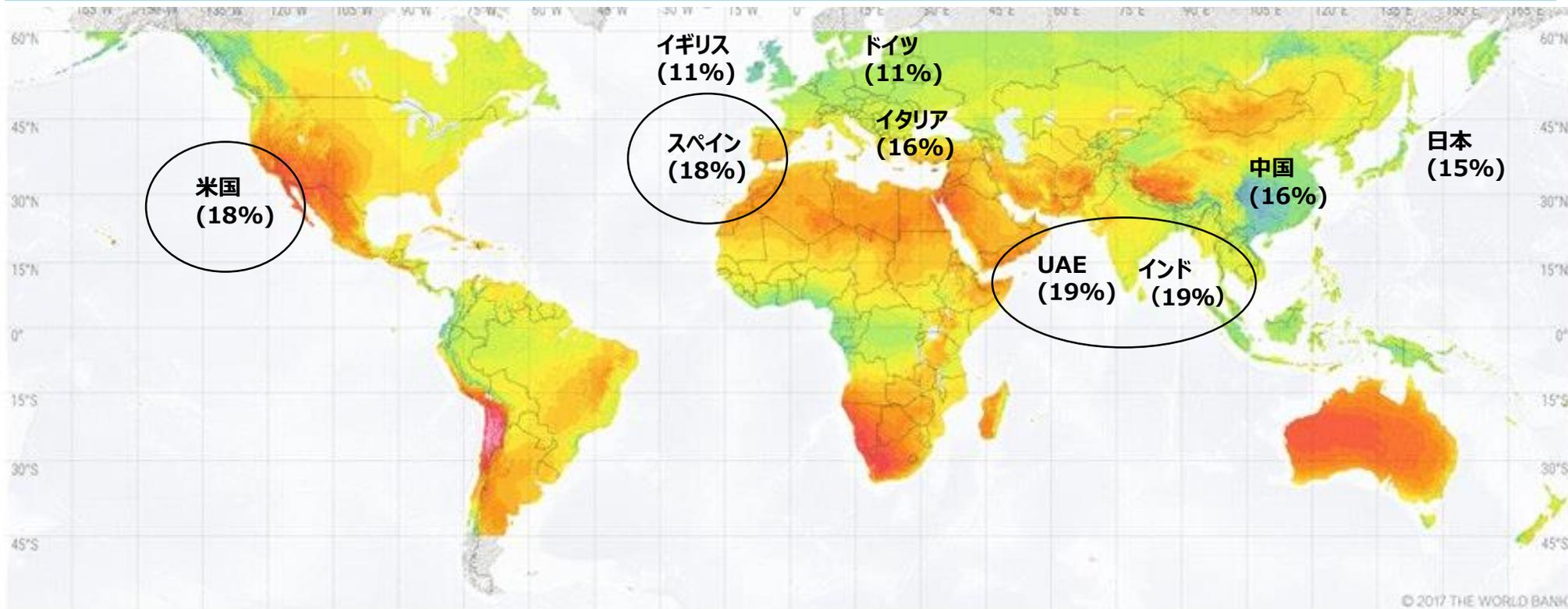
- ②住宅は、初期投資負担・屋根構造等により、特に、中小工務店における導入比率が低い。
⇒新築戸建のZEH導入は、大手ハウスメーカーで約5割の一方、中小工務店では1割未満と低水準。
- ③工場・倉庫等について屋根強度不足などにより、導入困難なケースがある。
⇒既存の工場屋根等は、軽量の折半屋根が多く、パネルの重量に耐えられないケースが多い。

導入拡大に向けた取組

- 地域の理解促進（事業規律の強化、地域と共生した分散型エネルギーの導入）
- コスト低減や電力市場への統合の促進（入札制やFIP制度の活用）
- 地上置きの導入促進（ルール整備）
- 立地課題克服可能な次世代太陽電池（ペロブスカイト等）の開発 等

課題：日射量

- 太陽光発電の発電量は日照条件などの自然環境に大きく依存。日射量と設備利用率には強い相関関係。
- 例えば、各国の設備利用率を見ると、日本は15%程度である一方、日照条件の良いスペイン (18%)、米国 (18%)、インド (19%)、UAE (19%) などでは、高い水準。(設備利用率1%はkWh単価で約1円程度の違い)

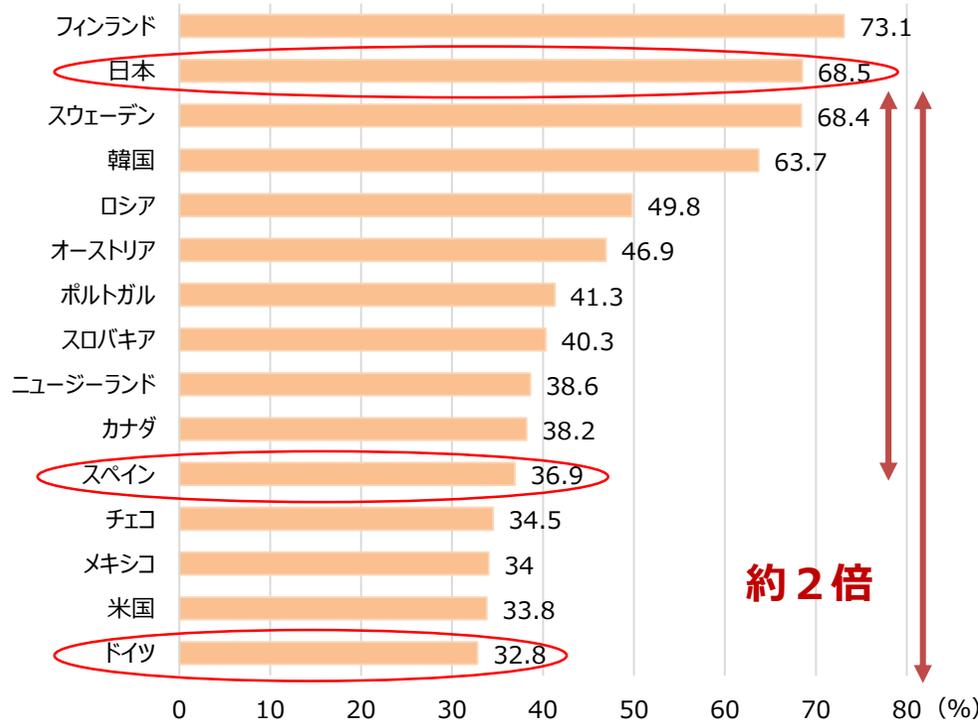


© 2017 THE WORLD BANK

【地上】 課題：適地が限定

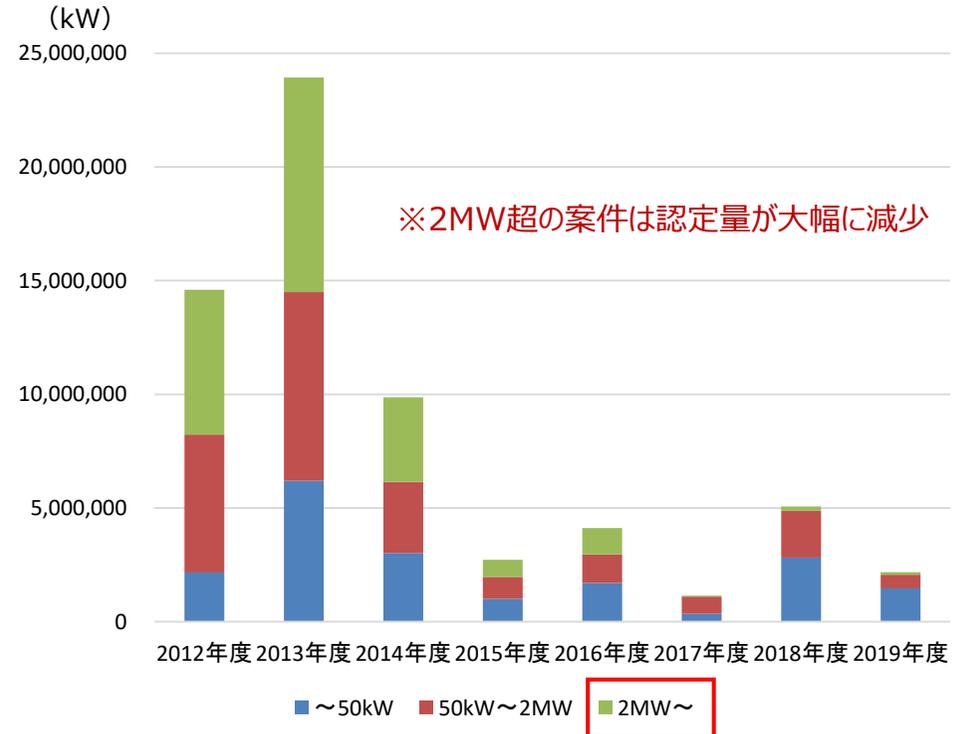
- 日本の国土の約70%は森林であり、再エネを推進するドイツやスペインの約2倍。
- 導入初期において、林地開発等の大規模開発を伴うケースが多い2MW以上の案件は相当数あったものの、近年、大幅に減少傾向。
- 平地は、宅地や農地として既に開発されている地域が多く、導入できる地域が限られている。

世界各国の森林率（国土面積に占める森林面積の割合）



(出所) FAO「Global Forest Resources Assessment 2015」
データを元に事務局作成

規模別認定量の推移

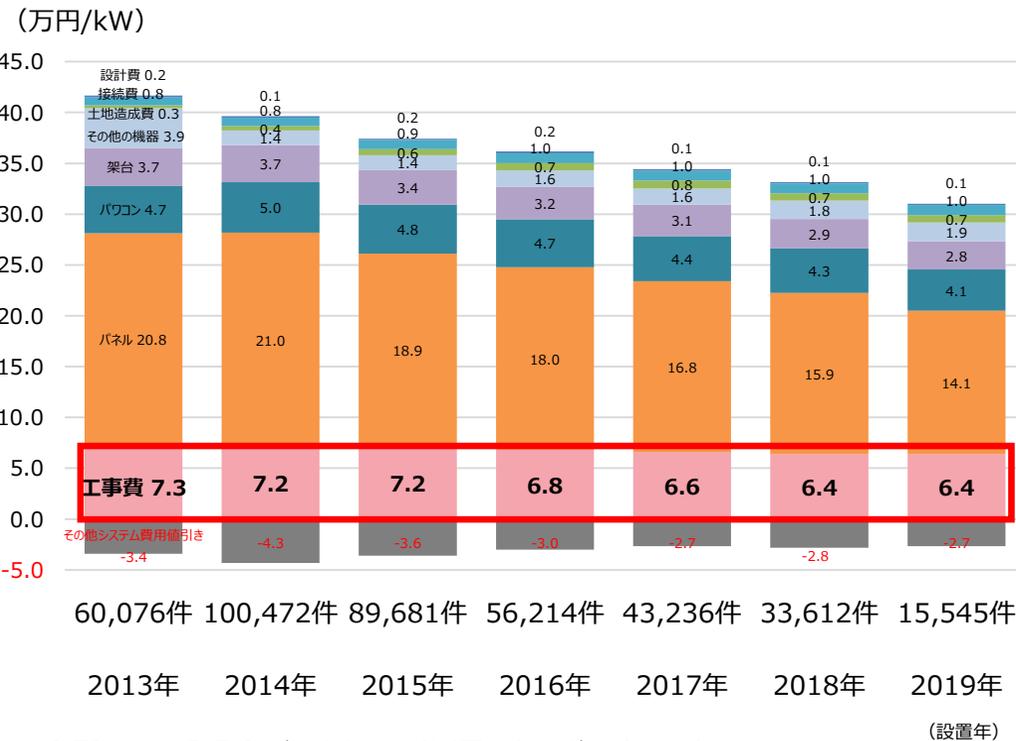


(出所) FIT認定データを元に事務局作成

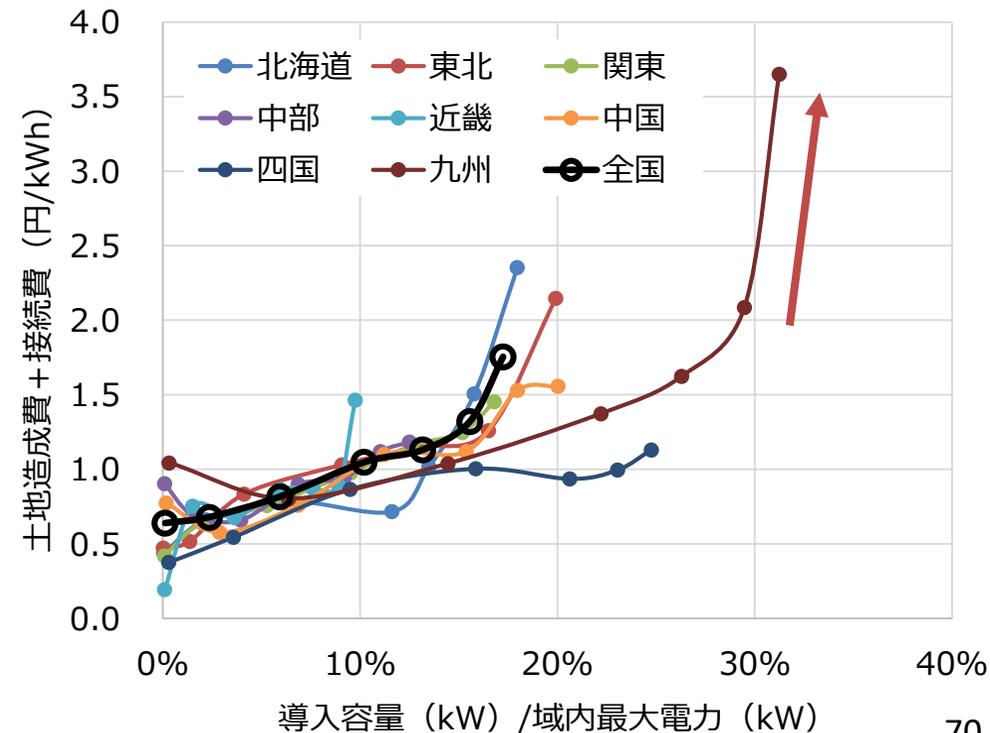
【地上】 課題：太陽光発電のコスト

- 資本費のうち、パネルの価格は減少傾向で推移している一方、パネルに次いで割合を占める工事費部分は下げ止まり。
- また、域内最大電力に占める導入容量が増えれば増えるほど、土地造成費と接続費は増加する傾向。これは、適地ではないところへの導入等により、より多くのコストが必要となると考えられる。
- 例えば、導入が進んでいる九州地方では、域内最大電力に占める導入容量の割合が30%から31%に増加した際、土地造成費と接続費は2.1円から3.7円に上昇。

設置年別 資本費内訳



太陽光発電に係る土地造成費 + 接続費



【地上】 課題：地域でのトラブル

- 急速に導入が拡大した太陽光は、近年増加する災害に起因した被害の発生に対する安全面の不安や、景観や環境への影響等をめぐる地元との調整における課題、太陽光発電設備の廃棄対策等、地域の懸念が顕在化。
- こうした状況の中で、自治体において、一定規模以上の開発に対して届出等を義務付ける等の条例を定める動きがある。

災害に起因した太陽光発電設備に係る被害例



景観に影響を及ぼしている事例



観光地へのアクセス道路からの景観

<自治体における再エネ発電事業に関する条例の例>

静岡県富士宮市（富士山景観等と再生可能エネルギー発電設備設置事業との調和に関する条例）（2015年7月1日施行）

世界遺産の富士山等の景観や自然環境等と再生可能エネルギーの調和を図る必要性。

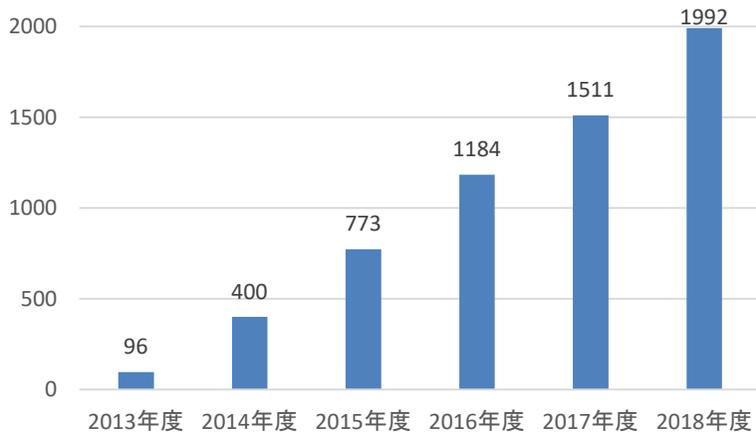
→ 一定規模以上の太陽光・風力発電事業を実施しようとする場合は、**市長への届出と市長の同意が必要**。

※ 景観保護上重要な区域については、市長は原則同意しない。

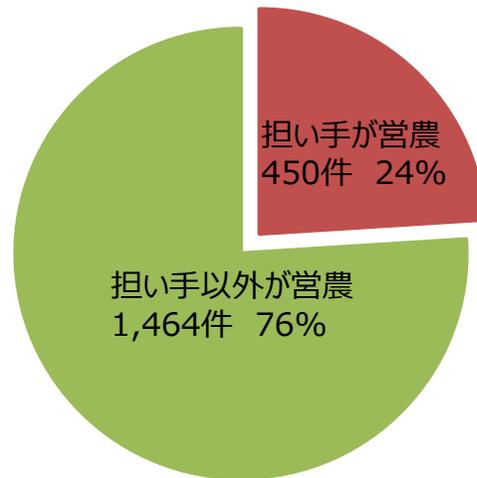
【地上】 課題：農地利用の推進

- 営農型太陽光発電（営農を継続しながら太陽光発電を行う形態）については、担い手が営農する場合等の特定の基準を満たせば農地の一時転用を行い、発電するものであり、足下で累計2,000件と徐々に広がりつつある。
- 発電設備の下部農地において、担い手以外が営農しているケースは76%を占め、また、栽培作物を変更したものが69%となっており、ソーラーシェアリングを実施するにあたり、パネルにより遮光することを前提とした特徴的な作物を栽培する農業を行うことがうかがえる。

ソーラーシェア累積件数（件）



下部農地での営農者の区分（件）



下部農地での栽培作物（件）

作物分類	主な作物	件数	うち作物変更件数
土地利用作物	米、麦、大豆、そば	173	26
特徴的な野菜	みょうが、ふき、うど、あしたば、わらび等	403	358 (89%)
その他野菜等	小松菜、白菜、ねぎ等	310	234
果樹	柑橘、ブルーベリー、柿、ぶどう	211	122
花き	ユリ、パンジー	12	8
観賞用植物	さかき、しきみ、せんりょう等	553	447 (81%)
その他	牧草、きのこ等	252	129
合計		1,914	1,324 (69%)



さかき

しきみ

せんりょう

出典) 農林水産省「営農型太陽光発電設備設置状況詳細調査（平成30年度末現在）調査結果について」から事務局作成
 ※「営農者の区分」、「下部農地での栽培作物」は、2018年度末で存続しているものを集計

(注) 「作物変更」とは、営農型発電設備の設置にあたり、72同農地での栽培作物を変更したものをいう。

①安全面の不安払拭

- 電気事業法に基づく技術基準の適合性に疑義ある案件への取締り（2019年～）
- 太陽光発電設備の斜面設置に係る技術基準見直し（2020年）
- 小出力発電設備の所有者等を報告徴収の対象化とする改正電気事業法成立（2020年）

②太陽光発電設備の廃棄対策

- 廃棄等費用の積立計画と進捗状況の報告を求め、実施状況を公表（2018年）
- 廃棄等費用の外部積み立て義務化を含む改正再エネ特措法成立（2020年）

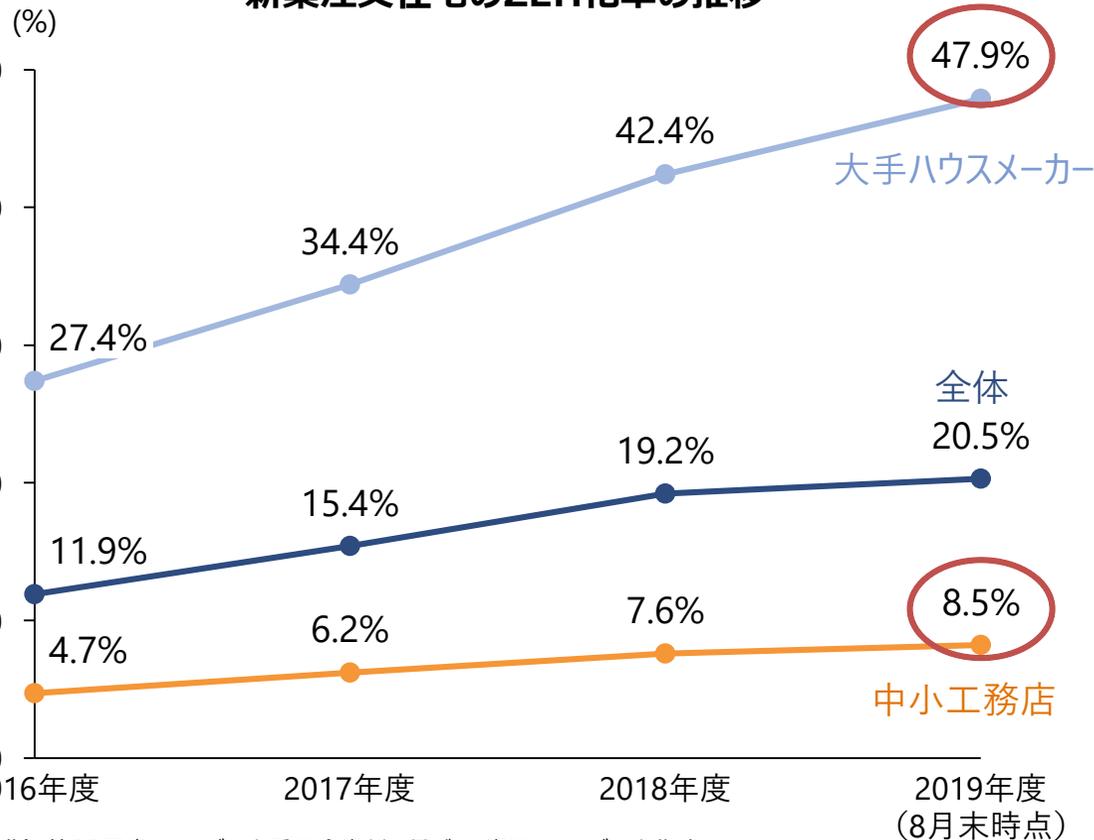
③地元との共生に向けた取組

- 固定価格買い取り制度における事業計画策定ガイドラインにおいて、条例を含めた関連法令の遵守、住民との適切なコミュニケーションの努力義務化（2017年）
- 地方自治体の条例等の先進事例を共有する情報連絡会の設置により、自治体での条例策定等の自律的な制度整備を支援（2018年～）
- FIT認定情報の公表拡充を含む改正再エネ特措法成立（2020年）
- 地域に価値をもたらす、地域で必要とされる再エネ導入の支援（地域マイクログリッドの構築等）

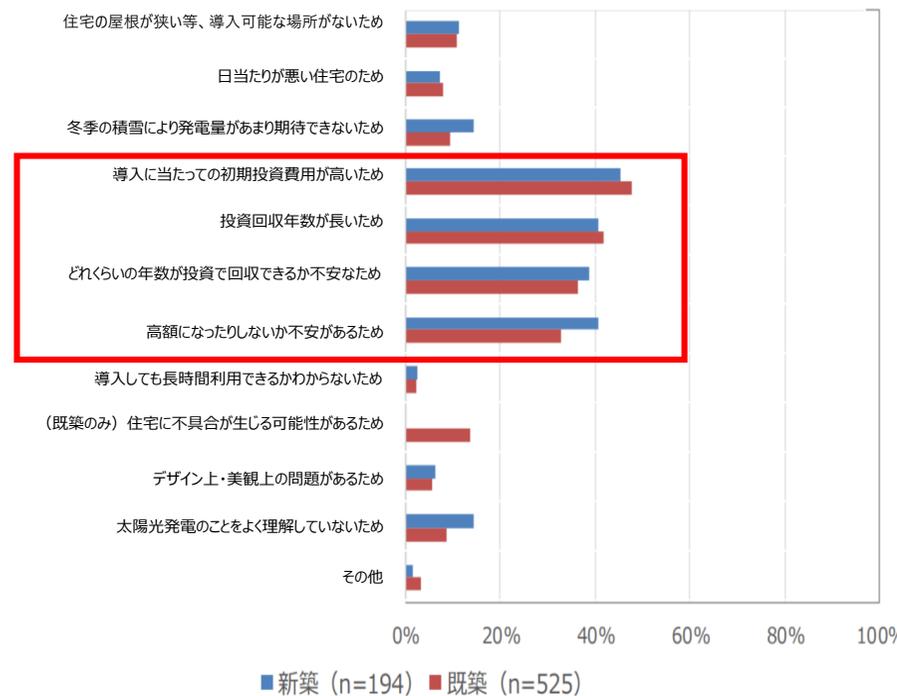
【屋根置き】 課題：住宅向けの普及への課題

- 新築戸建注文住宅のZEH化率の推移を見ると、**大手ハウスメーカーでは約5割と進んでいるが、中小工務店では1割未満と低水準。**
- 太陽光発電設備の導入を希望しない理由としては「初期投資費用が高いため」、「投資回収年数が長いため」といった理由が多くを占め、**初期投資費用の負担軽減等が課題。**
- また、既築戸建については、**耐荷重や屋根の向き等の屋根構造**などの課題がある。

新築注文住宅のZEH化率の推移



太陽光発電設備の導入を希望しない理由



出典) 環境省「平成30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」

【屋根置き】 課題：非住宅向けの普及への課題

- 既存の工場・倉庫等の建物については、耐荷重が小さく太陽光パネルの設置が困難なケースがある。
- また、壁面や窓等、これまで太陽光パネルを設置していなかった箇所への導入が期待される。
- そのため、軽量かつ柔軟な次世代太陽電池の開発・低コスト化が必要。

耐荷重の低い屋根のイメージ



- 工場や倉庫等の建物は、軽量の折半屋根が多く、建物が太陽光パネルの重量に耐えられない

ビル等の壁面への設置イメージ



出典) カネカ・大成建設

導入拡大に向けた取組：次世代太陽電池の開発

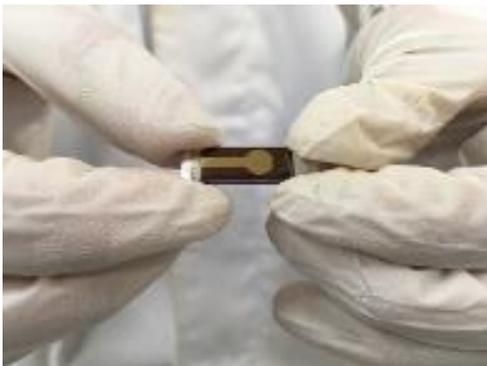
- 太陽光発電システムの設置に適した未開発の適地が減少する中、**従来の技術では太陽光発電を利用できなかった場所**（ビルの壁面・窓、工場・倉庫の屋根、移動体等）を利用可能とするため、**更なる発電効率の向上、軽量化、曲面追従化等が課題**。
- **立地課題を克服可能な次世代太陽電池（ペロブスカイト等）の開発**により、太陽光発電の中長期的な**導入量の拡大が可能**。

実験室サイズでの効率向上

課題の例：

- ・効率向上のための最適材料の開発（より多くの光を吸収する組み合わせ）
- ・エネルギーロスを最小化する電池構造

実験室内での超小面積サイズ



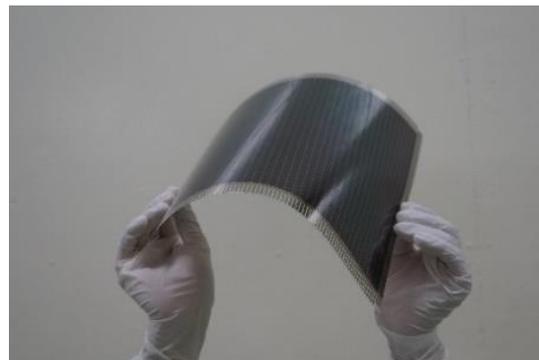
出典) 東京大学

製品サイズへの大型化・耐久性向上

課題の例：

- ・ナノレベルで大面積に均一に塗布・印刷する技術
- ・長期に信頼される耐久性

軽量化・曲面追従が可能なペロブスカイト太陽電池



出典) NEDO

マーケットを想定した実装・実用化

課題の例：

- ・エンドユーザ等の用途を考慮した製品化等の本格検討

ビル壁面等に太陽光パネルを設置した例

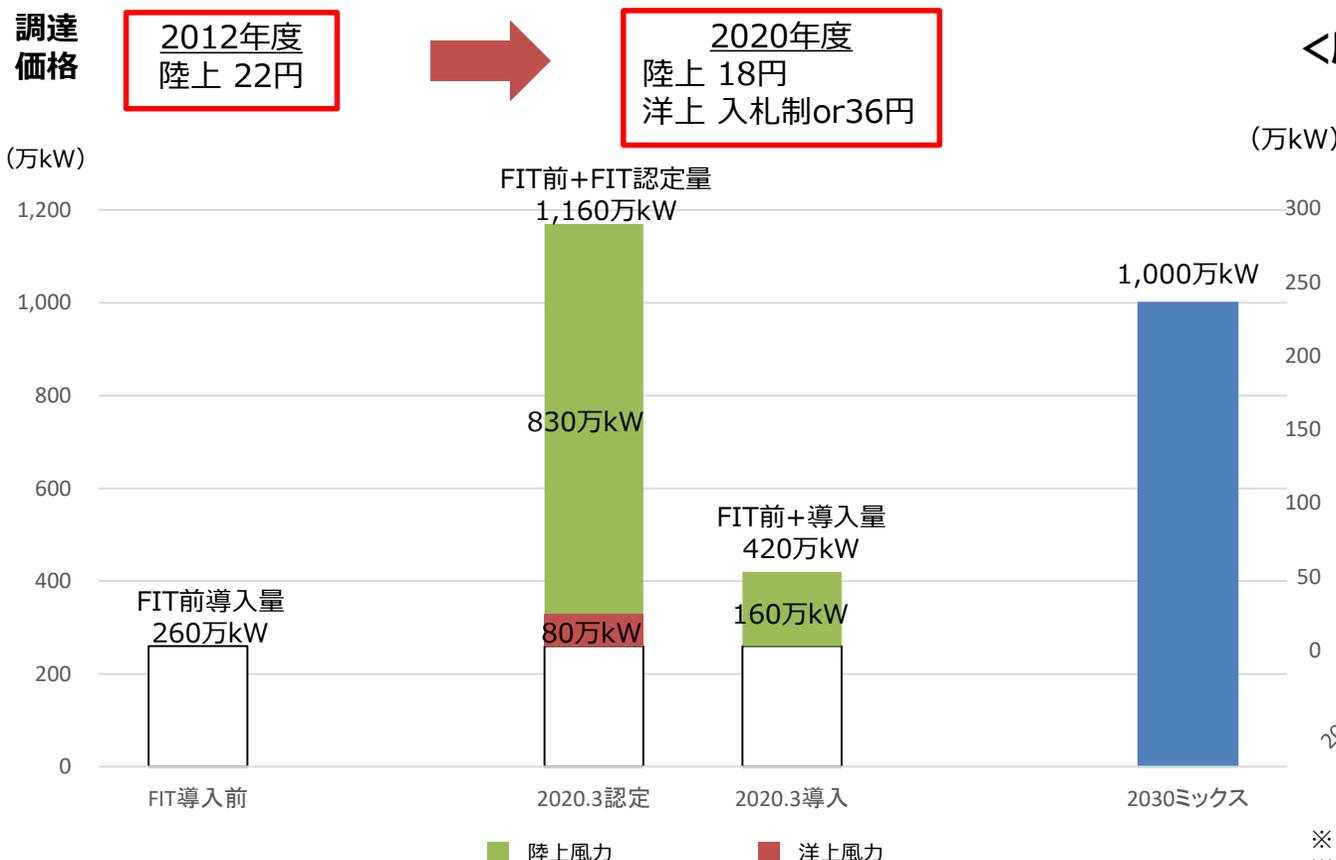


出典) NEDO

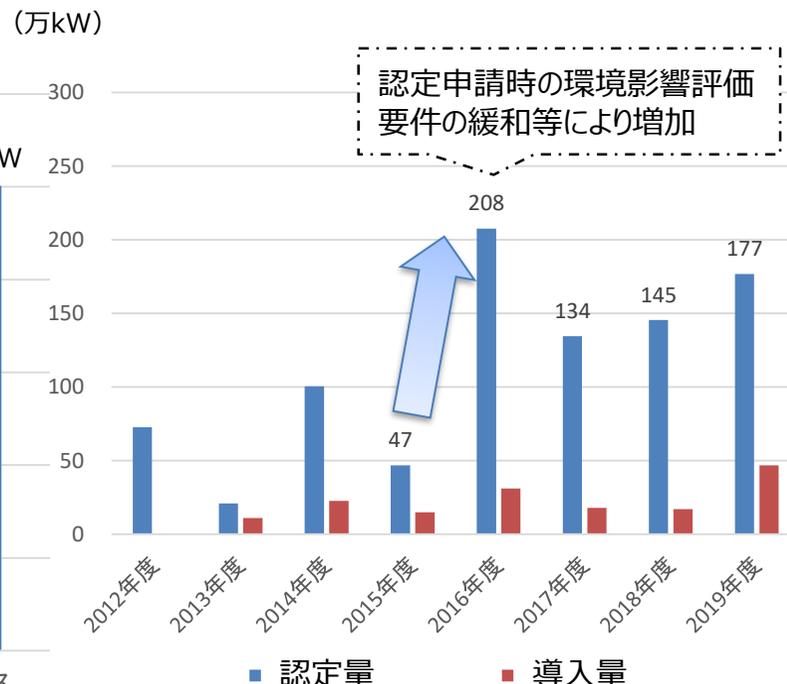
風力発電の動向

- **エネルギーミックス (1,000万kW)** の水準に対して、現時点のFIT前導入量 + FIT認定量は **1,160万kW**だが、導入量は**420万kW**と導入が進んでいない。足下では100万kWを超える認定量で推移。
- 洋上風力発電は、**①大量導入**、**②コスト低減**、**③経済波及効果**が期待されることから、再生可能エネルギーの主力電源化に向けた切り札であり、今後の導入が見込まれる。

＜2019年度末の風力発電の認定量・導入量＞



＜風力発電の認定量・導入量推移＞



※ 改正FIT法による失効分（2020年3月時点で確認できているもの）を反映済。

※ 認定から導入までタイムラグが生じる点に留意
 ※ 認定量増加の要因は、業界団体や事業者へのヒアリング結果を踏まえたもの。

風力発電導入拡大に向けた課題と取組

陸上風力

【自然面での課題】

① **平地面積が少なく、適地が限られている。**

⇒適地である6m/s以上の地域の多くは沿岸部及び山地に集中。（平地の適地が多いドイツと対照的）

【社会面での課題】

② **景観や環境への配慮、土地の確保**に時間を要する。

⇒環境大臣意見の提出があったアセス案件のうち約8割が風力案件。

⇒山林のうち50年以上登記されていない（所有者不明の可能性のある）土地は約3割。

洋上風力

【自然面での課題】

① **遠浅の海が少なく、適地が限定的。**

⇒設置可能面積は約7,200km²とイギリスの約1/8であり、海底地形が急深な日本では立地が限定。

【社会面での課題】

② **漁業者等の先行利用者及び地域との調整が必要。**

⇒離岸距離の近い海域が中心であり、地域からの懸念が生じやすい。

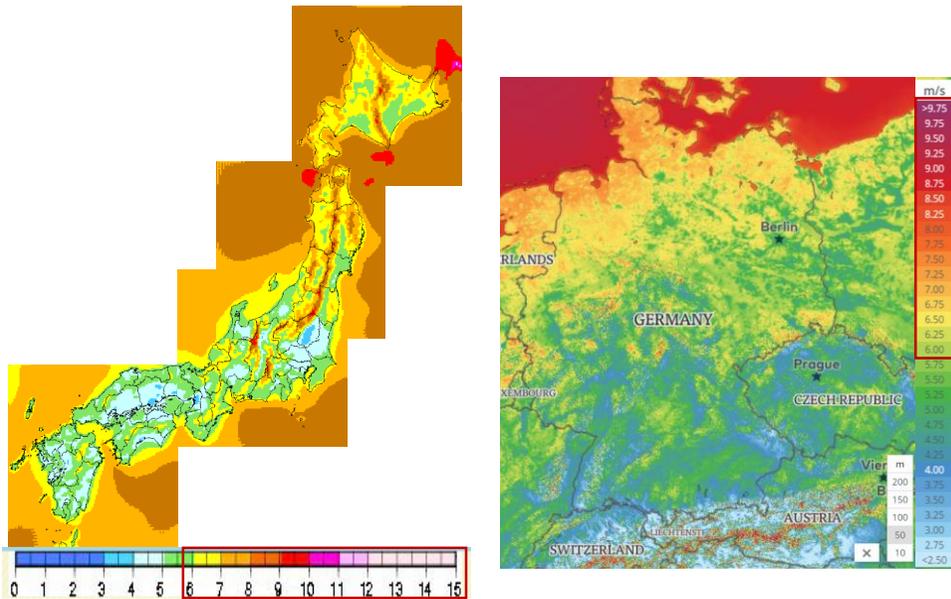
導入拡大に向けた取組

- 陸上風力の着実な導入（環境影響を含めた地域との合意形成の促進・迅速化）
- 再エネ海域利用法に基づく案件の形成
- 官民協議会の実施を通じた競争力強化・コスト低減

【陸上風力】 課題：適地が限定

- 風力適地である6m/s以上の地域は、ドイツでは北部の平地を中心に広く国土に広がっているが、日本は沿岸部及び山地に集中している。
- 平地の適地が限られているため、安価な陸上風力発電の大量導入が進みにくい。

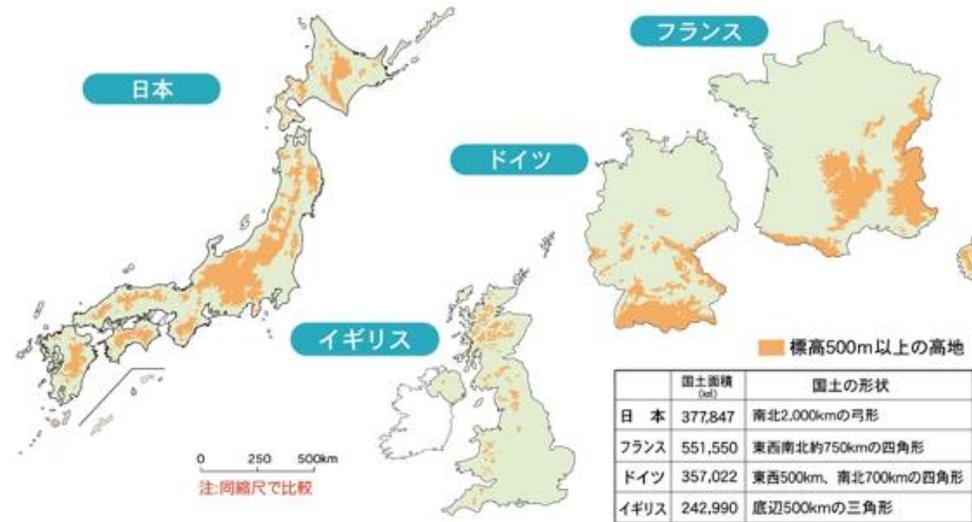
日本と欧州における風況の違い



50m高さでの風速分布（ドイツ）

（出所）NEDO局所風況マップ50m高さでの風速分布（日本）

日本と欧州各国の国土比較（同縮尺）

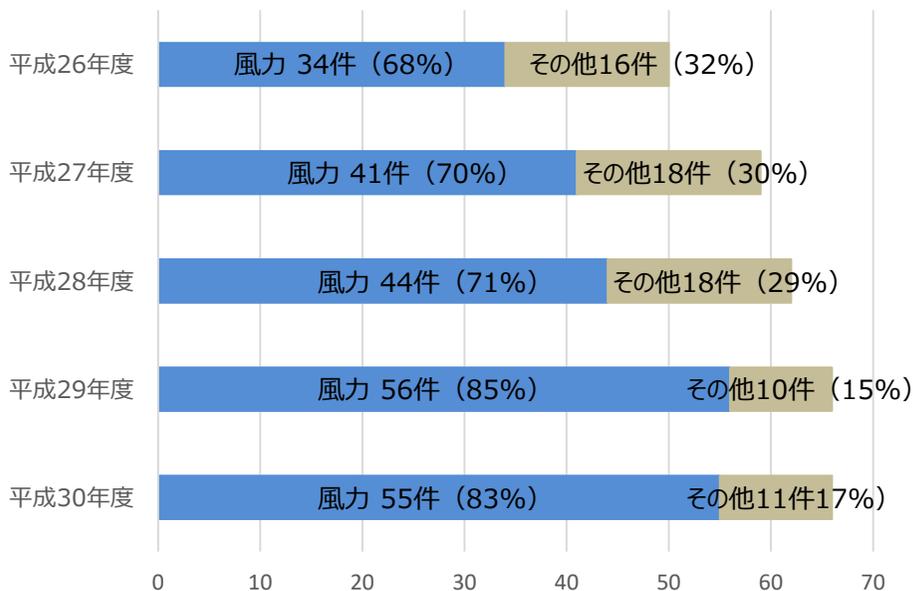


出所) 一般財団法人国土技術研究センター

【陸上風力】 課題：景観や環境への配慮／用地取得の困難化

- 環境影響評価手続きにおける環境大臣意見の提出のあった件数を見ると、**約8割が風力案件に集中**しており、景観や環境、鳥類などへの影響考慮や、地域住民との合意形成が必須。
- また、適地は山林に多いが、山林では、50年以上登記情報の変更が無く、**所有者が不明の可能性のある土地が約3割**を占め、適地であったとしても、用地取得交渉に時間とコストがかかるケースが多い。

環境大臣意見提出件数の割合



※平成30年度の内訳は、風力55件、火力5件、地熱2件、水力・道路・ダム・飛行場各1件

相続登記の状況

最後の登記から90年以上経過
同70年以上90年未満経過
同50年以上70年未満経過
同50年未満

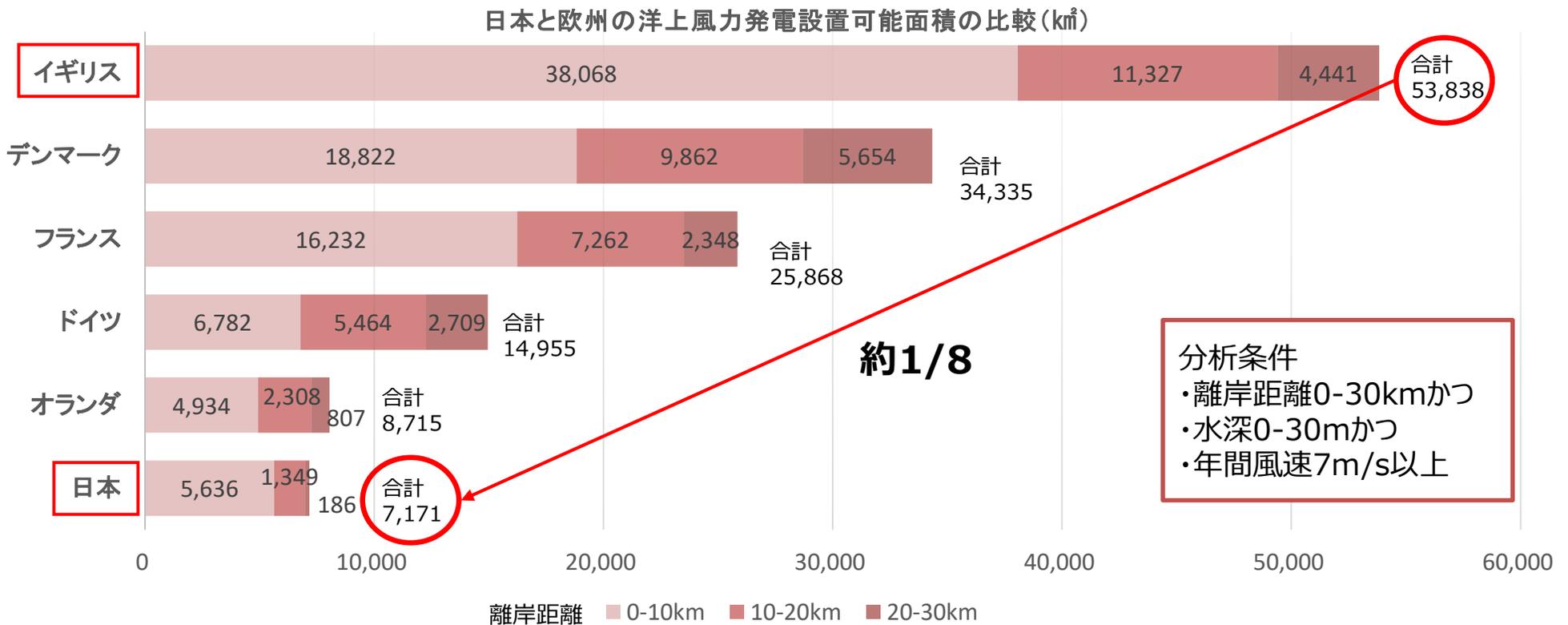
主な地目別の所有権の個数(※)			32%	
宅地	田・畑	山林		
540	961	3,326	32%	
465	1,374	1,898		
852	3,583	6,234		
15,731	19,296	23,973		
計	17,588	25,214	35,431	

出典) 法務省「不動産登記簿における相続登記未了土地調査について」
※風力発電が導入されると見込まれる中小都市・中山間地域における山林を対象とする。

出典) 環境省「最近の環境影響評価手続状況等について」

【洋上風力】 課題：適地が限定

- 日本の設置可能面積（着床）は、洋上風力の導入が進んでいるイギリスの約1/8（イギリス54,000 km²、日本約7,200 km²）。※離岸距離、水深、年間風速等から機械的に試算したもの
- 海底地形が急深な日本では立地が限られており、その中で、漁業者や地元と調整を進めながら案件形成を進めていく必要がある。

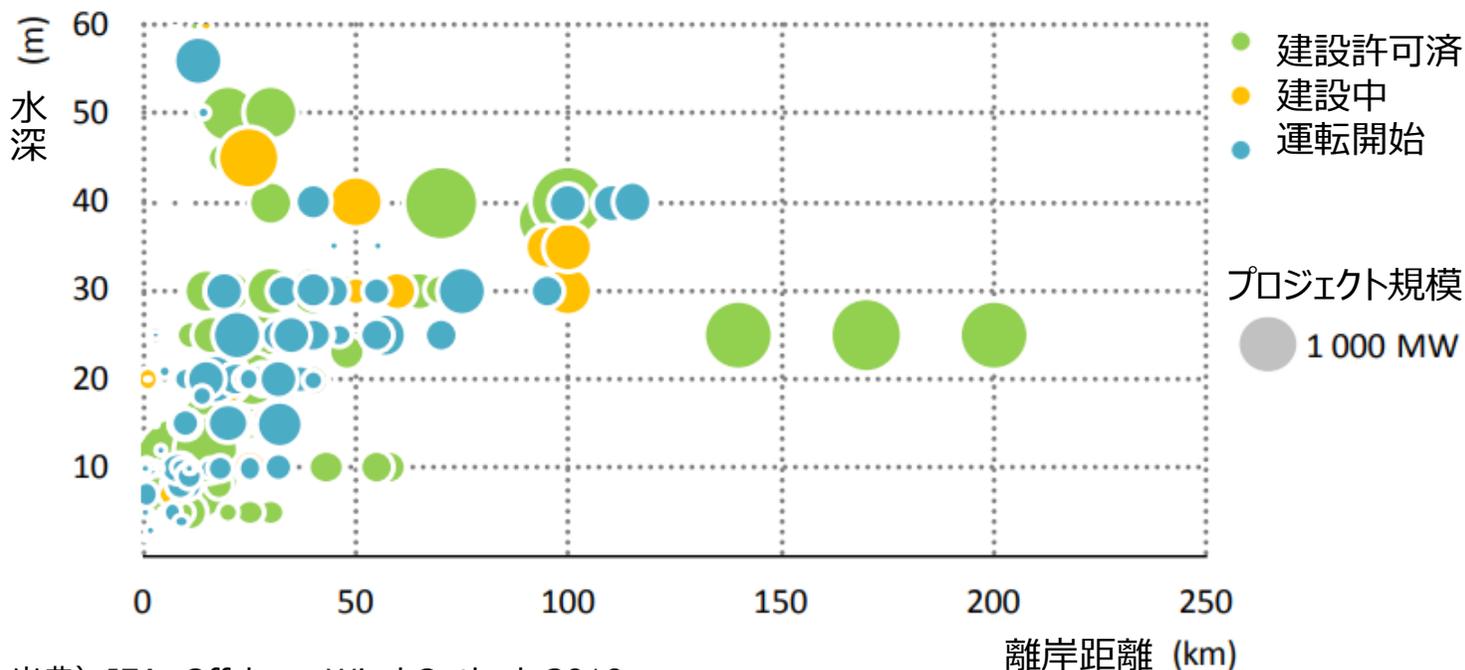


出典) 「着床式洋上風力発電導入ガイドブック」(2018.3.国立研究開発法人新エネルギー・産業技術総合開発機構)

【洋上風力】 課題：地域との合意形成

- 欧州等の海外では、海底地形上の制約が少ないことから、一定の離岸距離を確保した場所での案件が多い。
- 他方、日本では、①水深がすぐ深くなる場所が多いこと、②「共同漁業権区域」（岸から3～5 km程度の場所に設定されることが通常）では利害関係者を特定しやすいこと、等から、離岸距離の近い海域での案件が多い。
- 離岸距離の近い海域では、景観や騒音などの面を含めて、より丁寧な地元調整を要することが多く、案件形成が困難であったり、時間を要するケースが生じている。

欧州における洋上風力プロジェクトの離岸距離



日本における着床式案件の離岸距離

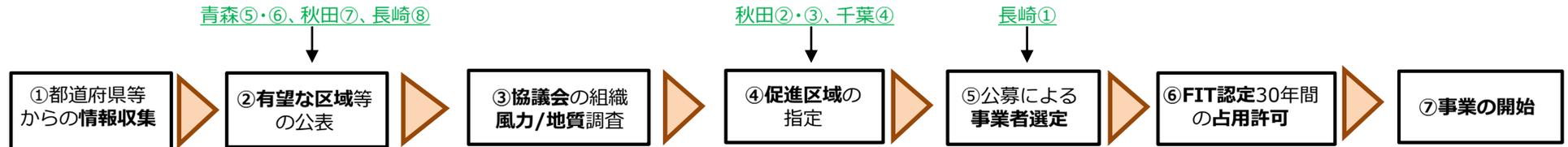
地域	離岸距離
能代市、三種町及び男鹿市沖	4km以内
由利本荘市（北側）	4km以内
由利本荘市（南側）	5km以内
銚子市沖	10km以内

(注) 再エネ海域利用法における促進区域の範囲

導入拡大に向けた取組：再エネ海域利用法に基づく案件形成

- 「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（以下、**再エネ海域利用法、2019年4月1日施行**）」は、**①海域利用に関する統一的なルールがない、②先行利用者との調整の枠組が不明確、③高コスト等**の課題を背景として制定。
- ①国が洋上風力実施可能な**促進区域を指定し、十分な占用期間（30年間）の確保**、②**関係者による協議会を設置して地元調整の円滑化**、③**事業者を公募・選定**することによる**コスト競争の促進**、といった仕組みであり、現時点で、**促進区域として4か所指定し、公募に向けたプロセスが進行中**。

プロセス



青森⑤・⑥、秋田⑦、長崎⑧

秋田②・③、千葉④

長崎①



促進区域	(昨年度の整理)
①長崎県五島市沖	(有望な区域)
②秋田県能代市・三種町・男鹿市沖	
③秋田県由利本荘市沖（北側・南側）	
④千葉県銚子市沖	
有望な区域	(一定の準備段階の区域)
⑤青森県沖日本海（北側）	
⑥青森県沖日本海（南側）	
⑦秋田県八峰町・能代市沖	
一定の準備段階に進んでいる他の区域	(一定の準備段階の区域)
⑨青森県陸奥湾	
⑩秋田県湯上市・秋田市沖	
⑪新潟県村上市・胎内市沖	
(新規追加)	(新規追加)
⑫北海道岩宇・南後志地区沖	
⑬北海道檜山沖	
⑭山形県遊佐町沖	

- 2019年7月、促進区域の指定に向け、**一定の準備が進んでいる区域（11か所）、有望な区域（うち4か所）**について、初めて公表。
- この4区域のうち、**長崎県五島市沖は、昨年12月に促進区域に指定し、2020年6月より、事業者の公募を開始**。残りの3か所（秋田2か所、千葉1か所）についても、**本年7月21日に促進区域として指定**。
- 本年7月3日、**一定の準備が進んでいる区域（10か所）、有望な区域（うち4か所）**につき2回目の公表。

導入拡大に向けた取組：官民協議会を通じた投資促進

- 洋上風力を主力電源としていくためには、競争力を強化し、コスト削減していくことが必要。コストが高いままでは、国民の理解が得られず、継続的な案件形成が困難。
- また、競争力強化・コスト削減の鍵となる投資拡大について、事業者からは、日本の市場拡大の見通しが見えないと投資を躊躇するとの声がある。
- そのため、洋上風力の導入拡大と競争力強化・コスト低減を同時に実現していく「好循環」を形成するため、官民が集い対話する協議会を設置（7月17日に第1回を開催）。「洋上風力産業ビジョン（仮称）」を作成していく。

※（参考）メンバー 行政側：経済産業省、国土交通省
 民間側：日本風力発電協会及び分野ごとの主要会員企業、日本港湾協会、日本埋立浚渫協会、
 有識者：工学、金融、法律等約5名

協議会での論点	業界・事業者からの意見
①中長期的な洋上風力発電の導入のポテンシャルと課題の分析	○ 予見性の確保が重要。投資判断に必要な市場規模は、 <u>2030年にかけては100万kW×10年、2040年には3000万kW～4500万kW</u>
②分野別の課題の分析	○ <u>洋上風力関連産業（風車製造工場等）の誘致</u> が必要。 ○ 基礎工事、据え付け等の <u>低コスト化に向けた技術の確立が必要</u>
③計画的導入に向けたインフラ環境整備のあり方	○ <u>直流送電も含めた系統整備を適切に実施して欲しい。</u> ○ <u>導入見通しに応じた、計画的な港湾整備が必要。</u>
④事業者（業界）の投資やコスト削減等に関する取組	○ 発電コストは、 <u>8～9円/kWhを目指す。</u>

□ 梶山大臣の締めの挨拶

- 当面10年間は100万kW/年、2040年にかけては3000万kWを超える導入量の見通しがあれば思い切った投資ができるものと思っており、引き続き、本協議会で議論していきたい。
- また、（本日発言があった）直流送電や港湾についても今後議論が必要。

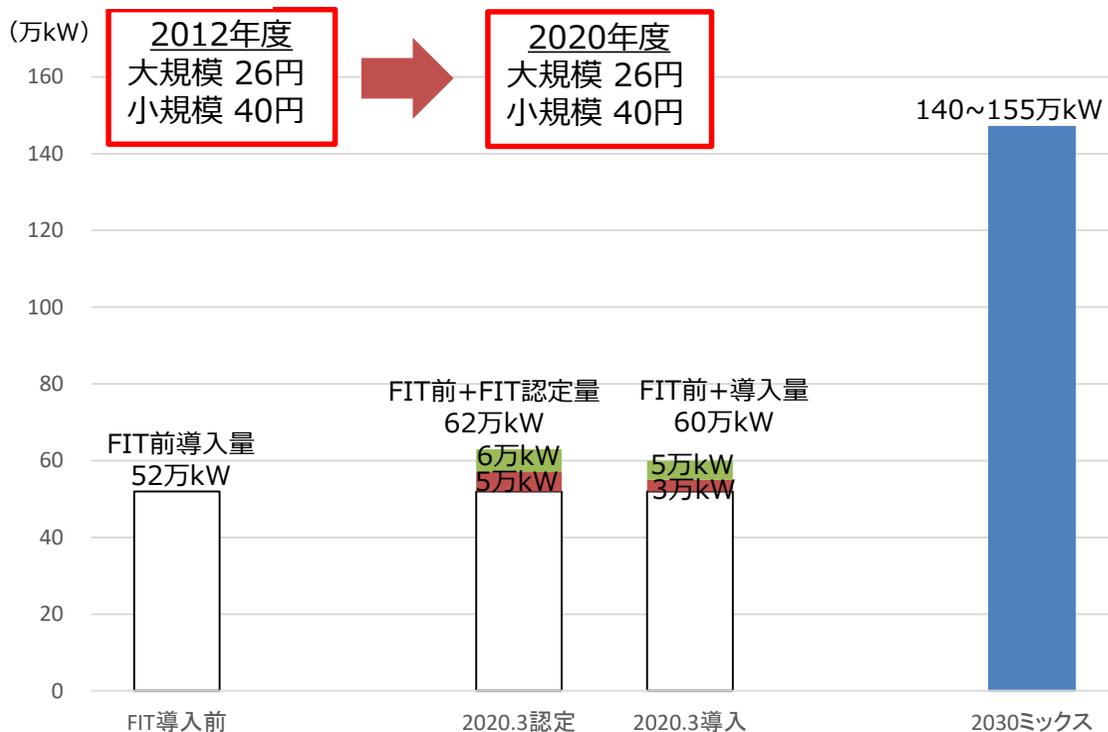


地熱発電の動向

- 日本は世界第3位の地熱資源量 (2,347万kW) を有しており、今後の導入拡大が期待。
- 一方、エネルギーミックス (140万~155万kW) の水準に対して、2020年3月時点のFIT前導入量 + 導入量は60万kWに留まる (FIT前導入量 + FIT認定量は62万kW)。

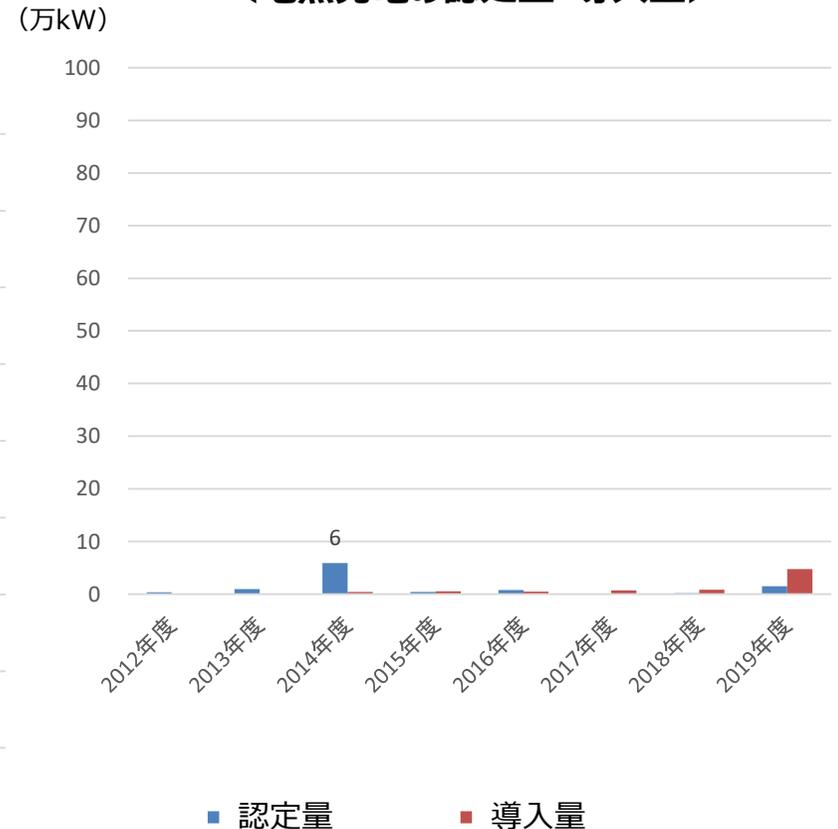
<2019年度末の地熱発電の認定量・導入量>

調達価格



※ 改正FIT法による失効分 (2020年3月時点で確認できているもの) を反映済。

<地熱発電の認定量・導入量>



※ 認定から導入までタイムラグが生じる点に留意

【自然面での課題】

- ①目に見えない地下資源であり、**開発リスク及び開発コストが高い**。
⇒複数の掘削調査が必要となること、掘削に時間を要すること等から、開発リスク及び開発コストが高い。
- ②**地熱資源は火山地帯に偏在し、適地が限定的**。
⇒地熱開発の適地は、北海道や東北、九州等の火山地帯に偏在。

【社会面での課題】

- ③温泉資源等への影響懸念から、**地元の理解促進が必要不可欠**。
⇒温泉事業者等による無秩序な開発に対する温泉資源への影響を懸念する声が多い。
- ④**関係法令の規制**により、許認可が必要な地点が多い。また、**地域によっては過大な対応が求められる**場合がある。
⇒国立・国定公園等における関係法令の許認可手続に時間を要するなど、開発に影響が生じるケースがある。

導入拡大に向けた取組

- 地表・掘削調査への支援強化
- 地元の理解促進
- 規制の運用改善
- 革新的技術による地熱開発（EGS : Enhanced Geothermal Systems）の検討 等

課題：高リスク・高コスト

- 地熱資源は目に見えない地下資源であり、複数の掘削調査が必要となること、掘削に時間を要すること等から、地熱開発に係るリスク及びコストが高い。
- コスト削減に資する精度の高い探査技術の開発や掘削性能が高い掘削技術の開発に取り組むとともに、JOGMECによる先導的資源量調査や地表・掘削調査への助成支援、出資・債務保証など、開発リスクの低減に向けた取組を講じていく必要がある。

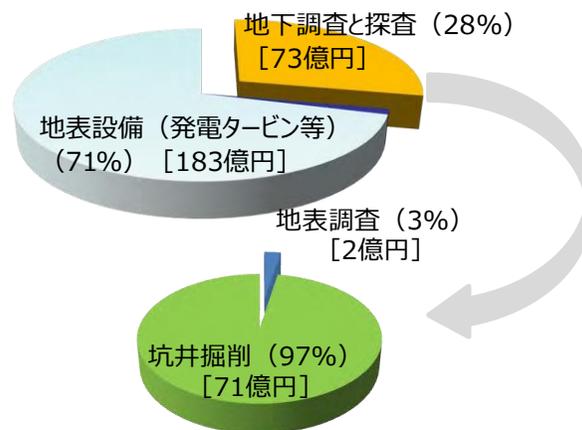
【主要国の地熱資源量及び発電設備容量】

国名	地熱資源量 (万kW)	地熱発電設備容量 (万kW)
アメリカ合衆国	3,000	372
インドネシア	2,779	186
日本	2,347	60 (2020年3月時点)
ケニア	700	68
フィリピン	600	193
メキシコ	600	92
アイスランド	580	71
エチオピア	500	1
ニュージーランド	365	98
イタリア	327	92
ペルー	300	0

出典) JICA作成資料(平成22年)及び産業総合技術研究所作成資料(平成20年)等より抜粋して作成

【地熱開発に係るコスト】

例：3万kWの地熱発電所建設に係る費用試算例



調査・開発	73億円
うち地表調査	2億円
うち坑井掘削	71億円
環境影響評価	3億円
地上設備建設	183億円
総額	259億円

(事業性評価を行う前段階において、数十億円もの掘削費用を要する。)

<JOGMECホームページから抜粋・編集>

【地熱開発に係る技術開発の例】

弾性波探査

(地熱探査への有効性が確認された弾性波探査を用いて、大量の地点を低労力で測定するための探査システムの開発・利用拡大)



PDCビットドリル

(掘削能率は従来品の2倍、耐久性は5倍を実現)

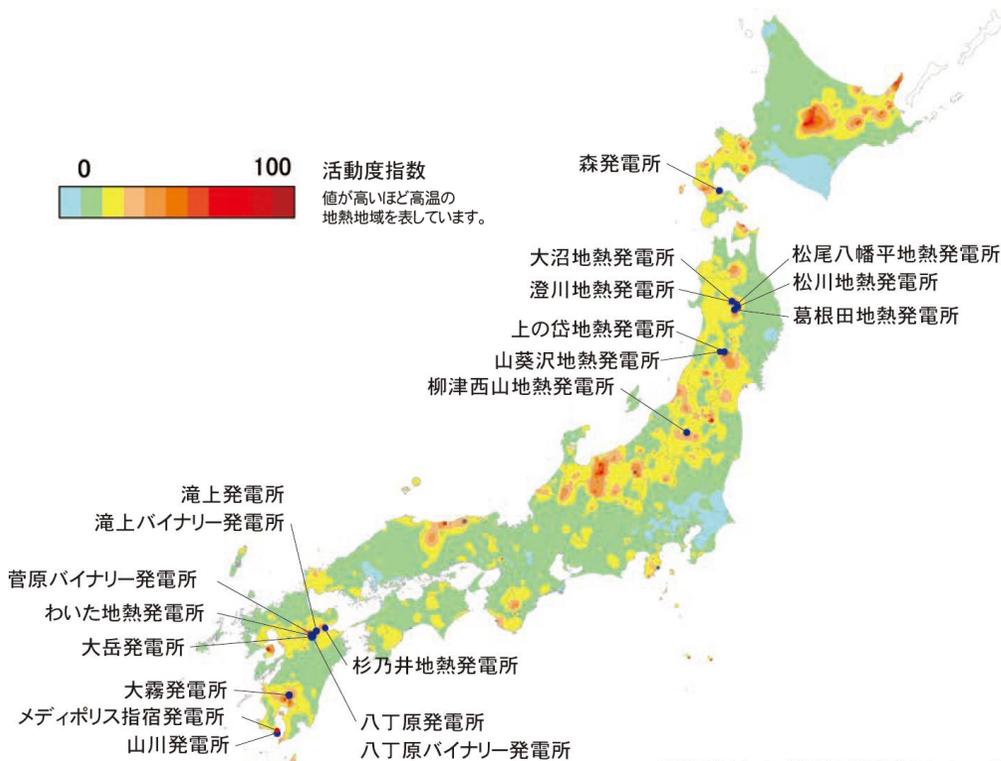


写真提供：株式会社クリステンセン・マイカイ

課題：適地が限定／規制の存在

- 地熱資源は火山地帯に偏在しており、**適地が限定的**。また、火山地帯の多くは国立・国定公園であり、**関係法令の規制が存在**。**許認可手続に時間を要する**等、開発に影響が生じるケース有。
- 環境保護の観点も尊重しつつ、**規制の運用改善等**に取り組む必要がある。
- また、**斜め掘り技術**等を通じて、ポテンシャルのある地点での開発を促進する取組に着手する必要がある。

【地熱のポテンシャルイメージ（主な地熱発電所）】



※JOGMEC（独立行政法人石油天然ガス・金属鉱物資源機構）作成資料から引用・加工

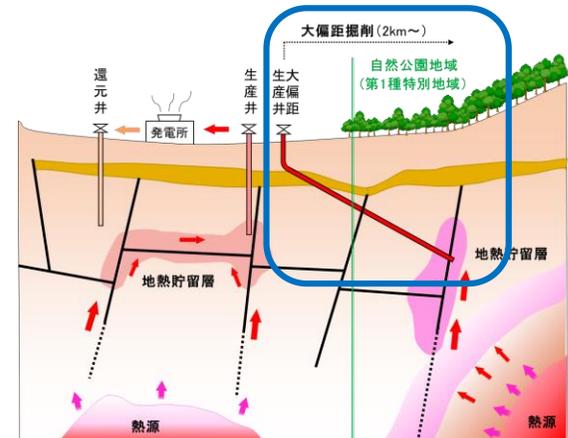
【自然公園法の運用に関する具体例】

展望地から調査基地内に山肌が見えるだけで、景観影響が大きいと指摘されたケースが存在。

⇒調査段階において、景観への配慮措置が厳しい判断基準で行われているケースがある。

【斜め掘り技術の概要】

自然公園等のポテンシャルを活用するため、**地下を斜めに掘る技術**の開発。斜めに掘ることによるドリルパイプの摩耗等の技術課題を解決するための技術開発を行う。



課題：地元理解の促進

- 地熱開発にあたっては近傍の温泉資源への影響を懸念する声が多いことから、**地元での理解が必要不可欠**。温泉事業者等との調整を円滑に進めるため、**温泉への影響に係るモニタリング等の調査**や、**地熱開発による恩恵を地域に還元する取組**等について、検討・実施していく必要がある。

【温泉事業者等からの不安・懸念の声】

(日本温泉協会副会長のご意見)

- 温泉事業者の大宗は、**地熱反対派ではなく、地熱心配派**。特に、**無秩序な開発の懸念のある事業者に対し警戒感**。
- 不安解消のため、地熱事業者は、①**温泉モニタリングの徹底**、②**自治体主導の協議会での客観的な議論**、③**過剰採取の規制**、④**セーフティネットの構築**などの積極的な対応が必要。
- **地熱関係者と温泉関係者の双方の対話、歩み寄りが重要**であり、JOGMECには、その橋渡しの役割を期待。

※JOGMEC（独立行政法人石油天然ガス・金属鉱物資源機構）機構誌から引用・抜粋

【地元理解促進の取組】

自治体主催の地熱開発に係る情報連絡会



温泉影響に係るモニタリング機器の開発及び実証



- 安価で高品質な温泉モニタリング装置を製作し、現在11か所の温泉で実証試験中。
- これまでは業者に高額な分析費用を支払ってモニタリングをしていたが、本機の設置により常時かつ安価にモニタリングが可能に。

地熱水利用園芸ハウス／特産品生産



(北海道森町の森地熱発電所の還元熱水を温室ハウスに活用)



(温室ハウスで育てたトマトを利用した、「森ライス」を開発・提供)



(秋田県湯沢市の山葵沢地熱発電所の熱を利用してさくらんぼを乾燥させた「ミッチェリー」を開発・提供)

地熱蒸気を利用した「地熱染め」



(出典) 八幡平市パンフレット

導入拡大に向けた取組：既存の取組の継続・強化

- 2030年のエネルギーミックスの達成に向けて、引き続き、地表調査・掘削調査への支援強化や地元の理解促進、規制の運用改善等を行っていくことが重要。

	課題	課題克服のための対応
【自然面での課題】		
①	目に見えない地下資源であり、 <u>開発リスク及び開発コストが高い</u> 。	<u>開発・運転の効率化等に資する技術開発</u> 、JOGMECによる <u>ポテンシャル調査の実施</u> 、 <u>地表・掘削調査事業への補助</u> 、 <u>出資・債務保証</u> の枠組み
②	<u>地熱資源は火山地帯に偏在</u> しており、 <u>適地が限定的</u> 。	<u>斜め掘り技術</u> 等のポテンシャルのある地点での開発促進に向けた取組
【社会面での課題】		
③	温泉資源等への影響懸念から、 <u>地元の理解促進が必要不可欠</u> 。	自治体主催の <u>情報連絡会等の開催支援</u> 、 <u>有識者の派遣</u> 、 <u>モデル地区の選定・発信</u>
④	<u>関係法令の規制</u> により、許認可が必要な地点が多い。また、 <u>地域によっては過大な対応が求められる</u> 場合がある。	<u>規制の運用改善等</u>

導入拡大に向けた取組：地熱発電の抜本的導入拡大のための革新的技術

- 2050年カーボンニュートラルに向けて、地熱発電の抜本的な拡大を図るため、地熱貯留層の無い地域等においても、地熱ポテンシャルを最大限に活用するための革新的な技術を利用した地熱開発（EGS^(※)）について検討していくことが必要。

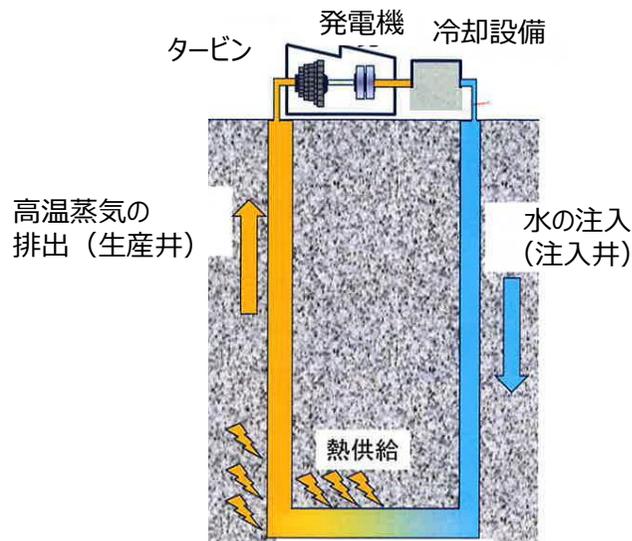
(※) EGS : Enhanced Geothermal Systems

【革新的な地熱開発の技術（EGS）の例】

➤ 高温岩体地熱発電技術

高温かつ適切な地層形成がなされていても蒸気が存在しないために開発を行えなかった地域において、配管に水を注入することにより蒸気を人工的に発生させて発電をする技術。

【高温岩体地熱発電（Uループ方式）のイメージ】

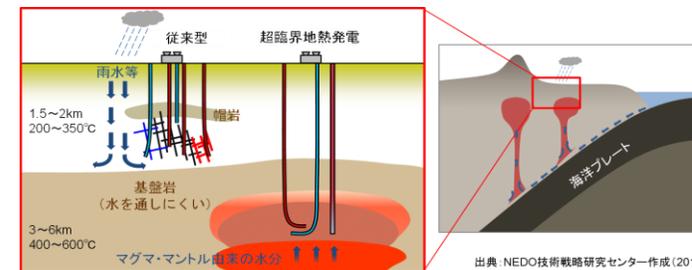


➤ 超臨界地熱発電技術

マグマ起源の高温かつ高圧な超臨界状態の水を利用し、より大規模な発電を可能とする技術。

地下4~5km、400~500℃の環境を想定（従来地熱は1~3km、200~300℃）。

【超臨界地熱発電のイメージ】

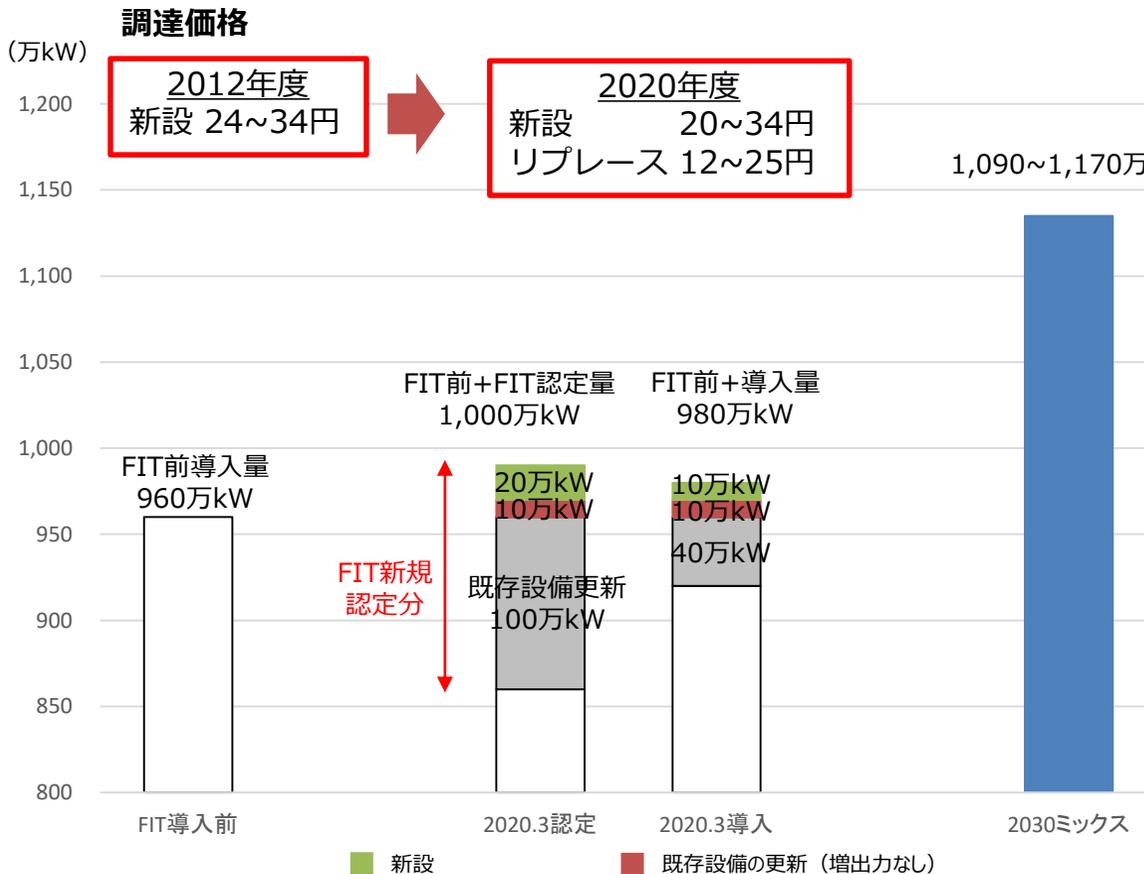


出典：NEDO技術戦略研究センター作成(2017)

中小水力発電の動向

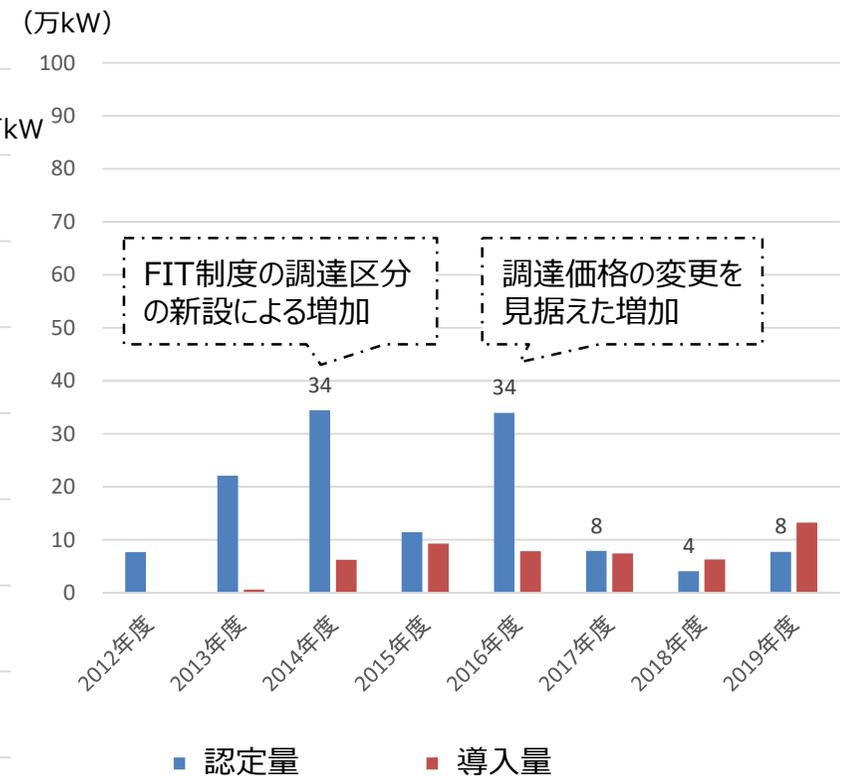
- **水力発電**は、エネルギー自給率向上、低炭素電源、安定電源といった価値を有する**地域共生電源**。
- 現在、**エネルギーミックス（1,090万～1,170万kW）**の水準に対して、現時点のFIT前導入量＋FIT認定量は**1,000万kW**、導入量は**980万kW**。

＜2019年度末の中小水力発電の認定量・導入量＞



※ 改正FIT法による失効分（2020年3月時点で確認できているもの）を反映済。
 ※ 新規認定案件の80%は既存設備の更新と仮定

＜中小水力発電の認定量・導入量推移＞



※ 認定から導入までタイムラグが生じる。
 ※ 認定量増加の要因は、業界団体や事業者へのヒアリング結果を踏まえたもの。

【自然面での課題】

①適地が限られており、**小規模化**している。

⇒技術的に利用可能な水力（包蔵水力、12GW）のうち、91%が1万kW未満の中小水力（小規模化）。

②**奥地化**に伴う**開発リスクの増大**。

⇒12GWのポテンシャルのうち、開発見込みのある案件は、0.25GW(25万KW) にすぎない。

【社会面での課題】

③**既存権益者（水利権者・漁業者など）との協議や環境調査（猛禽類生息調査等）**などに時間を要する。

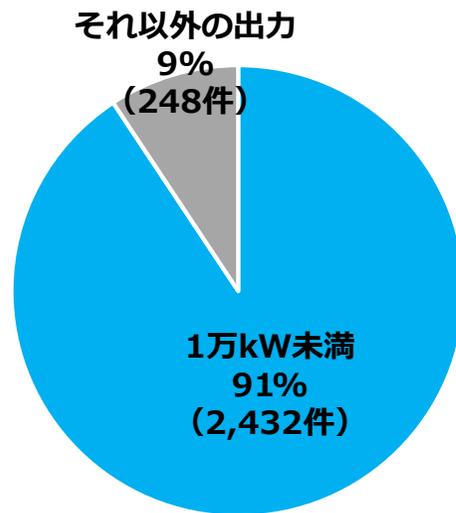
導入拡大に向けた取組

- 流量調査や地域理解の促進に対する支援の実施

課題：適地減少／小規模化／高コスト

- **技術的に利用可能な水力**（包蔵水力）は、**約12GW**。その**9割以上が1万kW未満の中小水力**。
- しかしながら、実際には、地域との関係で**開発工事が困難な案件が多く**、工事中又は経済性の高い未開発有望地点は、25万kW(0.25GW)。
- また、現在も、新規案件のFIT価格は20～34円であり、コストの低減が進んでいない。

河川における包蔵水力未開発地点件数（一般水力）



- ◆ 未開発地点の合計出力は11.9GW。
- ◆ 工事中の案件は19万kW。
- ◆ 開発難易度が低く経済性の高い案件は6万kW。
- ◆ ほとんどの地点で事業化に至るまでの経済性が確保できるという結果に至っていない。

【新規中小水力発電所の事例】

- ・当初、適地選定から運開まで6年を見込み計画をスタート。建設予定地の**地権者対応**、**猛禽類等の環境調査**及び**軟弱地盤補強工事**などに時間を要することとなり、**当初計画から約3年の遅れ**が生じた。
- ・開発地点が、**急峻な河川上流部・奥地**であり、取水堰堤までアクセスできなかったため、周辺環境に配慮の上、**取水堰堤までのアクセス道路・導水路を一体化したトンネルを建設・設置**。投資額が約100億円を超える等、困難性の高い開発となった。

出典：資源エネルギー庁「包蔵水力調査」（平成31年3月末時点）

中小水力発電の調達価格推移

規模／年度	2012	2020
5,000kW以上3万kW未満	24円	20円
1,000kW以上5,000kW未満	24円	27円
200kW以上1,000kW未満	29円	
200kW未満	34円	

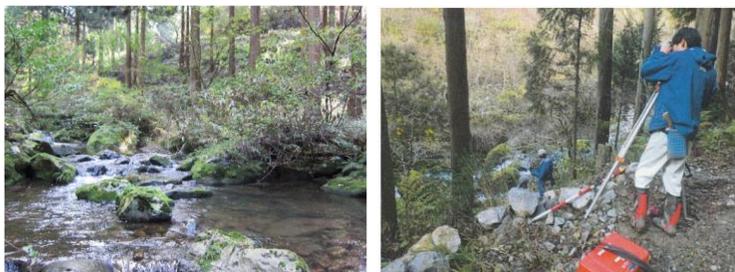
導入拡大に向けた取組：新たな中小水力発電案件の創出

- ①奥地化に伴う流量調査の困難化や開発リスク増への対応、②地域の理解促進、等が導入拡大の鍵。
- 導入拡大に向けて、事業者が行う流量調査や地元調整を支援。

事例①：流量調査等支援の事業化への貢献

- ・出力：199kW
- ・内容：

流量調査等による事業性評価を支援。取水地点での水量が確定し、支援により採算性が見込まれることが明らかとなり、3年後に運転開始に至った。



※上：取水地点及び地形調査の様子
下：完成した発電所建屋及び水車



事例②：理解促進支援の事業化への貢献

- ・出力：1,990kW
- ・内容：

開発に懐疑的な意見が多かった地点において地元調整を支援。地元理解を得るためには、地域の環境教育等に貢献する看板など、地域理解を促進する広報施設の設置が重要であることから、その点に留意し調整を進め、運転開始に至った。

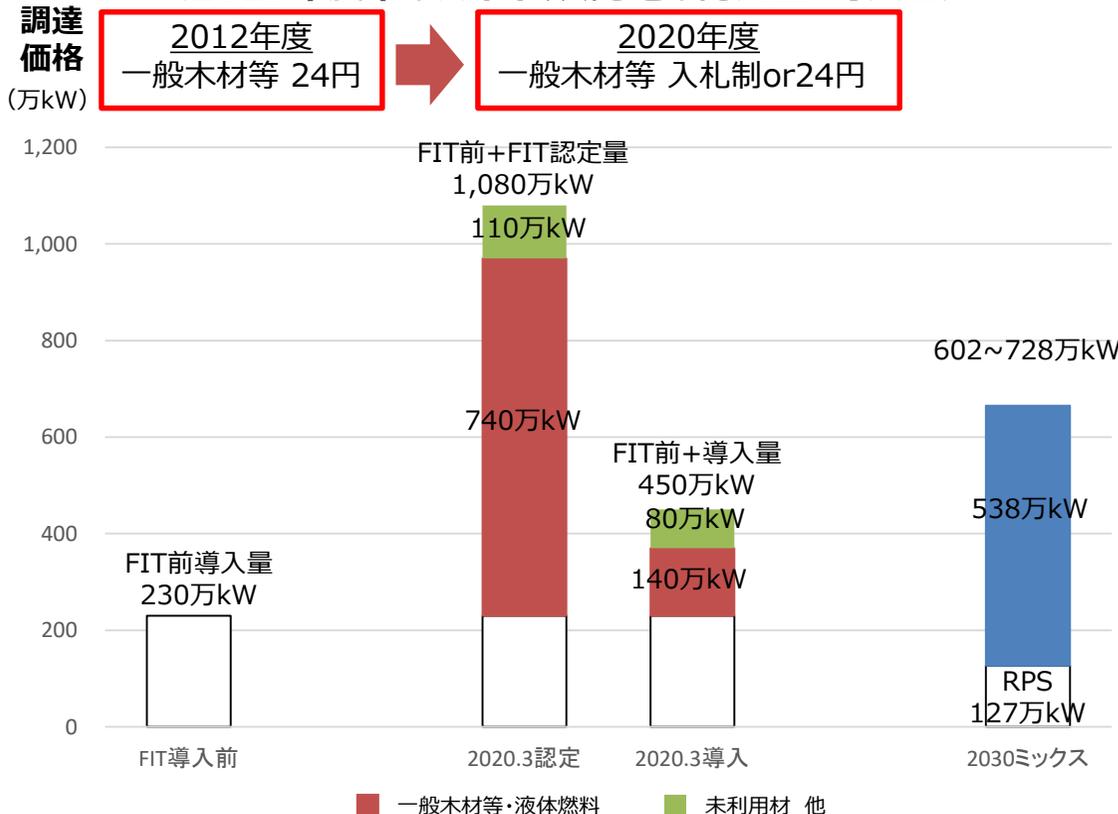
※完成した発電所、
近傍に設置した広報設備及び
環境学習用の看板の内容



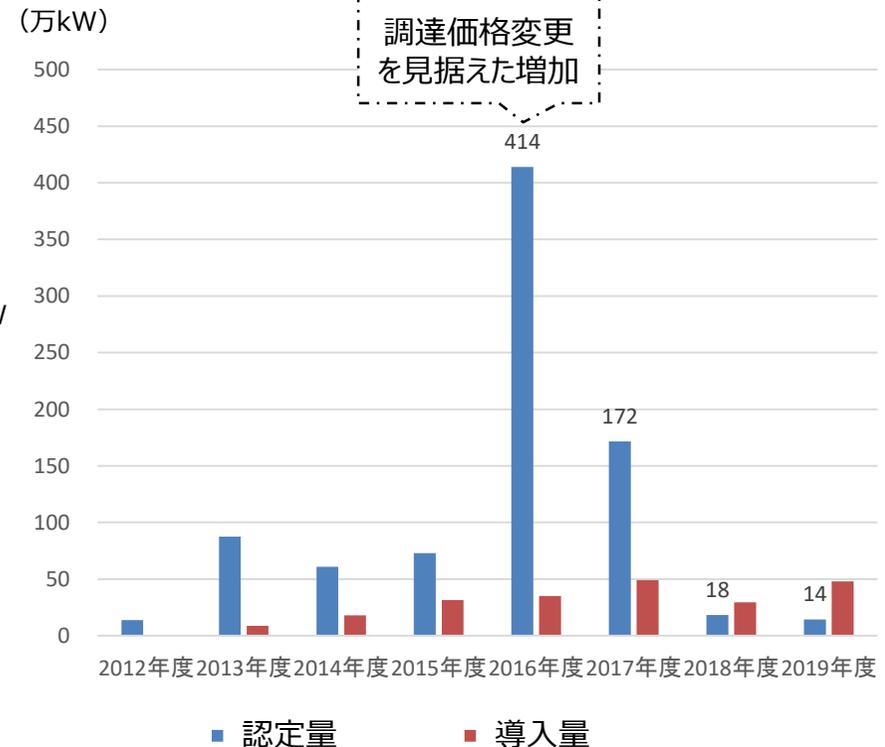
バイオマス発電の動向

- **バイオマス発電は、エネルギー自給率向上、災害時などにおけるレジリエンスの向上、我が国の森林整備・林業活性化などの役割を担い、地域の経済・雇用への波及効果が大い**など多様な価値を有する。
- **エネルギーミックス（602～728万kW）**の水準に対し、現時点のFIT前導入量＋FIT認定量は**1,080万kW**、導入量は**450万kW**。買取価格変更に伴い、2016～2017年度に輸入材を中心とした大規模な一般木材等のFIT認定量が急増したが、年間導入量は50万kW未満で推移。

＜2019年度末のバイオマス発電の認定量・導入量＞



＜バイオマス発電の認定量・導入量推移＞



※ 改正FIT法による失効分（2020年3月時点で確認できているもの）を反映済。 ※ バイオマス比率考慮済。

※ 認定から導入までタイムラグが生じる点に留意
 ※ 認定量増加の要因は、業界団体や事業者へのヒアリング結果を踏まえたもの。

バイオマス発電導入拡大に向けた課題と取組

【自然面での課題】

① 利用できるバイオマス資源は限定的。

⇒例えば、未利用材については、森林・林業基本計画に基づき、活用可能なバイオマス生産量は800万m³（約32万kw相当）。

② 輸入材を中心に、環境面、社会・労働面、ガバナンス面などの燃料の持続可能性の確保に課題。

⇒一般木材等は、原料の7割以上を輸入材も活用し、国外へ依存。

【社会面での課題】

③ コストが高止まりしていること、また、コストに占める燃料費の割合が大きい

⇒木質バイオマスは、燃料費がコスト全体の7割を占め、コスト低減余地限定的。

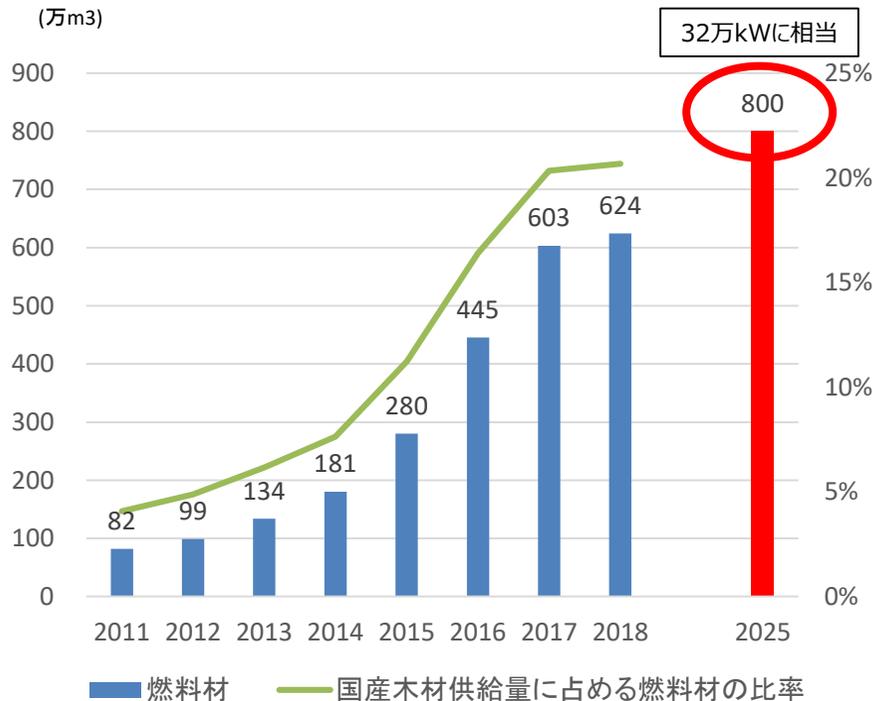
導入拡大に向けた取組

- 国内燃料の安定供給拡大、発電事業のコスト低減の方策の実施（早生樹、広葉樹の活用等）。
- 熱電併給等の高効率なバイオマスの推進。
- 輸入材等についての「持続可能性基準」の具体化。

課題：安定供給／持続可能性

- 国内木質燃料の間伐材は、「森林・林業基本計画」により利用量に限りがある。
- 一般木材等・バイオマス液体燃料においては、原料の7割以上がパーム油やPKSといった輸入材を活用しており、国外への依存が顕著。
- 導入拡大に向けて、国内外の原料の安定確保及び持続可能性を考慮する必要。

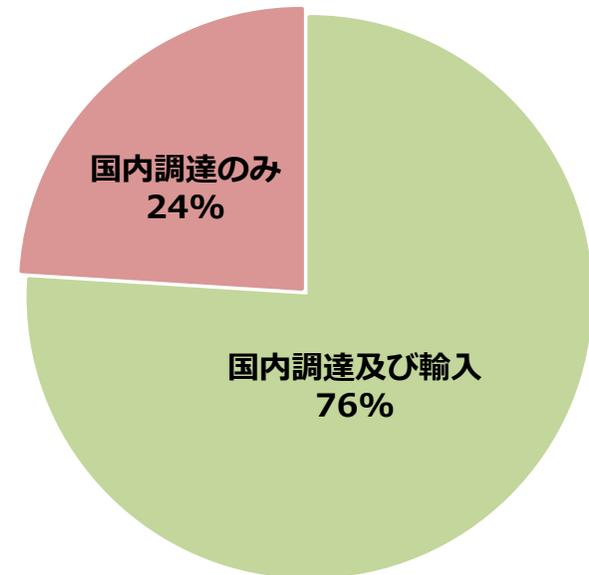
間伐材等由来の木質バイオマス燃料利用量



出典) 「林業・木質バイオマス発電の成長産業化に向けた研究会」資料より作成

例えば、国内木質燃料の間伐材は、森林・林業基本計画により利用量に限度あり。

一般木材等・バイオマス液体燃料のFIT認定内訳（設備容量）



出典) FIT認定情報より作成

木質燃料を中心に輸入材が増加。安定調達や持続可能性に課題あり。

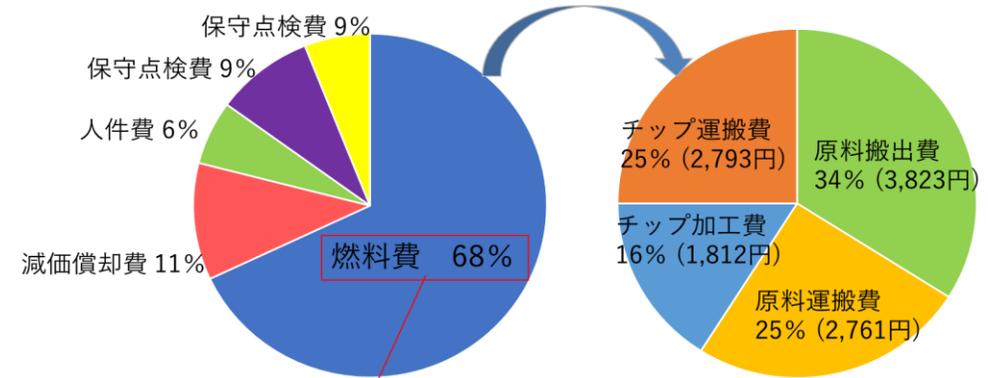
課題：高コスト

- **FIT制度導入以降**、バイオマス液体燃料と一般木材等は、現時点で入札制へ移行しているものの、その他の原料は**調達価格が変わっておらず、コストの低減が進んでいない**。
- また、例えば木質バイオマスは、**燃料費がコストの7割**を占めており、**コスト低減余地が限定的**。

バイオマス発電の調達価格推移

原料／年度	2012	2020
バイオマス液体燃料	24円	入札制
一般木材等	24円	入札制
未利用材	32円	32円 40円
メタン発酵バイオガス発電	39円	
一般廃棄物その他バイオマス	17円	
建設資材廃棄物	13円	

【木質バイオマス発電所の原価構成の例】 【木質チップ製造費（t当たりの平均値）】



原価構成の7割近くを燃料費が占めている。

※FIT認定を受け、現在稼働している木質バイオマス発電所（5,700kW）

出典）平成25年度木質バイオマス利用支援体制構築事業
「発電・熱供給・熱電併給推進のための調査」

※1 主産物・副産物を原料とするメタン発酵バイオガス発電は、一般木材区分において取扱う。
 ※2 新規燃料については、食料競合について調達価格等算定委員会とは別の場において専門的・技術的な検討を行った上で、その判断のための基準を策定し、当該基準に照らして、食料競合への懸念が認められる燃料については、そのおそれがないことが確認されるまでの間は、FIT制度の対象としない。食料競合への懸念が認められない燃料については、ライフサイクルGHG排出量の論点を調達価格等算定委員会とは別の場において専門的・技術的な検討を継続した上で、ライフサイクルGHG排出量を含めた持続可能性基準を満たしたものは、FIT制度の対象とする。
 ※3 石炭（ごみ処理焼却施設で混焼されるコース以外）との混焼を行うものは、2019年度（一般廃棄物その他バイオマスは2021年度）からFIT制度の新規認定対象とならない。また、2018年度以前（一般廃棄物その他バイオマスは2020年度以前）に既に認定を受けた案件が容量市場の適用を受ける場合はFIT制度の対象から外す。

導入拡大に向けた取組：新たなビジネスモデルの創出

- 持続可能性を前提としつつ、バイオマス燃料の安定的な供給拡大、発電事業のコスト低減を図っていくための方策につき、林野庁との共同研究会を設置・検討。
- 森林資源の持続的活用（早生樹・広葉樹の活用を含む）や熱利用の推進等の対応の方向性を取りまとめたところであり、今後、取組を推進。

研究会のとりまとめ概要

（１） 森林資源の持続的活用（広葉樹・早生樹の活用を含む）

- 持続可能な木材利用の担保を前提とする全木集材や山土場等の活用による林業収入の最大化に向けた取組の推進
- (a) 広葉樹・早生樹など燃料用途として有望な樹種の特定、
- (b) 確実な更新を前提とした皆伐など主伐手法の確立、
- (c) 移動式チップパーの活用等による木質バイオマス燃料の生産を主とした新たなビジネスモデルの確立、に資する実証等

（２） 木質バイオマス熱利用の推進

- 更なる熱利用に向けた「地域内エコシステム」の推進

（３） 木質バイオマス燃料の品質安定化

- 燃料品質等に係る統一評価指標、デジタル技術を活用した市場取引の枠組みの検討

（４） 木質バイオマス燃料の加工・流通・利用の在り方・実態把握

- 木質バイオマス燃料に係る流通等の実態の把握・可視化の推進
- 合法性やトレーサビリティ等の確認手段の検討

（５） 既存の木材利用との競合に係る懸念の払拭

- 都道府県林政部局との連携等による木材の安定調達強化
- 安定供給可能な燃料用途の木材量の確保

（６） その他

- エンジニア人材等の育成推進 等

導入拡大に向けた取組：持続可能性基準の整備

- 輸入材の急増等の背景も踏まえ、**FIT制度の支援の前提**として、第三者認証により「**持続可能性**」が**確保されていることを要件化**。
- これまでに、FIT制度の「**持続可能性**」に必要な**項目（「環境」・「社会・労働」・「ガバナンス」等）**及び**基準**を具体化。現在、更なる取組として、**ライフサイクルGHG**や**食料競合**等の観点について、検討中。

I. FIT制度下における持続可能性評価基準（2019年11月中間整理）

項目		主な評価基準
環境	温室効果ガス（GHG）等の排出・汚染削減	⇒ GHG等の排出や汚染の削減の計画を策定し、その量を最小限度に留めるよう実行。 ※ GHG等の排出削減については、検討を継続。
	土地利用変化への配慮	⇒ 現地国の原生林・泥炭地の乱開発防止等の確保
	生物多様性の保全	⇒ 保護価値の高い生息地の維持・増加の確保
労働社会	社会への影響 労働の評価	⇒ 農園の土地に関する適切な権原や労働環境等の確保
ガバナンス	法令の遵守	⇒ 国内外の法令遵守
	情報の公開	⇒ 透明性の確保の観点から、発電事業者等による情報公開
	認証の更新・取消し	⇒ 適切な運用担保の観点から、第三者認証運営機関による認証の取消・更新規定の整備
サプライチェーン上の分別管理の担保		⇒ 認証燃料と非認証燃料が混同することのない分別管理
認証における第三者性の担保		⇒ 認証機関の認定及び認証付与プロセスの第三者性担保

確認の対象		確認の主体	確認の時期
確認の対象	主産物	確認の主体	⇒ 農園から発電所までのサプライチェーン（SC）
	副産物		⇒ 燃料としての発生地点から発電所までのSC
確認の主体	海外	確認の主体	⇒ 第三者認証で確認
	国内		⇒ 引き続き農林水産省が確認
確認の時期		⇒ 新規認定・変更認定時に確認 ⇒ 第三者認証更新時に継続的確認	

※ 一定条件の下で、次の猶予期限を設ける。

➔ 主産物 = 2021年3月末・副産物 = 2022年3月末

◆ FIT制度下における持続可能性の考え方

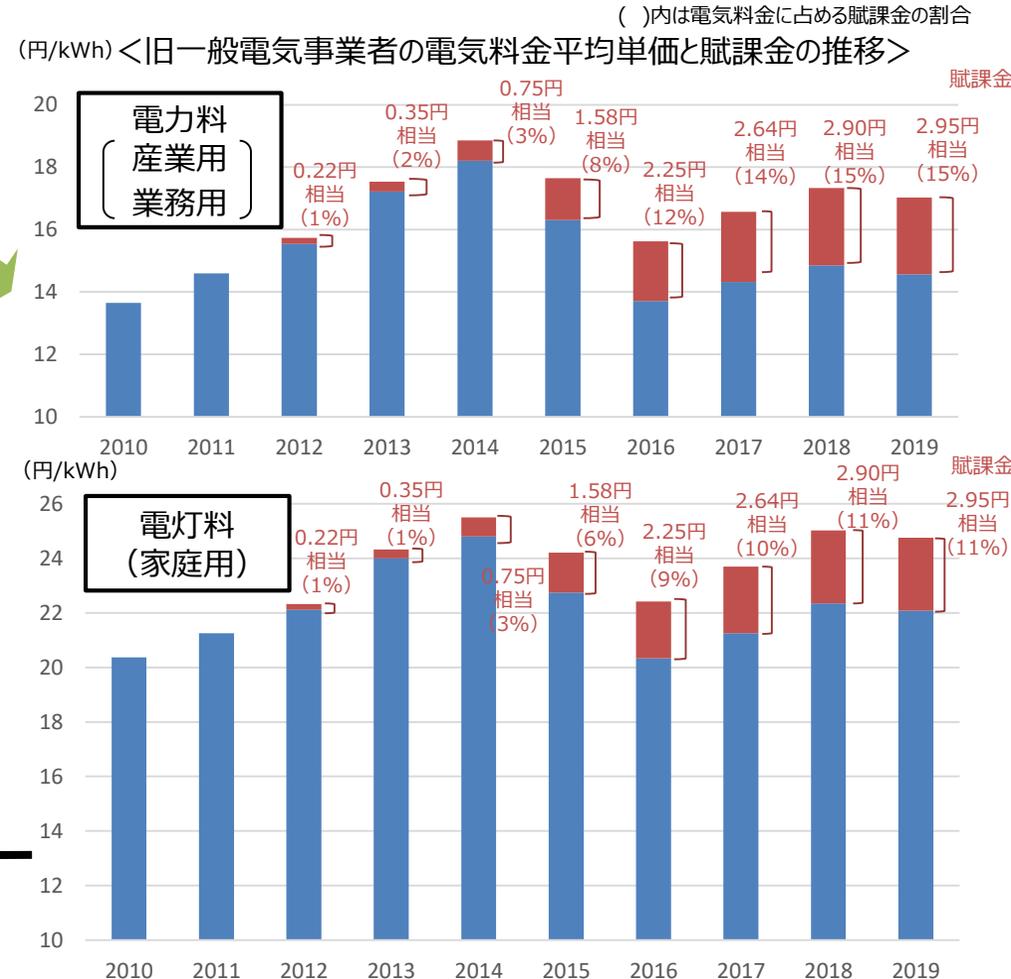
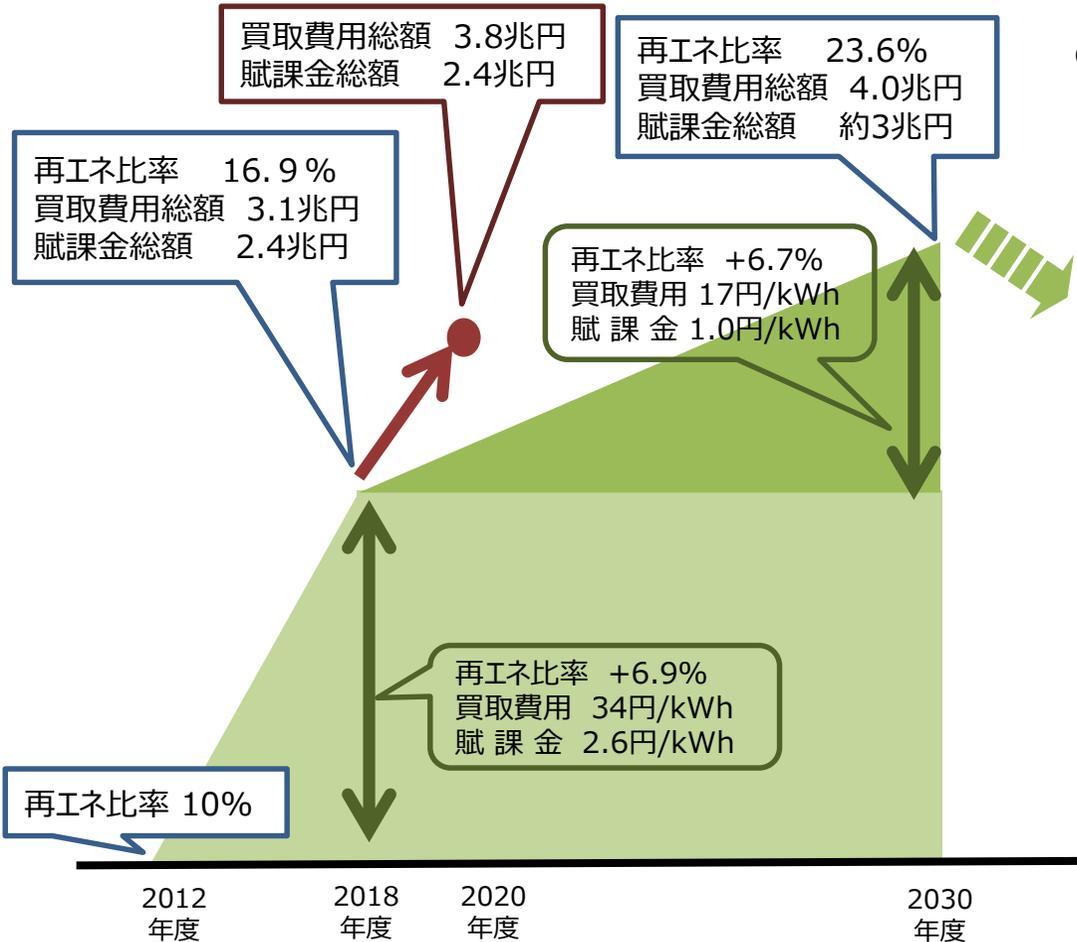
・世界的に求められる持続可能性の項目及び水準は、日々進歩を続けており、**社会情勢の変化に応じて、見直しを検討**。

3. 再生可能エネルギーの導入拡大に向けた課題と対応

- 再エネの現状
- (課題1) 出力変動への対応
- (課題2) 系統容量の確保／対応
- (課題3) 系統の安定性維持／対応
- (課題4) 電源別の導入拡大に向けた課題／対応
- (課題5) 国民負担について

FIT制度に伴う国民負担の状況①

- 2020年度（予測）の買取費用総額は3.8兆円、賦課金（国民負担）総額は2.4兆円。
- 電気料金に占める賦課金割合は、2019年度実績では、産業用・業務用15%、家庭用11%。



(注) 2018~2020年度の買取費用総額・賦課金総額は試算ベース。

2030年度賦課金総額は、買取費用総額と賦課金総額の割合が2030年度と2018年度が同一と仮定して算出。

kWh当たりの買取金額・賦課金は、(1) 2018年度については、買取費用と賦課金については実績ベースで算出し、

(2) 2030年度までの増加分については、追加で発電した再エネが全てFIT対象と仮定して機械的に、①買取費用は総買取費用を総再エネ電力量で除したものとし、②賦課金は賦課金総額を全電力量で除して算出。

(注) 発電電月報、各電力会社決算資料等をもとに資源エネルギー庁作成。

グラフのデータには消費税を含まないが、併記している賦課金相当額には消費税を含む。

なお、電力平均単価のグラフではFIT賦課金減免分を機械的に試算・控除の上で賦課金額の幅を図示。

FIT制度に伴う国民負担の状況②

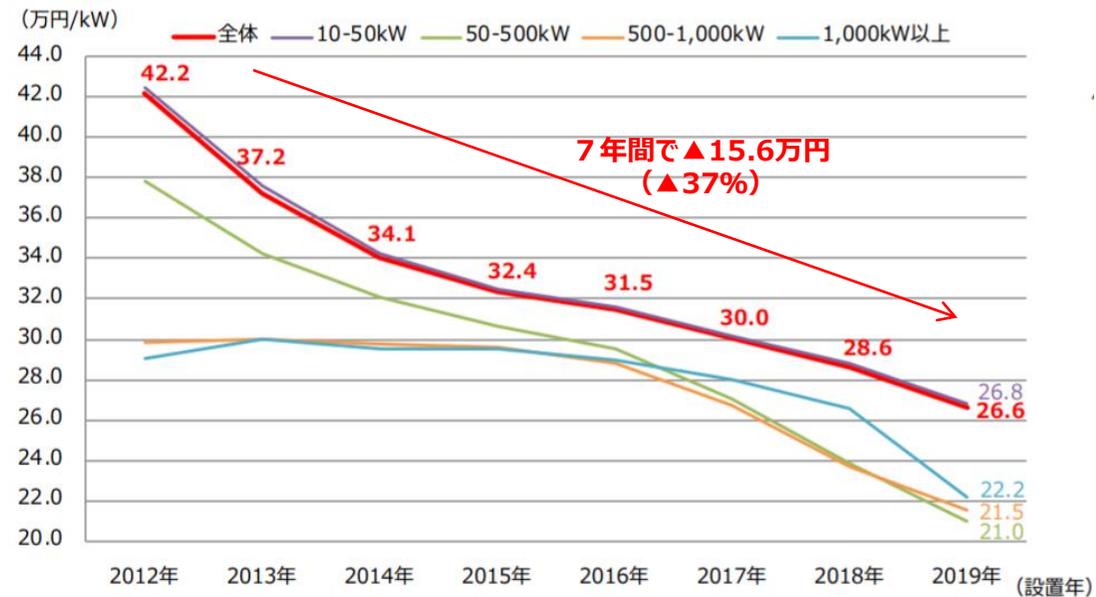
- 買取総額の内訳を見ると、2012年度～2014年度に認定された事業用太陽光発電に係る買取費用が大半を占めている。

<買取総額の内訳>

<買取総額の内訳>				
住宅用太陽光		0.3兆円	8%	
事業用太陽光	2012年度認定	0.8兆円	58% 21%	
	2013年度認定	1.0兆円		26%
	2014年度認定	0.4兆円		11%
	2015年度認定	0.1兆円	3%	
	2016年度認定	0.1兆円	3%	
	2017年度認定	0.06兆円	2%	
	2018年度認定	0.05兆円	1%	
	2019年度認定	0.01兆円	0%	
	2020年度認定	0.002兆円	0%	
	(合計)	(2.5兆円)	(66%)	
風力発電		0.2兆円	5%	
地熱発電		0.02兆円	0.5%	
中小水力発電		0.09兆円	2%	
バイオマス発電		0.7兆円	18%	
合計		3.8兆円	—	

<太陽光発電のコスト低減状況>

(設置年別・システム費用の推移)



FIT制度における各電源の調達価格の推移

- **太陽光・風力**は、コスト動向を踏まえて**調達価格の低減**が進むものの、**地熱・中小水力・バイオマス**はFIT制度開始以降、**おおむね据え置き**となっている。

電源 【調達期間】	2012年度	2013年度	2014年度	2015年度	2016年度	2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	2021年度	価格目標
事業用太陽光 (10kW以上) 【20年】	40円	36円	32円	29円※1 27円※1 ※17/1~(利権配庫期間終了後)	24円	入札制(2,000kW以上)		入札制 (500kW以上)	入札制 (250kW以上)		7円 (2025年)
						21円 (10kW以上 2,000kW未満)	18円 (10kW以上 2,000kW未満)	14円 (10kW以上 500kW未満)	12円 (50kW以上 250kW未満)		
								13円※2 (10kW以上 50kW未満)			
住宅用太陽光 (10kW未満) 【10年】	42円	38円	37円	33円※3 35円※3	31円※3 33円※3	28円※3 30円※3	26円※3 28円※3	24円※3 26円※3	21円		卸電力 市場価格 (2025年)
風力 【20年】※4	22円(20kW以上)/55円(20kW未満)					21円 (20kW以上)	20円	19円	18円		8~9円 (2030年)
	36円(洋上風力(着床式・浮体式))					36円(着床式)		入札制 (着床式)			
バイオマス 【20年】 ※4 ※6 ※7	24円(バイオマス液体燃料)					24円 (20,000kW以上)	21円 (20,000kW未満)	入札制	入札制		FIT制度 からの 中長期的な 自立化を 目指す
	24円(一般木材等)					24円 (20,000kW以上)	21円 (20,000kW未満)	入札制 (10,000kW以上)	入札制 (10,000kW以上)		
	32円(未利用材)					32円(2,000kW以上)		入札制 (10,000kW未満)	24円 (10,000kW未満)		
	その他(13円(建設資材廃棄物)、17円(一般廃棄物その他バイオマス)、39円(メタン発酵バイオガス発電 ※5))					40円(2,000kW未満)					
地熱 【15年】※4	26円(15,000kW以上)										
	40円(15,000kW未満)										
水力 【20年】※4	24円(1,000kW以上30,000kW未満)					24円	20円(5,000kW以上30,000kW未満)				
						27円(1,000kW以上5,000kW未満)					
	29円(200kW以上1,000kW未満)					34円(200kW未満)					

※2 10kW以上50kW未満の事業用太陽光発電には、2020年度から自家消費型の地域活用要件を設定する。ただし、営農型太陽光は、10年間の農地転用許可が認められる案件は、自家消費を行わない案件であっても、災害時の活用が可能であればFIT制度の新規認定対象とする。

※4 風力・地熱・水力のリースについては、別途、新規認定より低い買取価格を適用。 ※5 主産物・副産物を原料とするメタン発酵バイオガス発電は、一般木材区分において取扱う。

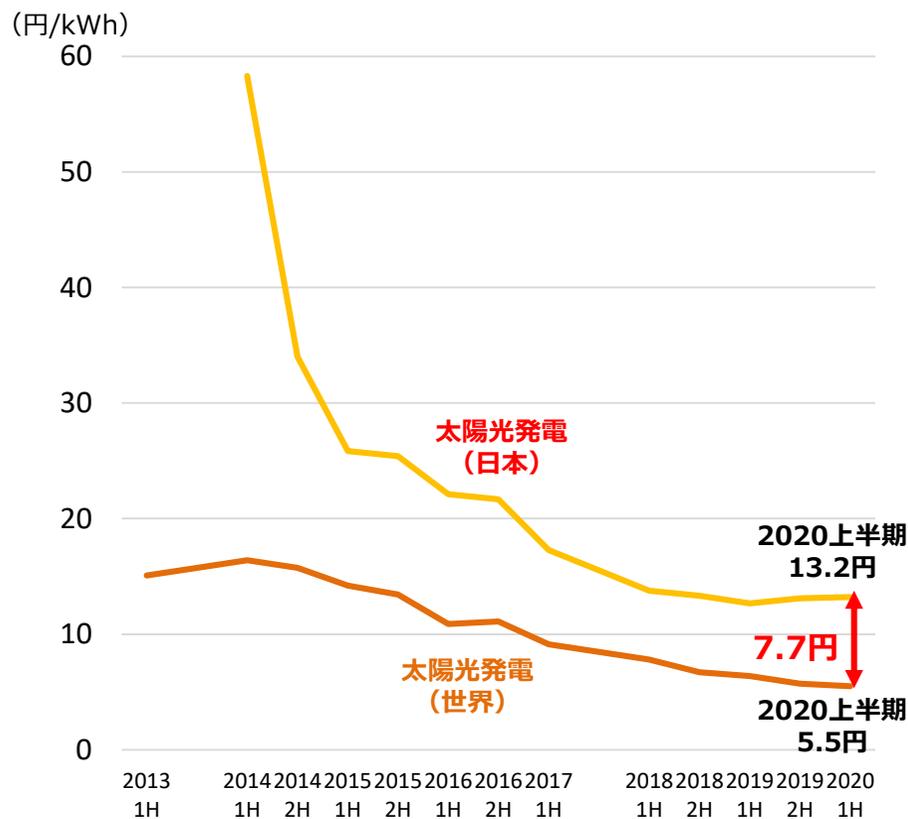
※6 新規燃料については、食料競合について調達価格等算定委員会とは別の場において専門的・技術的な検討を行った上で、その判断のための基準を策定し、当該基準に照らして、食料競合への懸念が認められる燃料については、そのおそれがないことが確認されるまでの間は、FIT制度の対象としない。食料競合への懸念が認められない燃料については、ライフサイクルGHG排出量の論点を調達価格等算定委員会とは別の場において専門的・技術的な検討を継続した上で、ライフサイクルGHG排出量を含めた持続可能性基準を満たしたものは、FIT制度の対象とする。

※7 石炭(ごみ処理焼却施設で混焼されるコークス以外)との混焼を行うものは、2019年度(一般廃棄物その他バイオマスは2021年度)からFIT制度の新規認定対象とならない。また、2018年度以前(一般廃棄物その他バイオマスは2020年度以前)に既に認定を受けた案件が容量市場の適用を受ける場合はFIT制度の対象から外す。

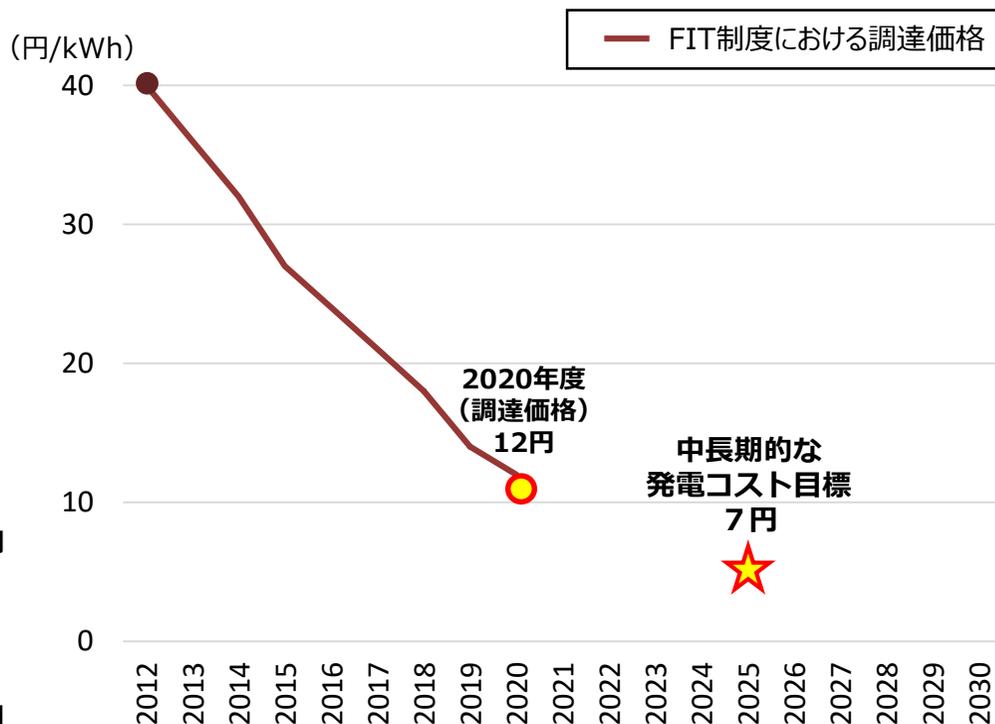
太陽光発電のコスト動向と中長期目標について

- **太陽光発電のコストは低減しているものの、依然として世界より高く、低減スピードも鈍化の傾向。**
- 再エネ導入拡大と国民負担抑制の観点から、FIT制度で掲げている**2025年発電コスト7円/kWhの目標に向けて、取り組んでいく必要がある。**一方で、**導入拡大により適地が減少し、コスト増となっていく懸念**もある。

＜世界と日本の太陽光発電のコスト推移＞



＜事業用太陽光の価格目標のイメージ＞



※折れ線は、毎年度、調達価格等算定委員会の意見を聞いて経済産業大臣が決定している調達価格を指す。

なお、2020年度については、上記のうち50kW以上の調達価格。

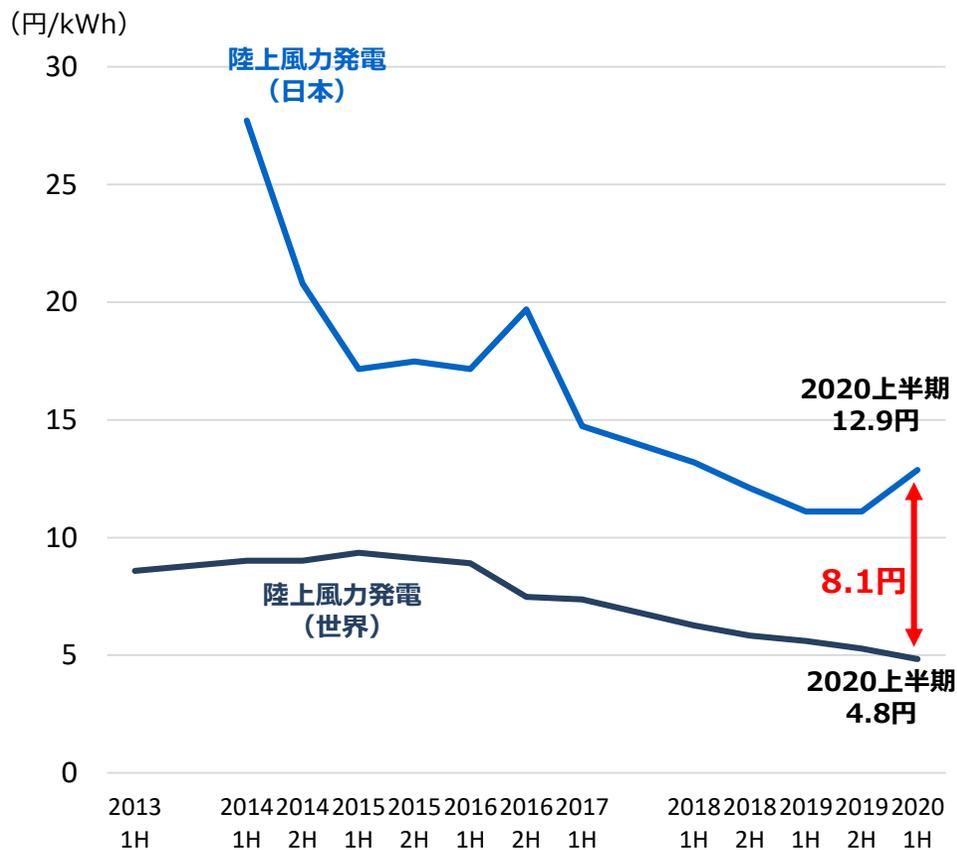
※「中長期的な発電コスト目標」とは、2025年に運転開始する案件の平均的な発電コストで7円/kWhとされているものであり、資金調達コストのみを念頭に置いた割引率（3%）を付加したものである。

※調達価格に換算（内部収益率IRR5%）すると、8.5円/kWhに相当する。

風力発電のコスト動向と中長期目標について

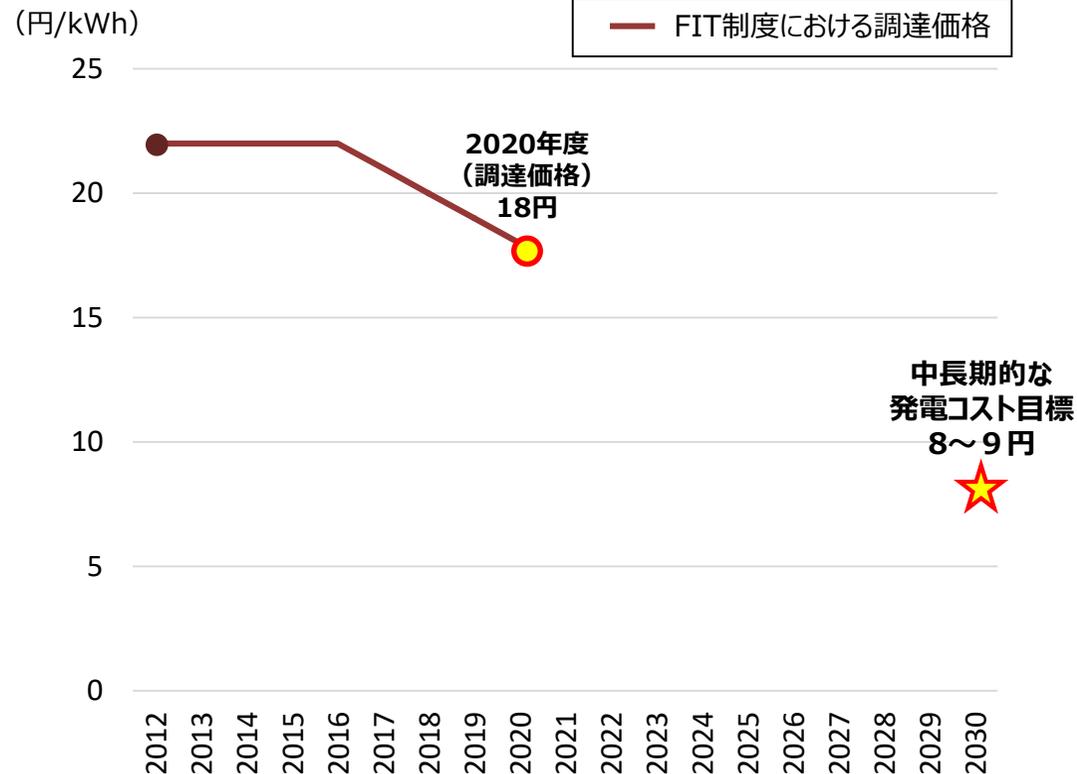
- **風力発電のコストは低減**しているものの、**依然として世界より高く、足下では微増**。
- 再エネ導入拡大と国民負担抑制の観点から、FIT制度で掲げている**2030年発電コスト8～9円/kWhの目標に向けて、取り組んでいく必要がある**。一方で、**導入拡大により適地が減少し、コスト増となっていく懸念**もある。

＜世界と日本の陸上風力発電のコスト推移＞



※Bloomberg NEFデータより資源エネルギー庁作成。1\$=110円換算で計算。

＜陸上風力発電の価格目標のイメージ＞



※折れ線は、毎年度、調達価格等算定委員会の意見を聞いて経済産業大臣が決定している調達価格を指す。

※「中長期的な発電コスト目標」とは、2030年に運転開始する案件（陸上風力発電・着床式洋上風力発電）の平均的な発電コストで8～9円/kWhとされているものであり、資金調達コストのみを念頭に置いた割引率（3%）を付加したもの。

※調達価格に換算（内部収益率IRR8%）すると、12.1～12.9円/kWhに相当する。

国民負担についての考え方

- 大量導入の実現に向けた課題を克服していくためには、①脱炭素調整力（蓄電池、水素）、②慣性力の確保、③革新的太陽光電池や④浮体式洋上風力などの革新的技術をイノベーションを通じて実現し、コスト低減を図りつつ社会実装していく必要がある。
- また、ノンファーム型接続の全国展開等の既存システムの活用を進めて行くが、特に、需要地から遠いエリアで再エネを大量導入していくためには、大規模な系統整備が必要となる。
- 再エネ設備については、FIT制度の下で再エネ賦課金を国民全体でご負担頂きながら導入拡大を進めてきている。2020年の再エネ賦課金は約2.4兆円、一家庭あたり年間約10,000円のご負担をいただいている状況。価格目標の実現に向けてコスト低減を進めていくが、同時に、適地が限られる中で、むしろ開発コスト上昇する可能性もある。
- このように2050年までに不確実性もある中で、どのように、イノベーションの実現見込み、国民負担を抑制しつつ大量導入を実現するシナリオを検討していく必要がある。