

# 国のエネルギーの現状について

～第1回いちき串木野市洋上風力発電調査協議会～

令和4年3月30日

九州経済産業局

資源エネルギー環境部 電力・ガス事業課

# **1. 日本を取り巻く状況について**

## **1 – 1 『カーボンニュートラル』**

## **1 – 2 日本の置かれている状況**

# **2. エネルギー基本計画（概要）**

# **3. 洋上風力発電と、再エネ海域利用法等について**

# 1. 日本を取り巻く状況について

## 1 - 1 『カーボンニュートラル』

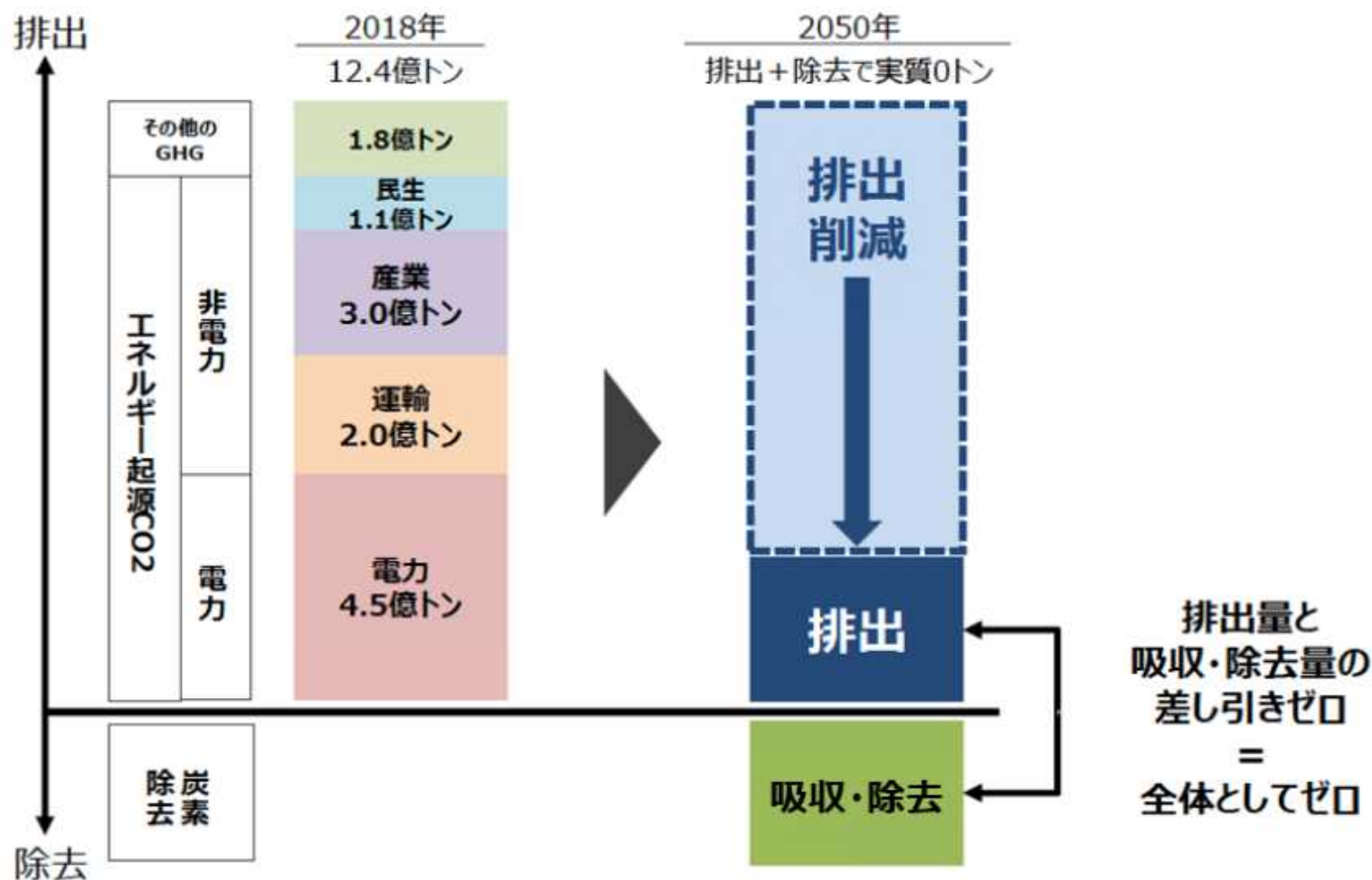
## 1 - 2 日本の置かれている状況

# 2. エネルギー基本計画（概要）

# 3. 洋上風力発電と、再エネ海域利用法等について

# 「カーボンニュートラル」とは

- 「カーボンニュートラル」とは、**温室効果ガスの排出を全体としてゼロ**にすること。
- 「排出を全体としてゼロ」というのは、二酸化炭素をはじめとする**温室効果ガスの「排出量」から、「吸収・除去量」を差し引くことで、合計を実質的にゼロ**にすること。
- カーボンニュートラルの達成のためには、**温室効果ガスの排出量の削減**並びに**植林やCCS技術**などによる**温室効果ガスの吸収・除去**が必要。



# 我が国の2050年カーボンニュートラル目標と2030年の排出削減目標

## 1. 菅内閣総理大臣による、2020年10月26日の所信表明演説

「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。」

## 2. 菅内閣総理大臣による、2021年4月22日の地球温暖化対策推進本部

「集中豪雨、森林火災、大雪など、世界各地で異常気象が発生する中、脱炭素化は待ったなしの課題です。同時に、気候変動への対応は、我が国経済を力強く成長させる原動力になります。こうした思いで、私は2050年カーボンニュートラルを宣言し、成長戦略の柱として、取組を進めてきました。

地球規模の課題の解決に向け、我が国は大きく踏み出します。2050年目標と統合的で、野心的な目標として、2030年度に、温室効果ガスを2013年度から46パーセント削減することを目指します。さらに、50パーセントの高みに向けて、挑戦を続けてまいります。この後、気候サミットにおいて、国際社会へも表明いたします。

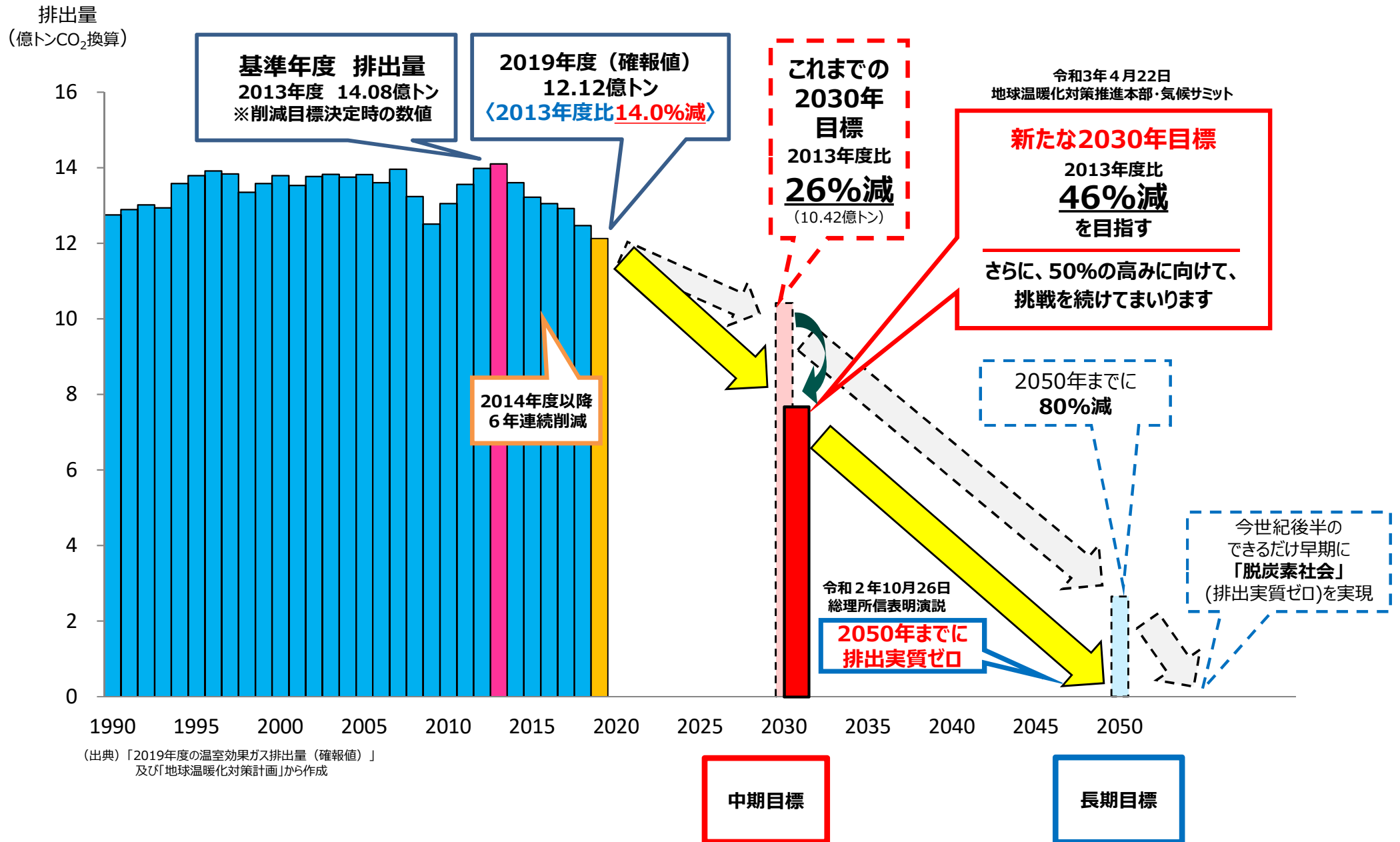
46パーセント削減は、これまでの目標を7割以上引き上げるものであり、決して容易なものではありません。しかしながら、世界のものづくりを支える国として、次の成長戦略にふさわしい、トップレベルの野心的な目標を掲げることで、世界の議論をリードしていきたいと思っております。

今後は、目標の達成に向け、具体的な施策を着実に実行していくことで、経済と環境の好循環を生み出し、力強い成長を作り出していくことが重要であります。再エネなど脱炭素電源の最大限の活用や、投資を促すための刺激策、地域の脱炭素化への支援、グリーン国際金融センターの創設、さらには、アジア諸国を始めとする世界の脱炭素移行への支援などあらゆる分野で、できる限りの取組を進め、経済・社会に変革をもたらしてまいります。

各閣僚には、検討を加速していただきますようお願いいたします。

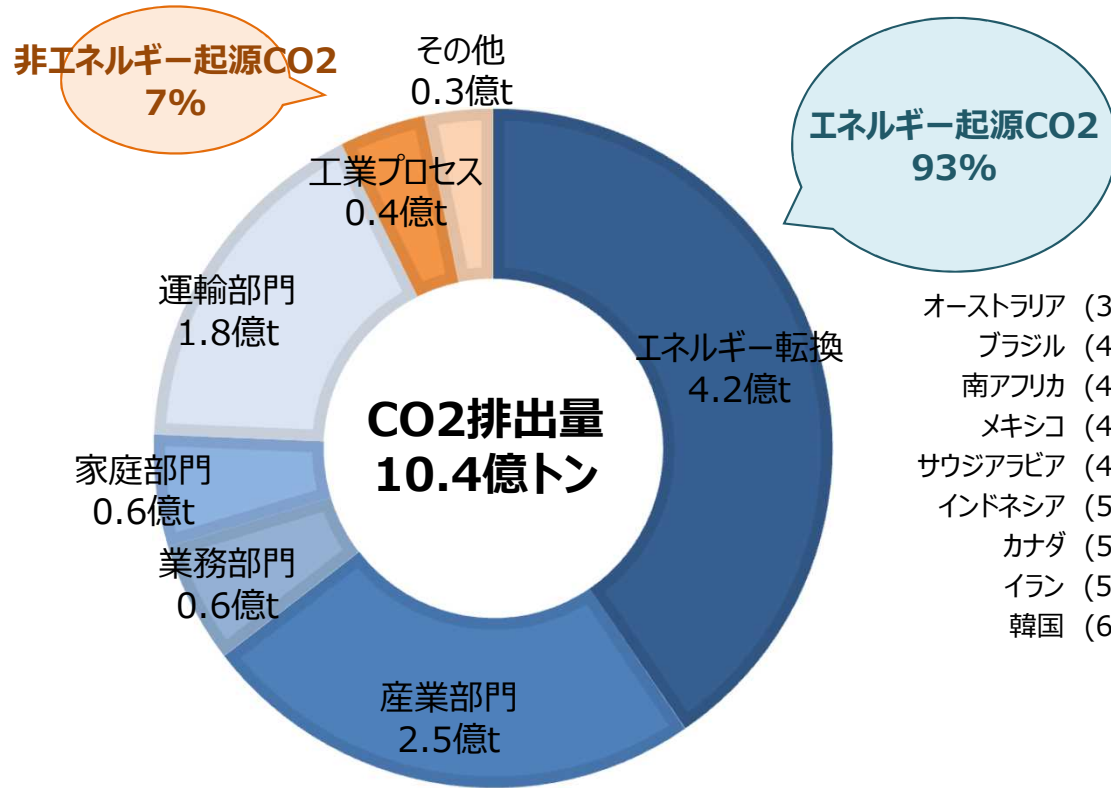
→ 岸田政権も、この路線を踏襲 … 10/22 第六次エネルギー基本計画も閣議決定

# (参考) 我が国の温室効果ガス削減の中期目標と長期目標



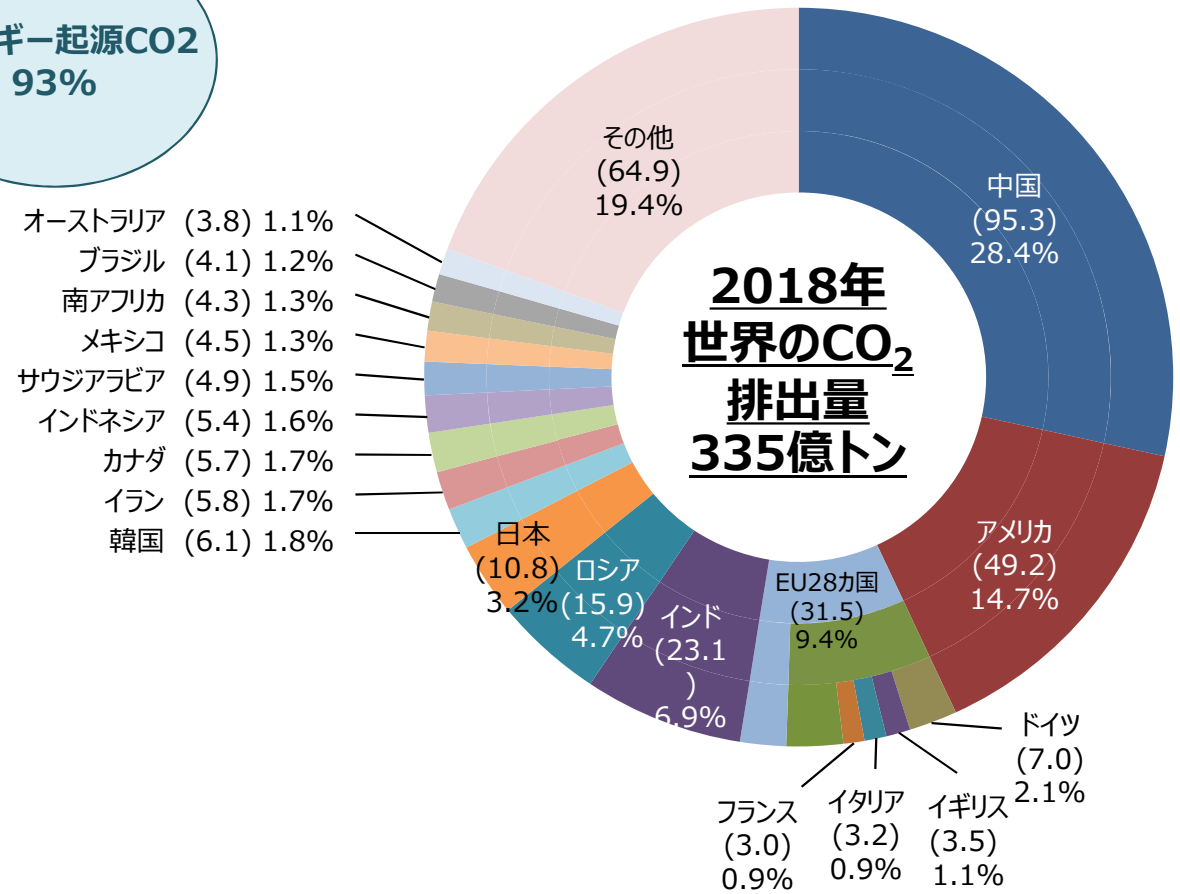
# 世界の温室効果ガス（ここではCO2に着目）の排出状況

## 日本のCO2排出量（2020）



(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（2018）



出所 : IEA, CO2 Emissions from Fuel Combustion Highlights 2020

# 気候変動対策を巡る国際的な動き：気候サミットを踏まえた主要国の排出目標

- 4月22日の気候サミットを踏まえ、米国、カナダ、日本が目標引き上げを表明。

国名	従来目標	気候サミットを踏まえた排出目標
日本	2030年 <b>▲26% (2013年)</b> <2020年3月NDC提出>	<b>▲46% (2013年比)</b> を目指す、さらに <b>50%の高みに挑戦</b> と表明。
米国	2025年 <b>▲26~28% (2005年比)</b> <2016年9月NDC提出>	<b>▲50~52% (2005年比)</b> を表明。 ※上記目標のNDC提出済み
カナダ	2030年 <b>▲30% (2005年比)</b> <2017年5月NDC提出>	<b>▲40~45% (2005年比)</b> を表明
EU	2030年 <b>▲55% (1990年比)</b> <2020年12月NDC提出> ※引き上げ前は▲40% (1990年比)	目標の変更無し
英国	2030年 <b>▲68% (1990年比)</b> <2020年12月NDC提出> ※提出前はEUのNDCとして▲40% (1990年比)	<b>2035年に▲78% (1990年比)</b> を表明。 ※2030年目標の変更はなし。
韓国	2030年 <b>▲24.4% (2017年比)</b> <2020年12月NDC提出>	目標の変更無し。気候サミットにおいて、 <b>今年中のNDC引き上げを表明</b> 。
中国	<b>2030年までにピーク達成、GDP当たりCO2排出▲65%</b> (2005年比) <国連総会(2020年9月)、パリ協定5周年イベント(2020年12月)での表明>	目標の変更無し。 ※気候サミットでは、石炭消費の縮減を表明。



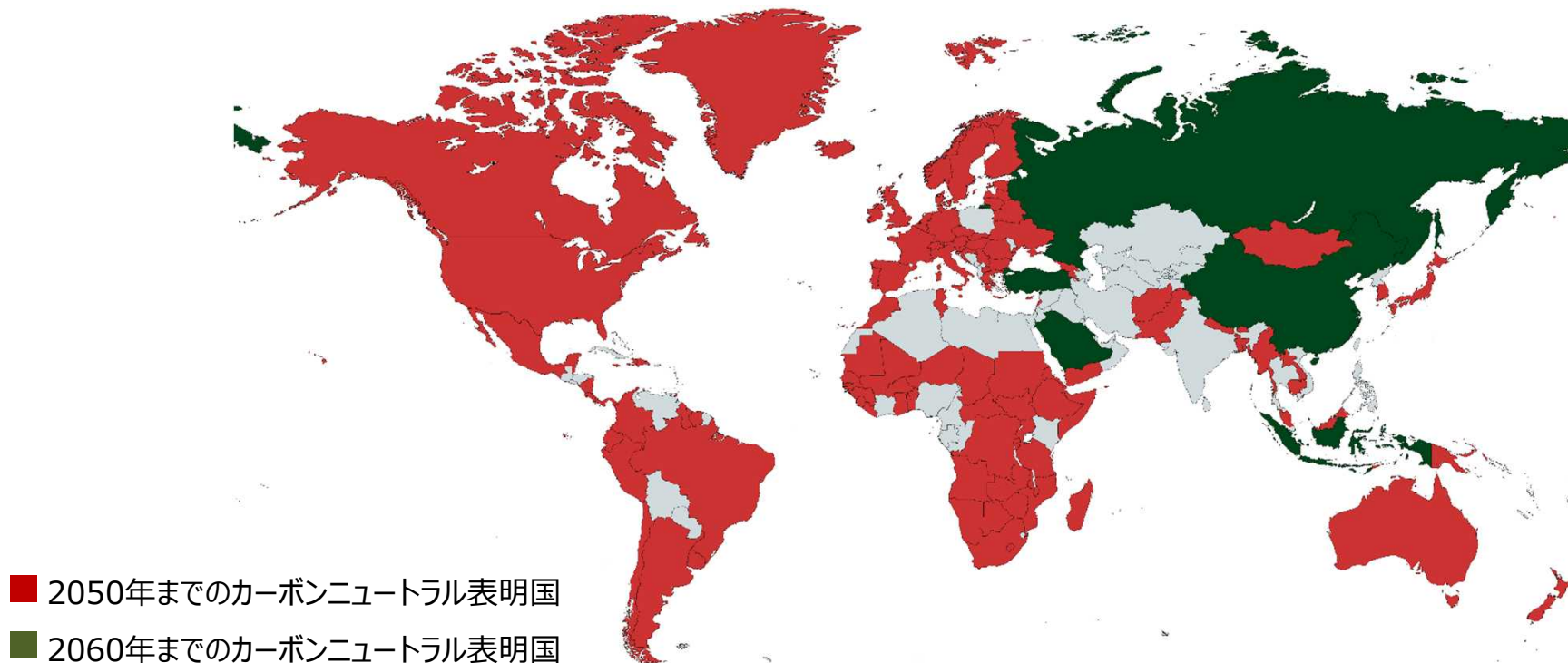
# 2050年カーボンニュートラルにコミットしている国

- 2050年までのカーボンニュートラル（CN）に向けて取り組む国・地域<sup>1)</sup>：**142カ国**。
- これらの国における世界全体のCO2排出量に占める割合は**41.4%**（2018年実績 ※エネルギー起源CO2のみ）
- 加えて、中国（28.4%）、ロシア（4.7%）、インドネシア（1.6%）、サウジアラビア（1.5%）、トルコ（2053年CN、1.1%）、バーレーン（0.1%）は2060年までのCNを表明するなど、**カーボンニュートラル目標を設定する動きが拡大**。  
（これらの国における世界全体のCO2排出量に占める割合：78.9%）

2050年までのカーボンニュートラルを表明した国

**142カ国**

**※全世界のCO2排出量に占める割合は41.4%（2018年実績）**



1) ①Climate Ambition Allianceへの参加国、②国連への長期戦略の提出による2050年CN表明国、2021年4月の気候サミットにおける2050年CN表明国等をカウントし、経済産業省作成（2021年10月26日時点）  
①<https://climateaction.unfccc.int/views/cooperative-initiative-details.html?id=95>  
②<https://unfccc.int/process/the-paris-agreement/long-term-strategies>

# 1. 日本を取り巻く状況について

## 1 - 1 『カーボンニュートラル』

## 1 - 2 日本の置かれている状況

# 2. エネルギー基本計画（概要）

# 3. 洋上風力発電と、再エネ海域利用法等について

# エネルギー政策の基本的視点 (S+3E)

- 安全性(Safety)を前提に、①安定供給(Energy security)を第一とし、②経済効率(Economic efficiency)と③環境適合(Environment)の両立を図ることが要諦。
- エネルギー源の特性を補完し合う多層的な供給構造の実現が重要。

## ＜エネルギー政策の基本的視点 (S+3E)＞ 第6次エネルギー基本計画 (抜粋)

エネルギー政策の要諦は、安全性 (Safety) を前提とした上で、エネルギーの安定供給 (Energy Security) を第一とし、経済効率性の向上 (Economic Efficiency) による低コストでのエネルギー供給を実現し、同時に、環境への適合 (Environment) を図るため、最大限の取組を行うことである。

## ＜各エネルギー源が補完し合う多層的な供給構造の実現＞ 第6次エネルギー基本計画 (抜粋)

各エネルギー源は、それぞれサプライチェーン上の強みと弱みを持っている。現時点で安定的かつ効率的なエネルギー需給構造を一手に支えられるような単独の完璧なエネルギー源は存在しないことを鑑みれば、一つのエネルギー源に頼ることはリスクが高く、危機時であっても安定供給が確保される需給構造を実現するためには、エネルギー源ごとの強みが最大限に発揮され、弱みが他のエネルギー源によって適切に補完されるような組み合わせを持つ、多層的な供給構造を実現することが必要である。

# 3 E についての現状

- **①安定供給(自給率)**：資源が乏しく化石燃料依存増により、先進国最下位水準に低下。
- **②経済効率性(電気料金)**：東日本大震災後に2割以上も上昇。
- **③環境適合性(CO2排出量)**：再エネ普及、省エネ等により、東日本大震災前より向上。

## 1. エネルギー自給率の低下 (①安定供給 = Energy Security)

2010年度:20.2% ⇒ 2019年度:12.1% (G7で最下位)

## 2. 電気料金の上昇 (②経済効率 = Economic Efficiency)

・一般家庭 (2人以上世帯)

2010年度:約9.8万円 ⇒ 2019年度:約11.9万円 (2.1万円 (22%) 上昇)

・中規模工場

2010年度:約4,400万円 ⇒ 2019年度:約5,500万円 (1,100万円 (25%) 上昇)

※上記はモデル的な試算、いずれも1年間の合計の数値

## 3. 電力セクターにおけるCO2排出量の減少 (③環境適合 = Environment)

2010年度:4.55億トン ⇒ 2019年度:4.39億トン (1600万トン減少)

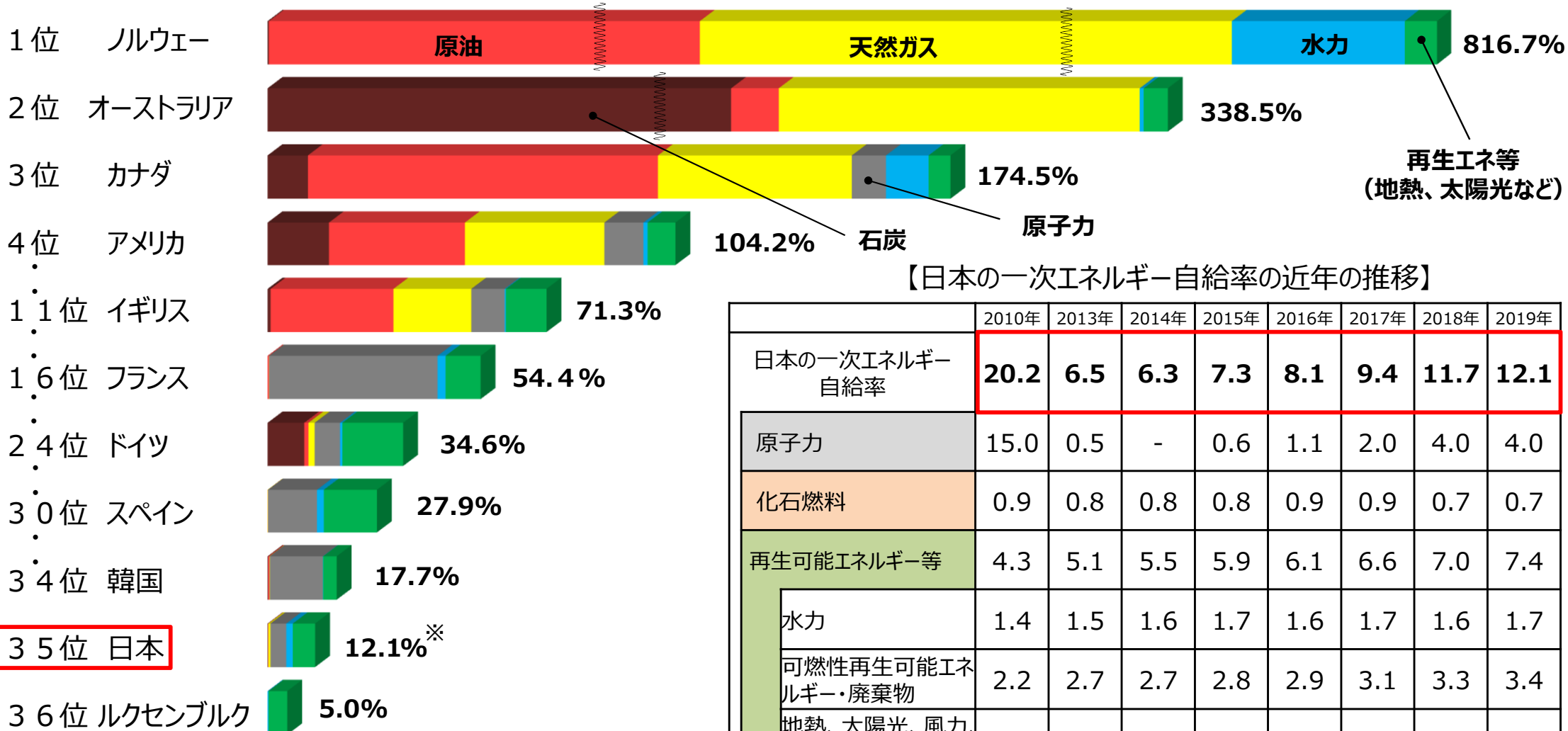
※上記はいずれも1年間の合計の数値

# 日本の置かれている状況：主要国の一次エネルギー自給率の推移

● 震災前（2010年：20.2%）に比べて大幅に低下。OECD 36か国中、2番目に低い水準に。

※ IEAは原子力を国産エネルギーとして一次エネルギー自給率に含めており、我が国でもエネルギー基本計画で「準国産エネルギー」と位置付けている。

OECD諸国の一次エネルギー自給率比較（2019年）



【日本の一次エネルギー自給率の近年の推移】

	2010年	2013年	2014年	2015年	2016年	2017年	2018年	2019年
日本の一次エネルギー自給率	20.2	6.5	6.3	7.3	8.1	9.4	11.7	12.1
原子力	15.0	0.5	-	0.6	1.1	2.0	4.0	4.0
化石燃料	0.9	0.8	0.8	0.8	0.9	0.9	0.7	0.7
再生可能エネルギー等	4.3	5.1	5.5	5.9	6.1	6.6	7.0	7.4
水力	1.4	1.5	1.6	1.7	1.6	1.7	1.6	1.7
可燃性再生可能エネルギー・廃棄物	2.2	2.7	2.7	2.8	2.9	3.1	3.3	3.4
地熱、太陽光、風力、その他	0.7	0.9	1.2	1.4	1.6	1.8	2.0	2.3

【出典】 IEA「World Energy Balances (2020 edition)」の2019年推計値

※日本のみ「総合エネルギー統計」の2019年確報値

※四捨五入の関係で合計が合わない場合がある。

# 日本の置かれている状況：主要国との比較

～ 日本は資源に乏しく、国際的なエネルギー連結もない。

	日	仏	中	印	独	英	米
<b>自給率(2018年)</b> <small>※中・印は2017年</small> <b>【主な国産資源】</b>	<b>12%</b> [無し]	55% [原子力]	80% [石炭]	63% [石炭]	37% [石炭]	70% [石油 天然ガス]	98% [天然ガス 石油・石炭]
<b>再エネ設備利用率 (太陽光)</b>	15%	14%	16%	<b>18%</b>	11%	11%	<b>19%</b>
<b>再エネ設備利用率 (風力)</b>	25%	29%	25%	23%	<b>30%</b>	<b>31%</b>	<b>37%</b>
<b>国際パイプライン</b>	×	○	○	×	○	○	○
<b>国際送電線</b>	×	○	○	○	○	○	○

# 日本の置かれている状況：諸外国と比較した再エネの導入可能性について

## 世界と比較した日本の再エネ導入状況

- 日本は、太陽光は世界3位の導入容量、再エネ全体では世界6位
- 再エネは、エネルギー密度が低いため、国土面積が広い国の方が「導入量」を増やしやすい
- 他方、再エネ「比率」は、需要が小さい国の方が増やしやすい  
⇒日本は国土面積が狭い一方、需要が大きいため、再エネ比率を上げるには諸外国より多くの「導入量」が必要  
※EUの面積は日本の12倍、電力需要は日本の3倍 → 再エネの比率の上げやすさは4倍。

## <参考> 同じ国土面積でも再エネの入れやすさや、比率の見え方は異なる（2019）



約500万人



再エネ発電量  
約2000億kWh



再エネ以外の必要電力量  
(再エネ以外)  
約1000億kWh

### ノルウェー

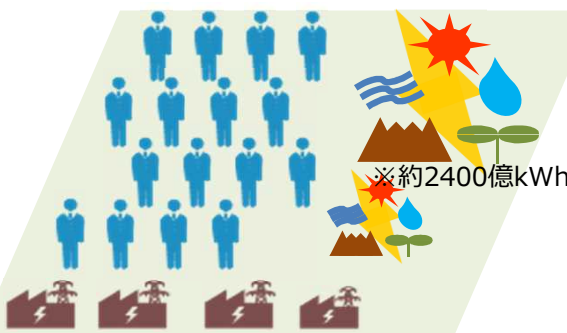
再エネ比率 : 98%  
国土面積 : 37万km<sup>2</sup>  
△再エネ1% : 13億kWh



※約50億kWh

### ドイツ

再エネ比率 : 40%  
国土面積 : 35万km<sup>2</sup>  
△再エネ1% : 61億kWh



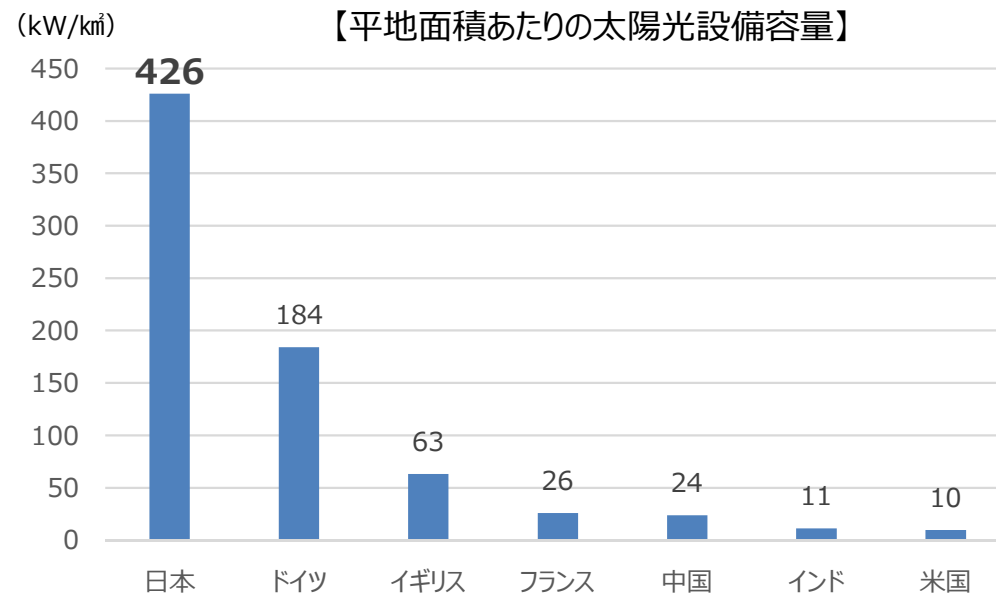
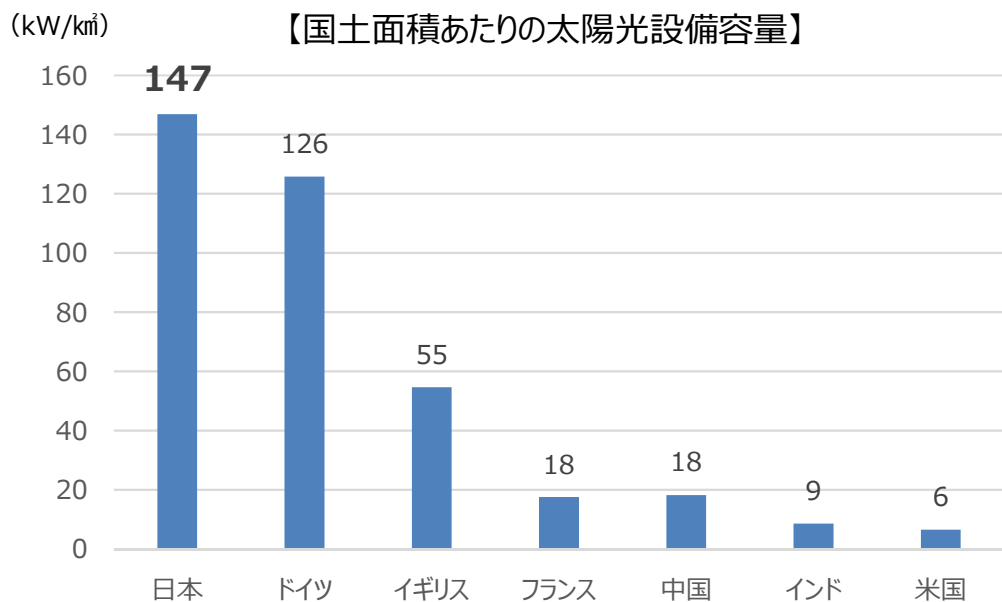
### 日本

再エネ比率 : 18%  
国土面積 : 38万km<sup>2</sup>  
△再エネ1% : 103億kWh



# (参考) 面積あたりの各国太陽光設備容量

- 国土面積あたりの日本の太陽光導入容量は主要国の中で最大。平地面積で見るとドイツの2倍。



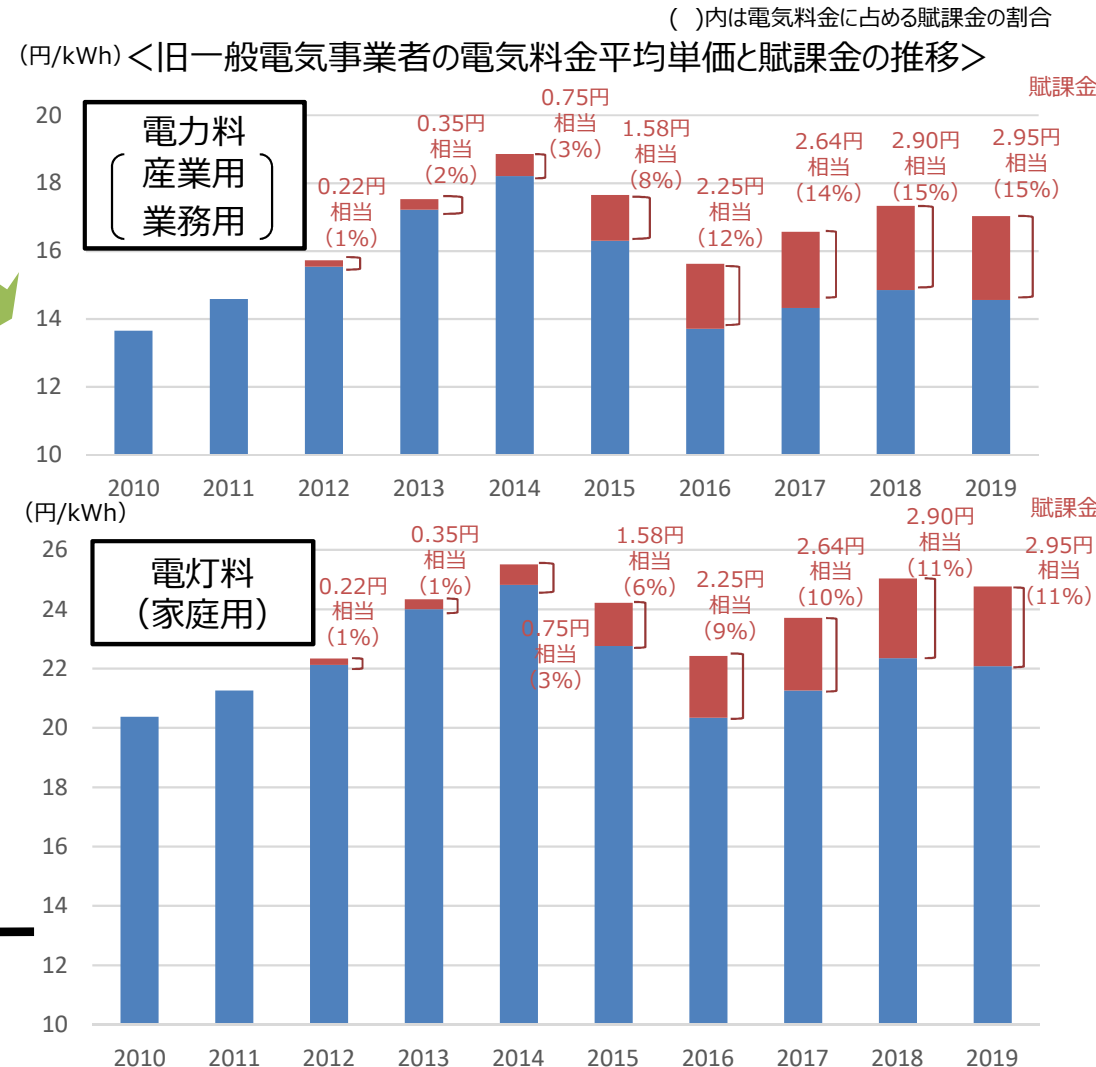
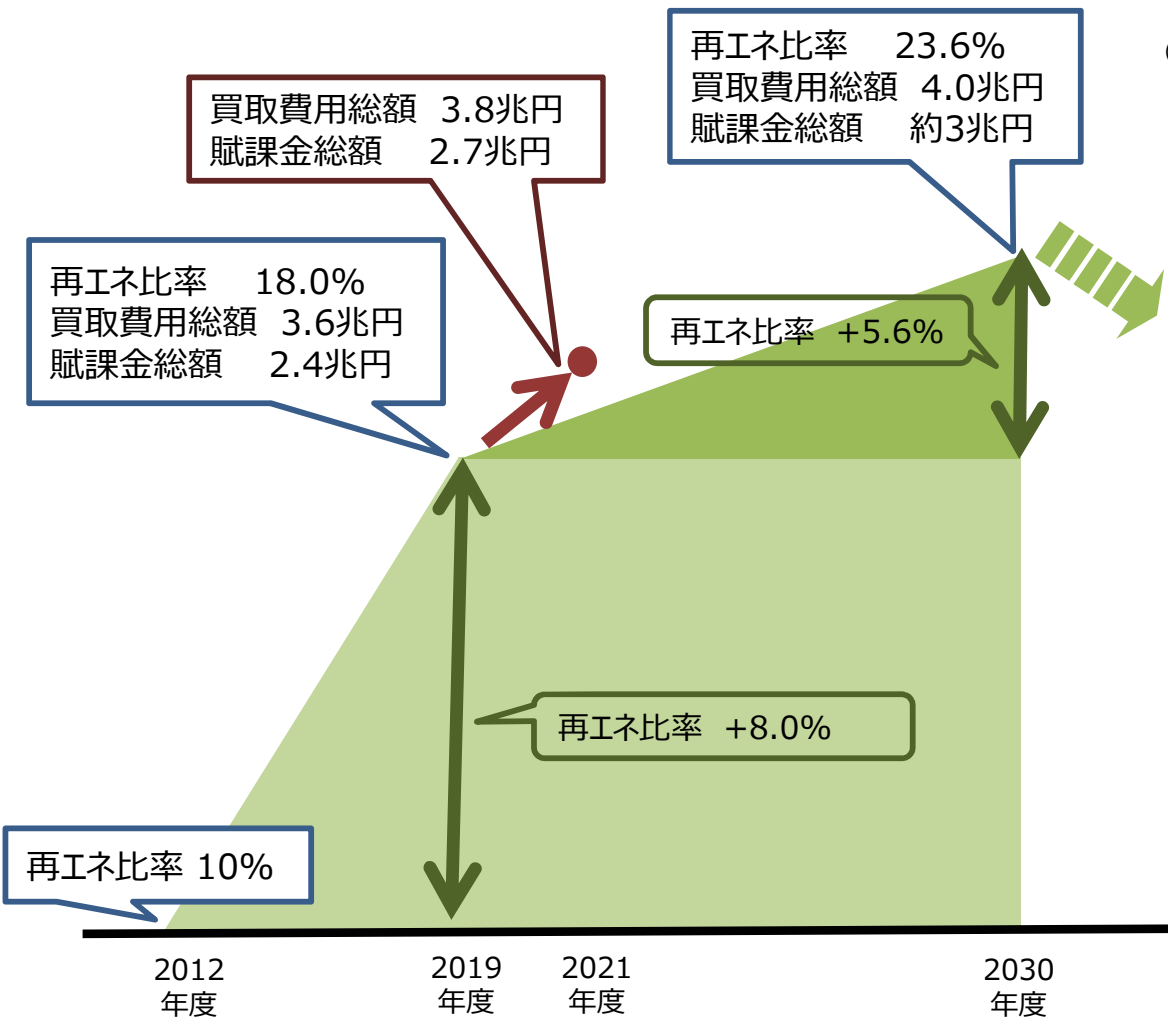
	日	独	英	仏	中	印	米
国土面積	38万km <sup>2</sup>	36万km <sup>2</sup>	24万km <sup>2</sup>	54万km <sup>2</sup>	960万km <sup>2</sup>	329万km <sup>2</sup>	963万km <sup>2</sup>
平地面積※ (国土面積に占める割合)	<b>13万km<sup>2</sup></b> (34%)	25万km <sup>2</sup> (69%)	21万km <sup>2</sup> (88%)	37万km <sup>2</sup> (69%)	740万km <sup>2</sup> (77%)	257万km <sup>2</sup> (78%)	653万km <sup>2</sup> (68%)
太陽光の設備容量 (GW)	<b>56</b>	45	13	10	175	28	63
太陽光の発電量 (億kWh)	<b>690</b>	462	129	102	1,969	361	872
発電量 (億kWh)	<b>10,277</b>	6,370	3,309	5,766	71,855	15,832	44,339
太陽光の総発電量 に占める比率	6.7%	7.3%	3.9%	1.8%	2.7%	2.3%	2.0%

(出典) 外務省HP (<https://www.mofa.go.jp/mofaj/area/index.html>)、Global Forest Resources Assessment 2020 (<http://www.fao.org/3/ca9825en/CA9825EN.pdf>)、IEA Market Report Series - Renewables 2019 (各国2018年度時点の発電量)、総合エネルギー統計(2019年度速報値)、FIT認定量等より作成  
 ※平地面積は、国土面積から、Global Forest Resources Assessment 2020の森林面積を差し引いて計算したものです。



# (参考) FIT制度に伴う国民負担の状況

- **FIT制度(固定価格買取制度)による賦課金総額は累計で2.7兆円、2030年に3兆円。**
- **産業用・業務用では電気料金の15%、家庭用では11%。**

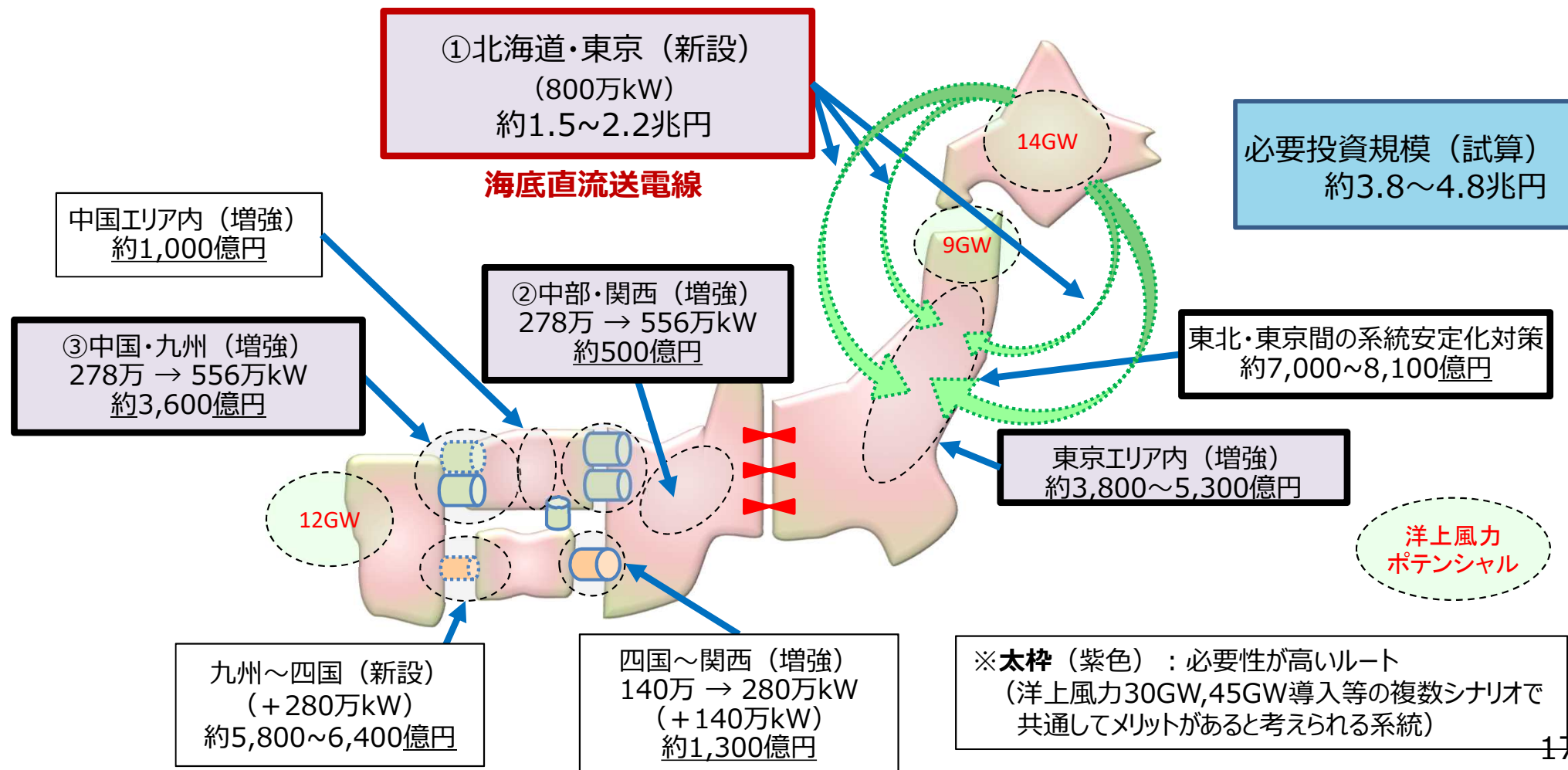


(注) 2019~2021年度の買取費用総額・賦課金総額は試算ベース。2019年度再エネ比率は速報値。  
2030年度賦課金総額は、買取費用総額と賦課金総額の割合が2030年度と2019年度が同一と仮定して算出。

(注) 発受電月報、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图示。

- 再エネ開発ポテンシャルへの対応、電力融通の円滑化によるレジリエンス向上に向けて、全国大での広域連系システムの形成を計画的に進めるため、**マスタープランの中間整理を5月にとりまとめ**。新たなエネルギーミックス等をベースに、**2022年度中を目途に完成を目指す**。
- 北海道と本州を結ぶ**海底直流送電等の必要性が高いルートは、順次、具体化を検討**。

## 中間整理の概要 (電源偏在シナリオ4 5 GWの例)



# 日本の置かれている状況：エネルギー源ごとの主な特徴

- エネルギー源ごとに一長一短。全ての面で完璧なエネルギーは現時点でない。補完が重要。
- 原子力は、信頼回復が課題だが、安定的かつ安価で環境適合に優れており欠かせない。

	安定供給	経済効率性	環境適合	その他の考慮事項
	中東依存度 2020年	発電コスト (円/kWh) 2030年	CO2排出量 (kg-CO2/kWh)	
再エネ	0%	【太陽光(事業用)】 ① 8.2 ~ 11.8 ② 19.9	0	・地域と共生する形での 適地確保や事業実施
原子力	0%	① 11.7 ~ ② 14.5	0	・安全性の確保 ・国民の信頼回復
LNG	16.4%	① 10.7 ~ 14.3 ② 10.3	0.38	・価格のボラティリティ
石炭	0%	① 13.6 ~ 22.4 ② 13.7	0.86	・国際的な脱炭素化の流れ
石油	89.9%	① 24.9 ~ 27.6 ② -	0.70	・島嶼部、緊急時には必要

※①発電コスト、②統合コストの一部を考慮した発電コスト(仮称)

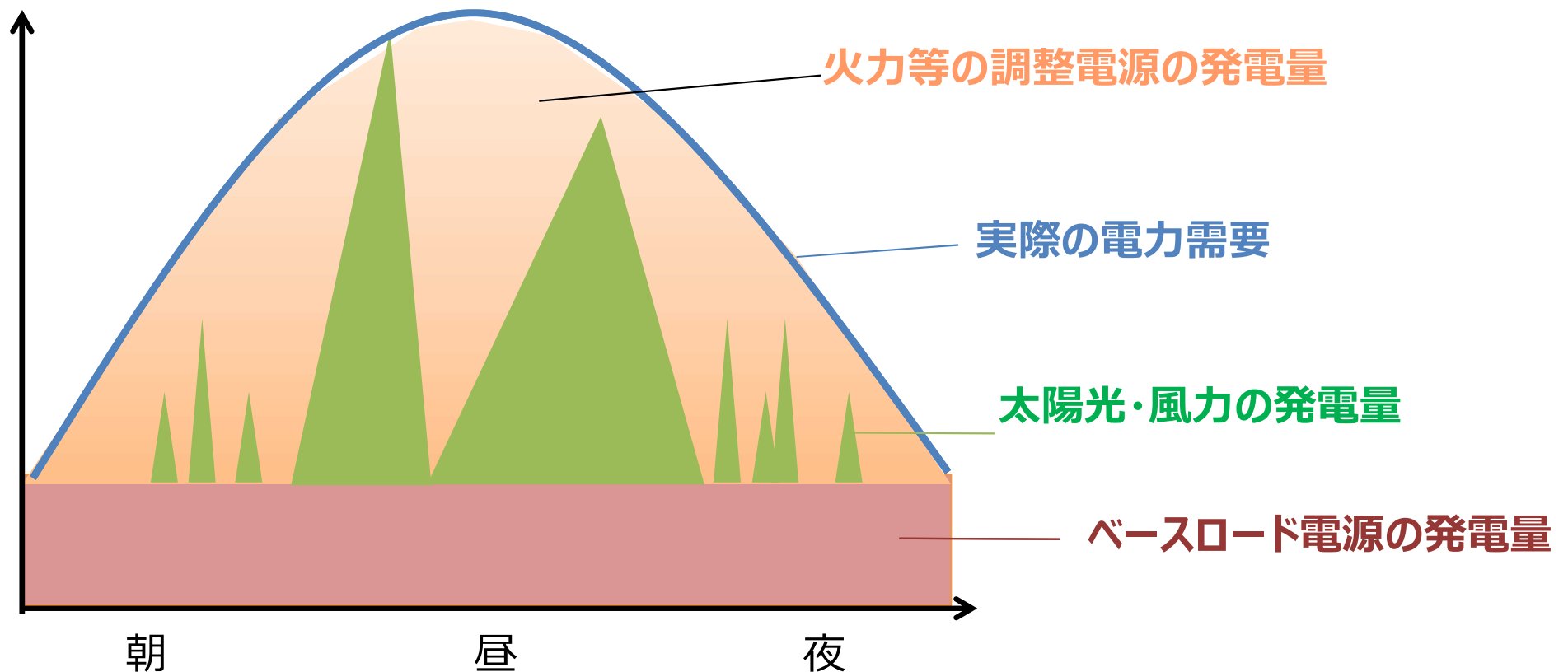
※エネルギーの安定供給確保には、サプライチェーンの中でコア技術を自国で確保する「技術自給率」（国内のエネルギー消費に対して、自国技術で賄っているエネルギー供給の程度）の向上も重要。

※太陽光・風力（自然変動電源）の大量導入により、火力の効率低下や揚水の活用など電力システム全体で要する費用等（統合コスト）が高まるため、これも考慮する必要。  
【出典】財務省「貿易統計」(2020年)・BP統計(2021年)・資源エネルギー庁「発電コスト検証ワーキンググループ」(2021年)・電力中央研究所「日本における発電技術のライフサイクルCO2排出量総合評価」(2016年)

## (参考) ベースロード電源と電力需給

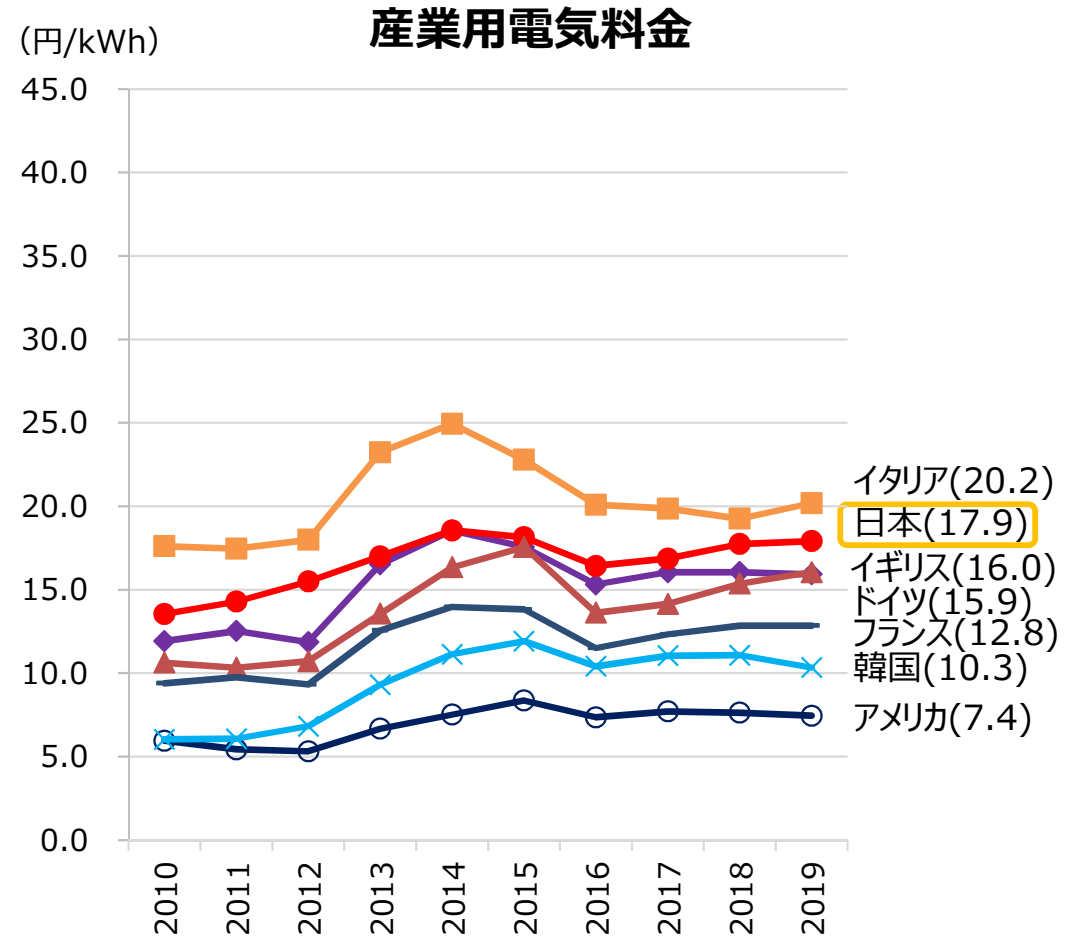
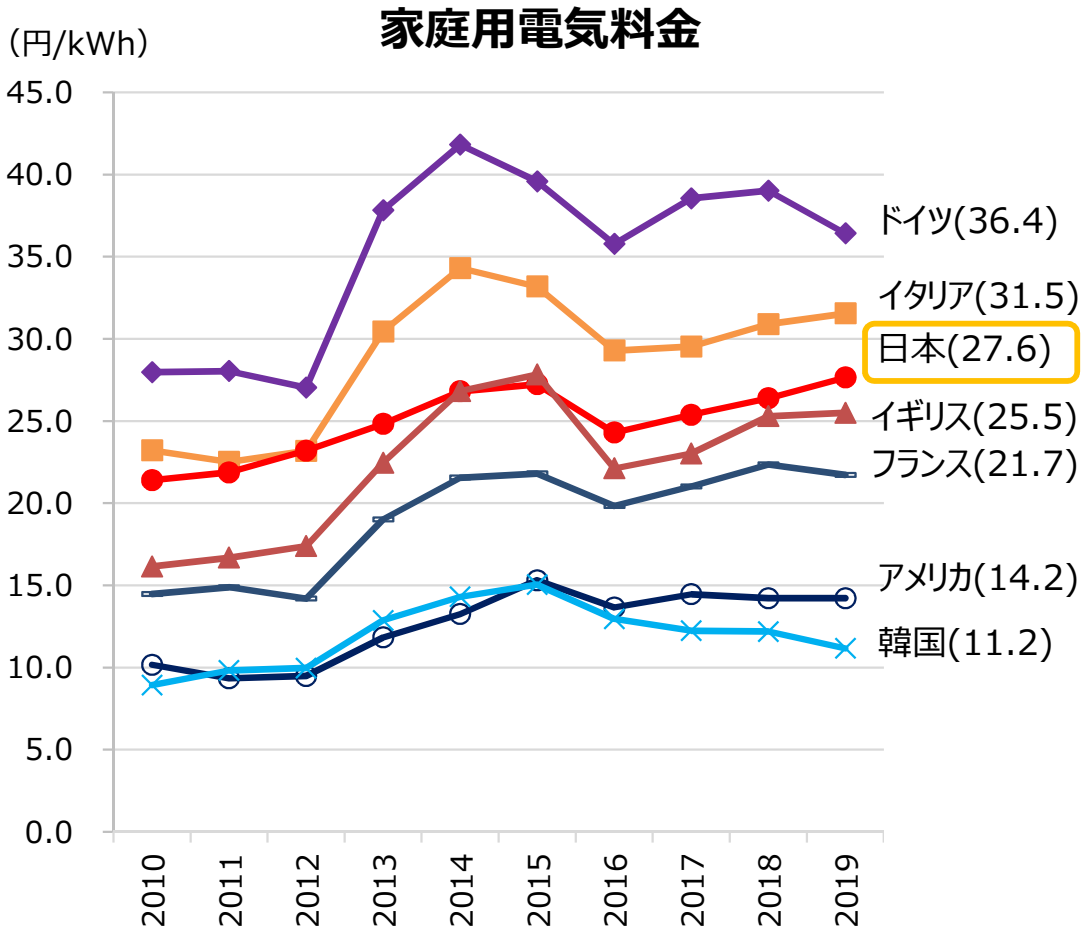
- 電力は需要と供給を一致させる必要がある中、原子力等のベースロード電源、火力等の調整電源、再生可能エネルギー（自然変動あり）を適切に組み合わせることが重要。
- 原子力は、発電の際の運転コストが低廉で、一般水力や地熱同様に、昼夜を問わず安定的かつ継続的に稼働できる、という特性を持つベースロード電源。

### 電力需要と発電量のイメージ



# 日本の置かれている状況：電気料金の国際比較

- IEA発表の各国料金推移を、毎年の為替レートを考慮して円換算すると、下図のとおり。
- ※IEAの統計では各国で算定方法にばらつきがあるほか、電気料金は同国内でも地域によって様々あるため、下記グラフはあくまで傾向を示すものであることに留意。



※ドイツ、イタリア、日本、イギリス、フランス、アメリカ、韓国はIEA発表のデータを引用。再エネ賦課金等を含んだもの（諸元は国ごとに異なる）。数字は2019年実績。

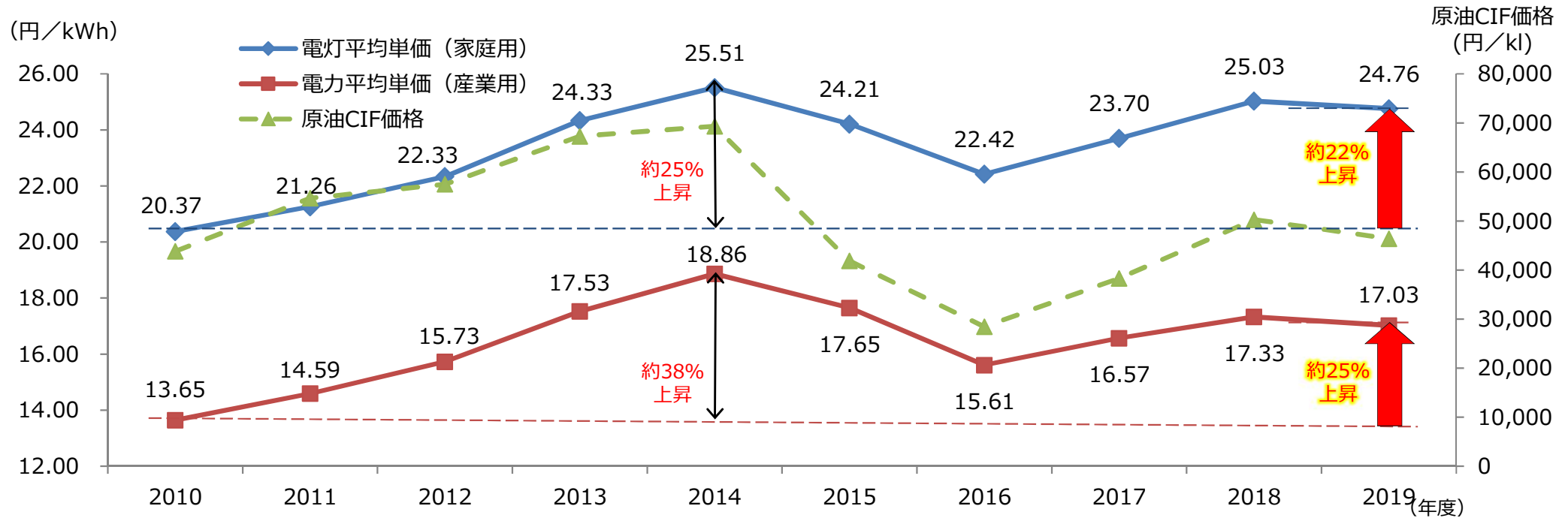
※中国は国家能源局の報告から引用。税金以外、国が定めた負荷費用を含まない。数字は2018年実績。

※単価算定方法：ドイツ＝家庭用は年間消費量2500～5000kWh、産業用は200万～2000万kWhの需要家の料金を消費量で加重平均算定したもの。イタリア＝需要水準別料金を消費量で加重平均して算定したもの。日本・イギリス・アメリカ・韓国＝総合単価を算定したもの。フランス＝需要水準別料金を消費量で加重平均して算定したもの。

※上記料金は、各国の算定方法で求められた単純単価を、出典の資料に掲載されている各年の円ドル為替レートで変換したもの。

# (参考) 東日本大震災以降の電気料金の推移

- 東日本大震災以降、原子力発電の停止等による燃料費の増加や、再エネ賦課金により、値上げが相次ぐなど電気料金は大幅に上昇。
- 震災前と比べ、2019年度の平均単価は、**家庭向けは約22%、産業向けは約25%上昇。**



	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
再エネ賦課金 (円/kWh)	-	-	0.22	0.35	0.75	1.58	2.25	2.64	2.9	2.95
原油CIF価格 (円/kl)	43,826	54,650	57,494	67,272	69,320	41,866	28,425	38,317	50,271	46,391
規制部門の料金改定	-	-	東京↗	北海道↗ 東北↗ 関西↗ 四国↗九州↗	中部↗	北海道↗ 関西↗	-	関西↘	関西↘	九州↘

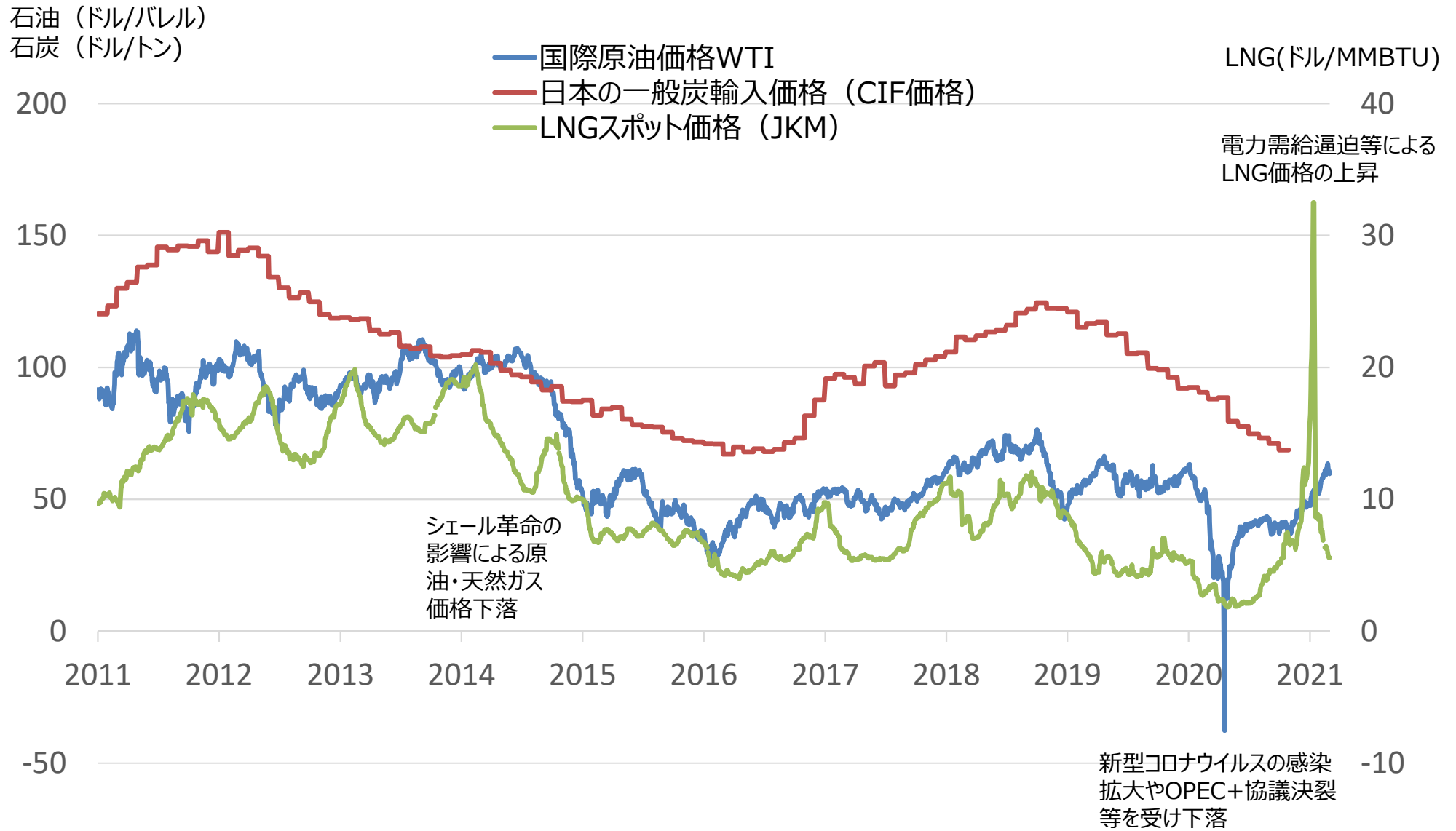
※北陸電力は、自由化部門のみの値上げを2018年4月1日に実施している。

※上記平均単価は、消費税を含んでいない。

(出所) 発受電月報、各電力会社決算資料等を基に作成

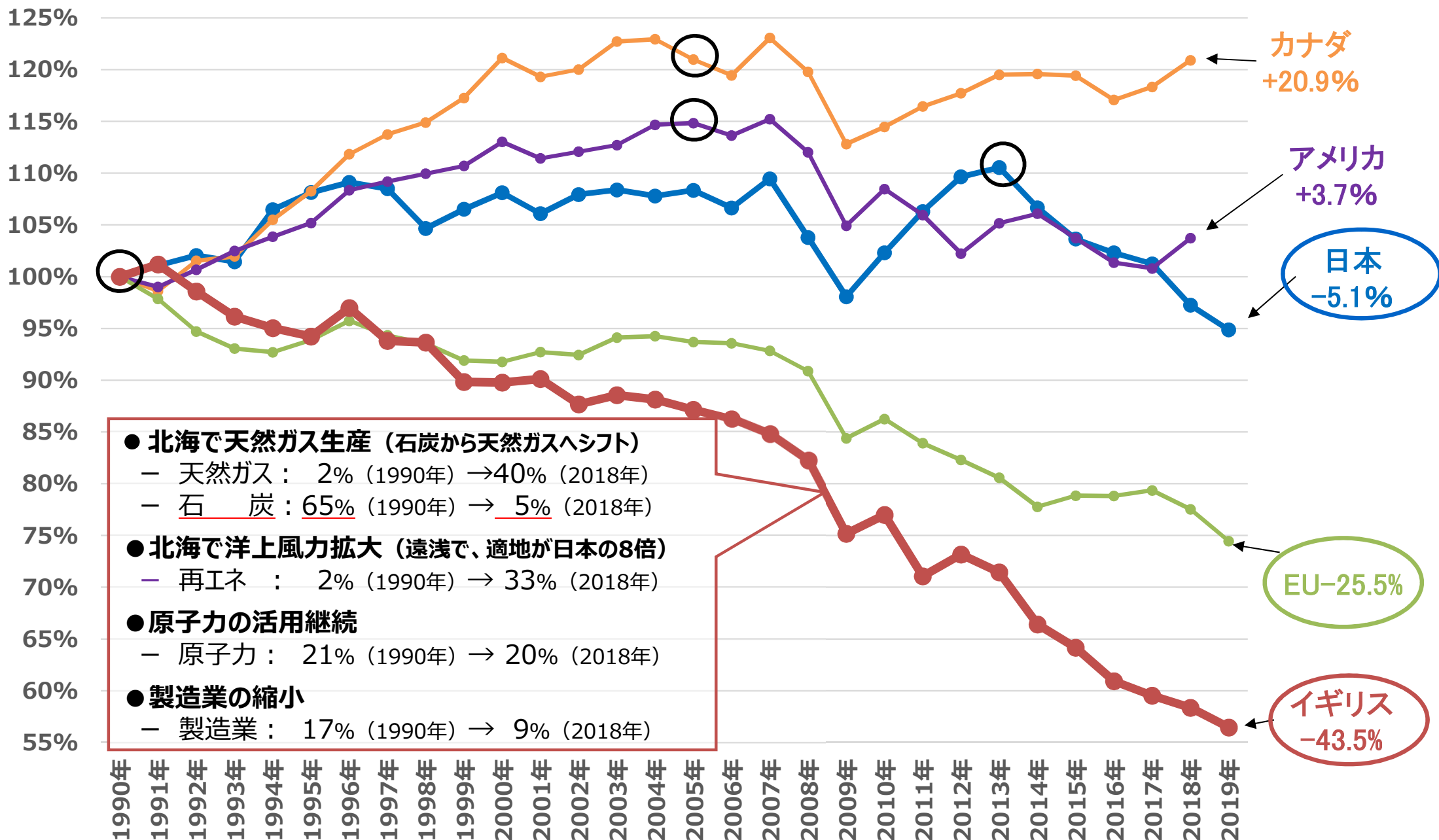
# (参考) 化石燃料の価格変動

● 原油やLNG（液化天然ガス）は、世界的な需給バランス等により価格変動が大変大きい。



# 日本の置かれている状況：主要先進国の温室効果ガス排出量の推移（1990年比）

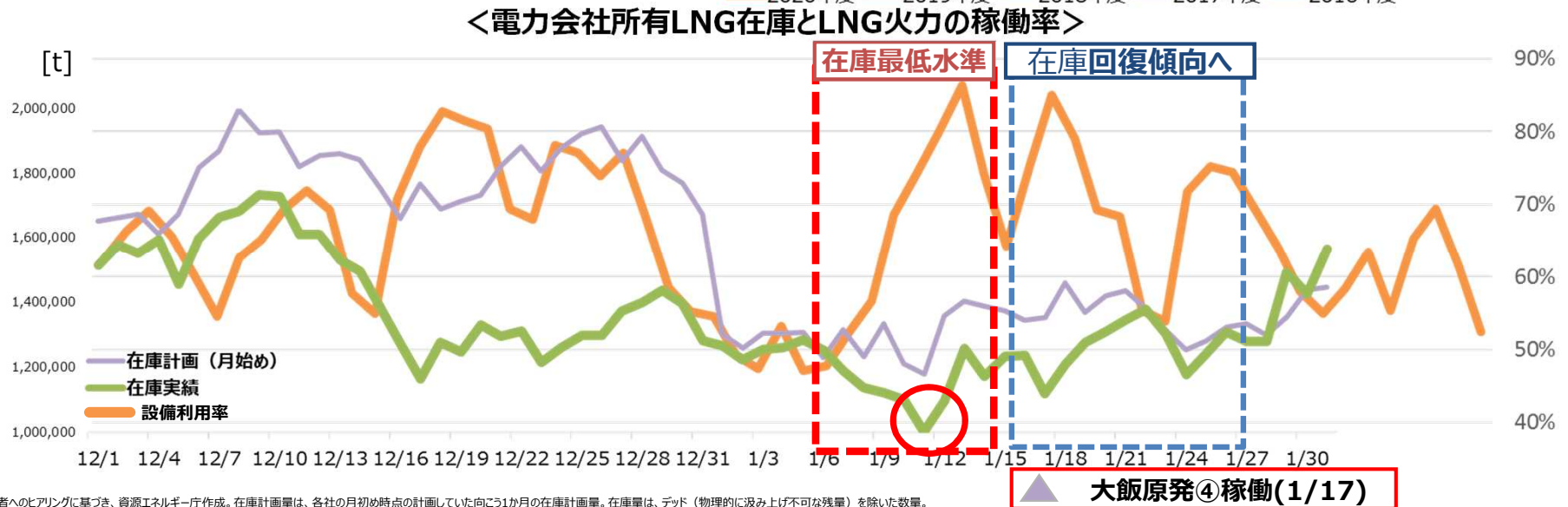
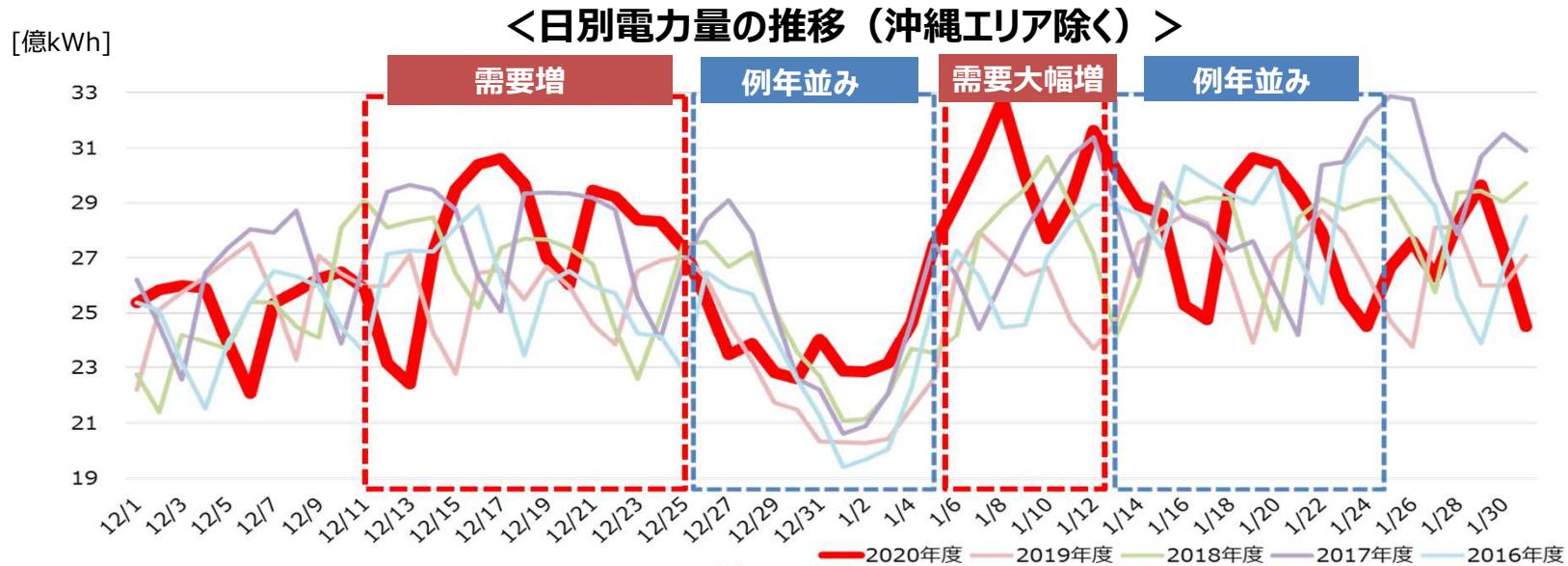
※○は、各国のNDCの基準年





# (参考) 昨冬の電力需給逼迫

- 電力重要は高い水準。特に、**1月前半は、厳しい寒波により、例年にない水準で需要増。**
- LNG含め火力全般で稼働率増。LNG価格が急騰する中、**LNG在庫は過去最低水準へ。**
- 1月中旬には、需要が例年並みに戻り、大飯原発稼働により供給量増。LNG在庫も回復。



※燃料在庫については、旧一般電気事業者へのヒアリングに基づき、資源エネルギー庁作成。在庫計画量は、各社の月初時点の計画していた向こう1か月の在庫計画量。在庫量は、デッド（物理的に汲み上げ不可な残量）を除いた数量。  
 ※稼働率については、旧一般電気事業者等が所有する火力発電所（沖縄に立地する発電所を除く）を対象に各社ヒアリングにより集計。トラブル等による停止は含んでいるもの、長期休止電源は含んでいない。「設備利用率=発電電力量(送電端、24時間値)/24/定格出力」として求めている。ただし一部、送電端で発電電力量が計測困難な発電所について、発電端の値を使用している。

# 1. 日本を取り巻く状況について

## 1 - 1 『カーボンニュートラル』

## 1 - 2 日本の置かれている状況

# 2. エネルギー基本計画（概要）

# 3. 洋上風力発電と、再エネ海域利用法等について

# 第6次エネルギー基本計画 目次

## はじめに

- ～気候変動問題への対応～
- ～日本のエネルギー需給構造の抱える課題の克服～
- ～第六次エネルギー基本計画の構造と2050年目標と2030年度目標の関係～

## 1. 東京電力福島第一原子力発電所事故後10年の歩み

- (1) 福島復興はエネルギー政策を進める上での原点
- (2) 今後の福島復興への取組

## 2. 第五次エネルギー基本計画策定時からの情勢の変化

- (1) 脱炭素化に向けた世界的潮流
- (2) 気候変動問題以外のエネルギーに関係する情勢変化

## 3. エネルギー政策の基本的視点(S+3E)の確認

- (1) あらゆる前提としての安全性の確保
- (2) エネルギーの安定供給の確保と強靱化
- (3) 気候変動や周辺環境との調和など環境適合性の確保
- (4) エネルギー全体の経済効率性の確保

## 4. 2050年カーボンニュートラル実現に向けた課題と対応

- (1) 2050年カーボンニュートラル時代のエネルギー需給構造
- (2) 複数シナリオの重要性
- (3) 電力部門に求められる取組
- (4) 産業・業務・家庭・運輸部門に求められる取組

## 5. 2050年を見据えた2030年に向けた政策対応

- (1) 現時点での技術を前提としたそれぞれのエネルギー源の位置付け
- (2) 2030年に向けたエネルギー政策の基本的考え方
- (3) 需要サイドの徹底した省エネルギーと供給サイドの脱炭素化を踏まえた電化・水素化等による非化石エネルギーの導入拡大
- (4) 蓄電池等の分散型エネルギーリソースの有効活用など二次エネルギー構造の高度化
- (5) 再生可能エネルギーの主力電源への取組
- (6) 原子力政策の再構築
- (7) 火力発電の今後の在り方
- (8) 水素社会実現に向けた取組の抜本強化
- (9) エネルギー安定供給とカーボンニュートラル時代を見据えたエネルギー・鉱物資源確保の推進
- (10) 化石燃料の供給体制の今後の在り方
- (11) エネルギーシステム改革の更なる推進
- (12) 国際協調と国際競争
- (13) 2030年度におけるエネルギー需給の見通し

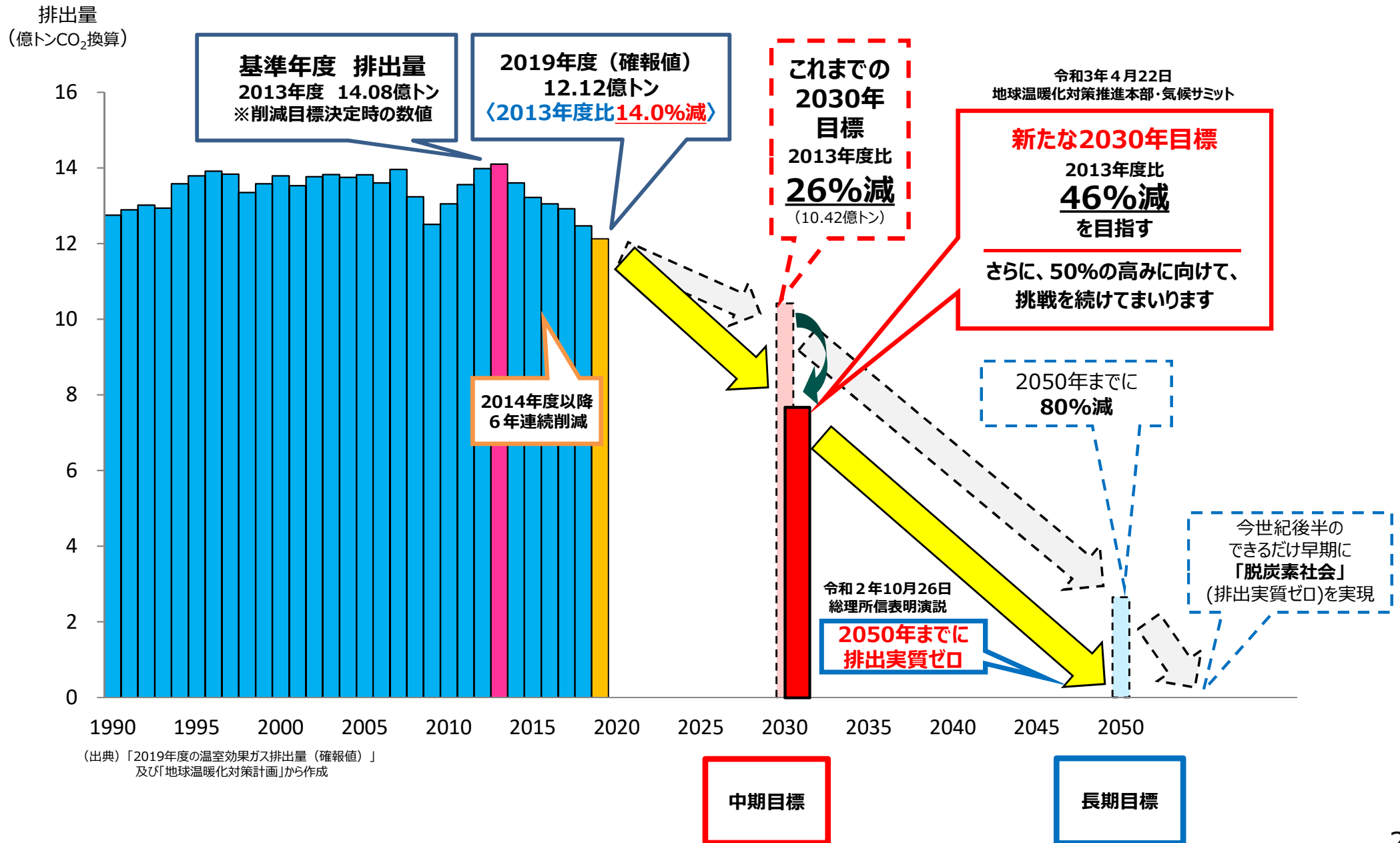
## 6. 2050年カーボンニュートラルの実現に向けた産業・競争・イノベーション政策と一体となった戦略的な技術開発・社会実装等の推進

## 7. 国民各層とのコミュニケーションの充実

- (1) エネルギーに関する国民各層の理解の増進
- (2) 政策立案プロセスの透明化と双方向的なコミュニケーションの充実

## エネルギー基本計画の全体像

- 新たなエネルギー基本計画では、2050年カーボンニュートラル（2020年10月表明）、2030年度の46%削減、更に50%の高みを目指して挑戦を続ける新たな削減目標（2021年4月表明）の実現に向けたエネルギー政策の道筋を示すことが重要テーマ。
  - 世界的な脱炭素に向けた動きの中で、国際的なルール形成を主導することや、これまで培ってきた脱炭素技術、新たな脱炭素に資するイノベーションにより国際的な競争力を高めることが重要。
- 同時に、日本のエネルギー需給構造が抱える課題の克服が、もう一つの重要なテーマ。安全性の確保を大前提に、気候変動対策を進める中でも、安定供給の確保やエネルギーコストの低減（S+3E）に向けた取組を進める。
- エネ基全体は、主として、①東電福島第一の事故後10年の歩み、②2050年カーボンニュートラル実現に向けた課題と対応、③2050年を見据えた2030年に向けた政策対応のパートから構成。



## 東京電力福島第一原子力発電所事故後10年の歩みのポイント

- 東京電力福島第一原子力発電所事故を含む東日本大震災から10年を迎え、東京電力福島第一原子力発電所事故の経験、反省と教訓を肝に銘じて取り組むことが、エネルギー政策の原点。
- 2021年3月時点で2.2万人の被災者が、避難対象となっており、被災された方々の心の痛みに向き合い、最後まで福島の復興・再生に全力で取り組むことは、これまで原子力を活用したエネルギー政策を進めてきた政府の責務。今後も原子力を活用し続ける上では、「安全神話」に陥って悲惨な事態を防ぐことができなかったという反省を一時たりとも忘れることなく、安全を最優先で考えていく。
- 福島第一原発の廃炉は、福島復興の大前提だが、世界にも前例のない困難な事業。事業者任せにするのではなく、国が前面に立ち、2041～2051年までの廃止措置完了を目標に、国内外の叡智を結集し、不退転の決意を持って取り組む。
- ALPS処理水については、厳格な安全性の担保や政府一丸となって行う風評対策の徹底を前提に、東京電力が原子力規制委員会による認可を得た上で、2年程度後を目途に、福島第一原子力発電所において海洋放出を行う。
- 帰還困難区域を除く全ての地域で避難指示を解除し、避難指示の対象人口・区域の面積は、当初と比較して7割減となった。たとえ長い年月を要するとしても、将来的に帰還困難区域の全てを避難指示解除し、復興・再生に責任を持って取り組むとの決意の下、特定復興再生拠点区域の避難指示解除に向けた環境整備を進める。特定復興再生拠点区域外についても、2020年代をかけて、帰還意向のある住民が帰還できるよう、帰還に関する意向を個別に丁寧に把握した上で、帰還に必要な箇所を除染し、避難指示解除の取組を進めていく。
- 浜通り地域等の自立的な産業発展に向けて、事業・なりわいの再建と、福島イノベーション・コースト構想の具体化による新産業の創出を、引き続き車の両輪として進める。加えて、帰還促進と併せて、交流人口の拡大による域外消費の取込みも進める。福島新エネ社会構想の実現に向け、再生可能エネルギーと水素を二本柱とし、更なる導入拡大に加え、社会実装への展開に取り組んでいく。
- 東京電力福島第一原子力発電所事故を経験した我が国としては、2050年カーボンニュートラルや2030年度の新たな削減目標の実現を目指すに際して、原子力については安全を最優先し、再生可能エネルギーの拡大を図る中で、可能な限り原発依存度を低減する。

## 2050年カーボンニュートラル実現に向けた課題と対応のポイント

- 2050年に向けては、温室効果ガス排出の8割以上を占めるエネルギー分野の取組が重要。
  - ものづくり産業がGDPの2割を占める産業構造や自然条件を踏まえても、その実現は容易なものではなく、実現へのハードルを越えるためにも、産業界、消費者、政府など国民各層が総力を挙げた取組が必要。
- 電力部門は、再エネや原子力などの実用段階にある脱炭素電源を活用し着実に脱炭素化を進めるとともに、水素・アンモニア発電やCCUS/カーボンリサイクルによる炭素貯蔵・再利用を前提とした火力発電などのイノベーションを追求。
- 非電力部門は、脱炭素化された電力による電化を進める。電化が困難な部門（高温の熱需要等）では、水素や合成メタン、合成燃料の活用などにより脱炭素化。特に産業部門においては、水素還元製鉄や人工光合成などのイノベーションが不可欠。
  - 脱炭素イノベーションを日本の産業界競争力強化につなげるためにも、「グリーンイノベーション基金」などを活用し、総力を挙げて取り組む。
  - 最終的に、CO<sub>2</sub>の排出が避けられない分野は、DACCSやBECCS、森林吸収源などにより対応。
- 2050年カーボンニュートラルを目指す上でも、安全の確保を大前提に、安定的で安価なエネルギーの供給確保は重要。この前提に立ち、2050年カーボンニュートラルを実現するために、再エネについては、主力電源として最優先の原則のもとで最大限の導入に取り組み、水素・CCUSについては、社会実装を進めるとともに、原子力については、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ていく。
- こうした取組など、安価で安定したエネルギー供給によって国際競争力の維持や国民負担の抑制を図りつつ2050年カーボンニュートラルを実現できるよう、あらゆる選択肢を追求する。

## 2030年に向けた政策対応のポイント【基本方針】

- エネルギー政策の要諦は、安全性を前提とした上で、エネルギーの安定供給を第一とし、経済効率性の向上による低コストでのエネルギー供給を実現し、同時に、環境への適合を図るS+3Eの実現のため、最大限の取組を行うこと。

## 2030年に向けた政策対応のポイント【需要サイドの取組】

- 徹底した省エネの更なる追求
  - 産業部門では、エネルギー消費原単位の改善を促すベンチマーク指標や目標値の見直し、「省エネ技術戦略」の改定による省エネ技術開発・導入支援の強化などに取り組む。
  - 業務・家庭部門では、2030年度以降に新築される住宅・建築物についてZEH・ZEB基準の水準の省エネ性能の確保を目指し、建築物省エネ法による省エネ基準適合義務化と基準引上げ、建材・機器トップランナーの引上げなどに取り組む。
  - 運輸部門では、電動車・インフラの導入拡大、電池等の電動車関連技術・サプライチェーンの強化、荷主・輸送事業者が連携した貨物輸送全体の最適化に向け、AI・IoTなどの新技術の導入支援などに取り組む。
- 需要サイドにおけるエネルギー転換を後押しするための省エネ法改正を視野に入れた制度的対応の検討
  - 化石エネルギーの使用の合理化を目的としている省エネ法について、非化石エネルギーも含むエネルギー全体の使用の合理化や、非化石エネルギーの導入拡大等を促す規制体系への見直しを検討。
    - 事業者による非化石エネルギーの導入比率の向上や、供給サイドの変動に合わせたディマンドリスポンス等の需要の最適化を適切に評価する枠組みを構築。
- 蓄電池等の分散型エネルギーリソースの有効活用など二次エネルギー構造の高度化
  - 蓄電池等の分散型エネルギーリソースを活用したアグリゲーションビジネスを推進するとともに、マイクログリッドの構築によって、地産地消による効率的なエネルギー利用、レジリエンス強化、地域活性化を促進。



## 2030年に向けた政策対応のポイント【再生可能エネルギー】

- S+3Eを大前提に、再エネの主力電源化を徹底し、再エネに最優先の原則で取り組み、国民負担の抑制と地域との共生を図りながら最大限の導入を促す。

### 【具体的な取組】

#### ➤ 地域と共生する形での適地確保

→改正温対法に基づく再エネ促進区域の設定（ポジティブゾーニング）による太陽光・陸上風力の導入拡大、再エネ海域利用法に基づく洋上風力の案件形成加速などに取り組む。

#### ➤ 事業規律の強化

→太陽光発電に特化した技術基準の着実な執行、小型電源の事故報告の強化等による安全対策強化、地域共生を円滑にするための条例策定の支援などに取り組む。

#### ➤ コスト低減・市場への統合

→FIT・FIP制度における入札制度の活用や中長期的な価格目標の設定、発電事業者が市場で自ら売電し市場連動のプレミアムを受け取るFIP制度により再エネの市場への統合に取り組む。

#### ➤ 系統制約の克服

→連系線等の基幹系統をマスタープランにより「プッシュ型」で増強するとともに、ノンファーム型接続をローカル系統まで拡大。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、系統利用ルールの見直しなどに取り組む。

#### ➤ 規制の合理化

→風力発電の導入円滑化に向けアセスの適正化、地熱の導入拡大に向け自然公園法・温泉法・森林法の規制の運用の見直しなどに取り組む。

#### ➤ 技術開発の推進

→建物の壁面、強度の弱い屋根にも設置可能な次世代太陽電池の研究開発・社会実装を加速、浮体式の要素技術開発を加速、超臨界地熱資源の活用に向けた大深度掘削技術の開発などに取り組む。

## 2030年に向けた政策対応のポイント【原子力】

- 東京電力福島第一原子力発電所事故への真摯な反省が原子力政策の出発点
  - いかなる事情よりも安全性を全てに優先させ、国民の懸念の解消に全力を挙げる前提の下、原子力規制委員会により世界で最も厳しい水準の規制基準に適合すると認められた場合には、その判断を尊重し原子力発電所の再稼働を進める。 国も前面に立ち、立地自治体等関係者の理解と協力を得るよう、取り組む。
- 原子力の社会的信頼の獲得と、安全確保を大前提として原子力の安定的な利用の推進
  - 安全最優先での再稼働：再稼働加速タスクフォース立ち上げ、人材・知見の集約、技術力維持向上
  - 使用済燃料対策：貯蔵能力の拡大に向けた中間貯蔵施設や乾式貯蔵施設等の建設・活用の促進、放射性廃棄物の減容化・有害度低減のための技術開発
  - 核燃料サイクル：関係自治体や国際社会の理解を得つつ、六ヶ所再処理工場の竣工と操業に向けた官民一体での対応、プルサーマルの一層の推進
  - 最終処分：北海道2町村での文献調査の着実な実施、全国のできるだけ多くの地域での調査の実現
  - 安全性を確保しつつ長期運転を進めていく上での諸課題等への取組：  
保全活動の充実等に取り組むとともに、諸課題について、官民それぞれの役割に応じ検討
  - 国民理解：電力の消費地域も含めて、双方向での対話、分かりやすく丁寧な広報・広聴
- 立地自治体との信頼関係構築
  - 立地自治体との丁寧な対話を通じた認識の共有・信頼関係の深化、地域の産業の複線化や新産業・雇用の創出も含め、立地地域の将来像を共に描く枠組み等を設け、実態に即した支援に取り組む。
- 研究開発の推進
  - 2030年までに、民間の創意工夫や知恵を活かしながら、国際連携を活用した高速炉開発の着実な推進、小型モジュール炉技術の国際連携による実証、高温ガス炉における水素製造に係る要素技術確立等を進めるとともに、ITER計画等の国際連携を通じ、核融合研究開発に取り組む。

## 2030年に向けた政策対応のポイント【火力】

- 火力発電については、安定供給を大前提に、再エネの瞬時的・継続的な発電電力量の低下にも対応可能な供給力を持つ形で設備容量を確保しつつ、以下を踏まえ、できる限り電源構成に占める火力発電比率を引き下げる。
  - 調達リスク、発電量当たりのCO2排出量、備蓄性・保管の容易性といったレジリエンス向上への寄与度等の観点から、LNG、石炭、石油における適切な火力のポートフォリオを維持。
  - 次世代化・高効率化を推進しつつ、非効率な火力のフェードアウトに着実に取り組むとともに、脱炭素型の火力発電への置き換えに向け、アンモニア・水素等の脱炭素燃料の混焼やCCUS/カーボンリサイクル等のCO2排出を削減する措置の促進に取り組む。
- 政府開発援助、輸出金融、投資、金融・貿易促進支援等を通じた、排出削減対策が講じられていない石炭火力発電への政府による新規の国際的な直接支援を2021年末までに終了。

## 2030年に向けた政策対応のポイント【電力システム改革】

- 脱炭素化の中での安定供給の実現に向けた電力システムの構築。
  - 供給力の低下に伴う安定供給へのリスクが顕在化している中、脱炭素と安定供給を両立するため、容量市場の着実な運用、新規投資について長期的な収入の予見可能性を付与する方法の検討に取り組む。
  - 安定供給確保のための責任・役割の在り方について、改めて検討する。
  - 再エネ導入拡大に向けて電力システムの柔軟性を高め、調整力の脱炭素化を進めるため、蓄電池、水電解装置などのコスト低減などを通じた実用化、系統用蓄電池の電気事業法への位置付けの明確化や市場の整備などに取り組む。
  - 非化石価値取引市場について、トラッキング付き非化石証書の増加や需要家による購入可能化などに取り組む。
  - 災害時の安定供給確保に向け、地域間連系線の増強・災害時連携計画に基づく倒木対策の強化、サイバー攻撃に備え、従来の大手電力に加え新規参入事業者のサイバーセキュリティ対策の確保等に取り組む。

## 2030年に向けた政策対応のポイント【水素・アンモニア】

- カーボンニュートラル時代を見据え、水素を新たな資源として位置付け、社会実装を加速。
- 長期的に安価な水素・アンモニアを安定的かつ大量に供給するため、海外からの安価な水素活用、国内の資源を活用した水素製造基盤を確立。
  - 国際水素サプライチェーン、余剰再エネ等を活用した水電解装置による水素製造の商用化、光触媒・高温ガス炉等の高温熱源を活用した革新的な水素製造技術の開発などに取り組む。
  - 水素の供給コストを、化石燃料と同等程度の水準まで低減させ、供給量の引上げを目指す。  
コスト：現在の100円/Nm<sup>3</sup>→2030年に30円/Nm<sup>3</sup>、2050年に20円/Nm<sup>3</sup>以下に低減  
供給量：現在の約200万t/年→2030年に最大300万t/年、2050年に2,000万t/年に拡大
- 需要サイド（発電、運輸、産業、民生部門）における水素利用を拡大。
  - 大量の水素需要が見込める発電部門では、2030年までに、ガス火力への30%水素混焼や水素専焼、石炭火力への20%アンモニア混焼の導入・普及を目標に、混焼・専焼の実証の推進や非化石価値の適切な評価ができる環境整備を行う。また、2030年の電源構成において、水素・アンモニア1%を位置付け。
  - 運輸部門では、FCVや将来的なFCトラックなどの更なる導入拡大に向け、水素ステーションの戦略的整備などに取り組む。
  - 産業部門では、水素還元製鉄などの製造プロセスの大規模転換や水素等の燃焼特性を踏まえたバーナー、大型・高機能ボイラーの技術開発などに取り組む。
  - 民生部門では、純水素燃料電池も含む、定置用燃料電池の更なる導入拡大に向け、コスト低減に向けた技術開発などに取り組む。

## 2030年に向けた政策対応のポイント【資源・燃料】

- カーボンニュートラルへの円滑な移行を進めつつ、将来にわたって途切れなく必要な資源・燃料を安定的に確保。
  - 石油・天然ガス・鉱物資源の安定供給確保に加え、これまで資源外交で培った資源国とのネットワークを活用した水素・アンモニアのサプライチェーン構築やCCS適地確保等を一体的に推進すべく、「包括的な資源外交」を新たに展開。また、アジアの現実的なエネルギーtransitionに積極的に関与。
  - JOGMECが、水素・アンモニア、CCSといった脱炭素燃料・技術の導入に向けた技術開発・リスクマネー供給の役割を担えるよう、JOGMECの機能強化を検討。
  - 石油・天然ガスについて、自主開発比率を2019年度の34.7%から、2030年に50%以上、2040年には60%以上を目指す。また、メタンハイドレートを含む国産資源開発などに取り組む。
  - 鉱物資源について、供給途絶が懸念されるレアメタル等へのリスクマネー支援を強化。海外権益確保とベースメタルのリサイクル促進により2050年までに国内需要量相当の確保を目指す。また、海底熱水鉱床やレアアース泥等の国産海洋鉱物資源開発などに取り組む。
- 平時のみならず緊急時にも対応できるよう燃料供給体制の強靱化を図るとともに、脱炭素化の取組を促進。
  - 災害時などの有事も含めたエネルギー供給を盤石なものとするため、石油やLPガスの備蓄機能を維持するとともに、コンビナート内外の事業者間連携等による製油所の生産性向上に加え、CO2フリー水素の活用等による製油所の脱炭素化などに取り組む。
  - 地域のエネルギー供給を担うSSについて、石油製品の供給を継続しながらEVやFCVへのエネルギー供給等も担う「総合エネルギー拠点」化や、地域ニーズに対応したサービス提供も担う「地域コミュニティインフラ」化などに取り組む。
  - 熱需要の脱炭素化に大きな役割を果たす、需要サイドにおける天然ガスシフトや、メタネーション等によるガスの脱炭素化などを追求する。また、更なるガスのレジリエンス強化に取り組む。

# 2030年度におけるエネルギー需給の見通しのポイント①

- 今回の見通しは、2030年度の新たな削減目標を踏まえ、徹底した省エネルギーや非化石エネルギーの拡大を進める上での需給両面における様々な課題の克服を野心的に想定した場合に、どのようなエネルギー需給の見通しとなるかを示すもの。
- 今回の野心的な見通しに向けた施策の実施に当たっては、安定供給に支障が出ることのないよう、施策の強度、実施のタイミングなどは十分考慮する必要。（例えば、非化石電源が十分に導入される前の段階で、直ちに化石電源の抑制策を講じることになれば、電力の安定供給に支障が生じかねない。）

		(2019年 ⇒ 旧ミックス)	2030年度ミックス (野心的な見通し)		
<b>省エネ</b>		(1,655万kl ⇒ 5,030万kl)	<b>6,200万kl</b>		
最終エネルギー消費 (省エネ前)		(35,000万kl ⇒ 37,700万kl)	35,000万kl		
<b>電源構成</b>  発電電力量: 10,650億kWh ⇒ 約9,340 億kWh程度	<b>再エネ</b>	(18% ⇒ 22~24%)	太陽光 6.7% ⇒ 7.0% 風力 0.7% ⇒ 1.7% 地熱 0.3% ⇒ 1.0~1.1% 水力 7.8% ⇒ 8.8~9.2% バイオマス 2.6% ⇒ 3.7~4.6%	<b>36~38%*</b> ※現在取り組んでいる再生可能エネルギーの研究開発の成果の活用・実装が進んだ場合には、38%以上の高みを目指す。	
	<b>水素・アンモニア</b>	( 0% ⇒ 0%)		<b>1%</b>	(再エネの内訳)
	<b>原子力</b>	( 6% ⇒ 20~22%)		<b>20~22%</b>	太陽光 14~16%
	<b>LNG</b>	(37% ⇒ 27%)		<b>20%</b>	風力 5%
	<b>石炭</b>	(32% ⇒ 26%)		<b>19%</b>	地熱 1%
	<b>石油等</b>	( 7% ⇒ 3%)		<b>2%</b>	水力 11%
					バイオマス 5%
<b>( + 非エネルギー起源ガス・吸収源 )</b>					
<b>温室効果ガス削減割合</b>		( 14% ⇒ 26%)	<b>46%</b> 更に50%の高みを目指す		

- 2019年度の再生可能エネルギー導入量の実績は、1,853億kWh。これに対し、2030年度は、足下の導入状況や認定状況を踏まえつつ、各省の施策強化による最大限の新規案件形成を見込むことにより、**3,130億kWh程度の実現を目指す**（政策対応強化ケース）。
- その上で、2030年度の温室効果ガス46%削減に向けては、**もう一段の施策強化等に取り組む**こととし、その**施策強化等の効果が実現した場合の野心的なもの**として、**合計3,360~3,530億kWh程度（電源構成では36-38%）**の再生可能エネルギー導入を目指す。 2030年度の全電源発電電力量を9,340億kWhと想定
- なお、**この水準は、キャップではなく**、今後、現時点で想定できないような取組が進み、早期にこれらの水準に到達し、再生可能エネルギーの導入量が増える場合には、**更なる高みを目指す**。

GW(億kWh)	2019年度導入量	H27策定時ミックス	改訂ミックス水準
太陽光	55.8GW (690)	64GW (749)	103.5~117.6GW (1,290~1,460)
陸上風力	4.2GW (77)	9.2GW (161)	17.9GW (340)
洋上風力	—	0.8GW (22)	5.7GW (170)
地熱	0.6GW(38)	1.4-1.6GW (102-113)	1.5GW (110)
水力	50.0GW (796)	48.5-49.3GW (939-981)	50.7GW (980)
バイオマス	4.5GW (262)	6-7GW (394-490)	8.0GW (470)
<b>発電電力量</b>	<b>1,853億kWh</b>	<b>2,366~2,515億kWh</b>	<b>3,360~3,530億kWh程度</b>

※改訂ミックス水準における各電源の設備利用率は、「総合エネルギー統計」の発電量と再エネ導入量から、直近3年平均を試算したデータ等を利用  
総合エネルギー調査会 再生可能エネルギー大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会（第31回）資料2 参照

# (参考) 原子力発電 1 年間分と同じ発電量を得るために必要な面積

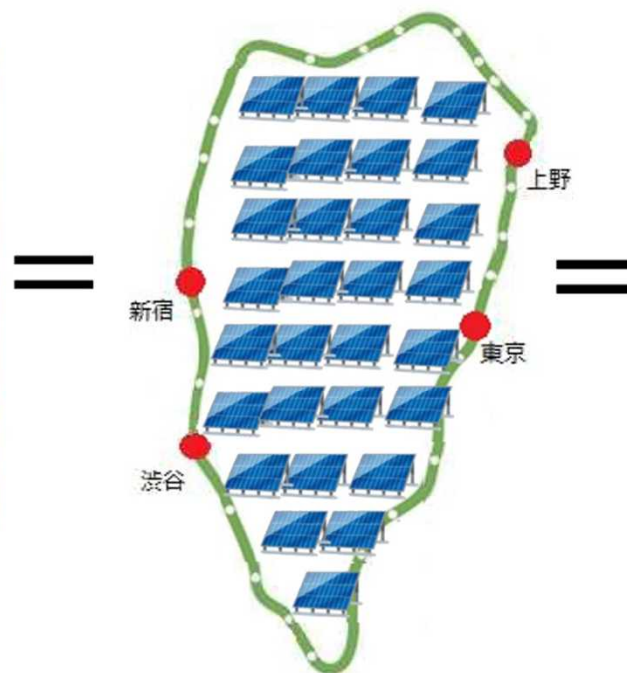
## 原子力発電所

100万kW級  
(約0.6km<sup>2</sup>)



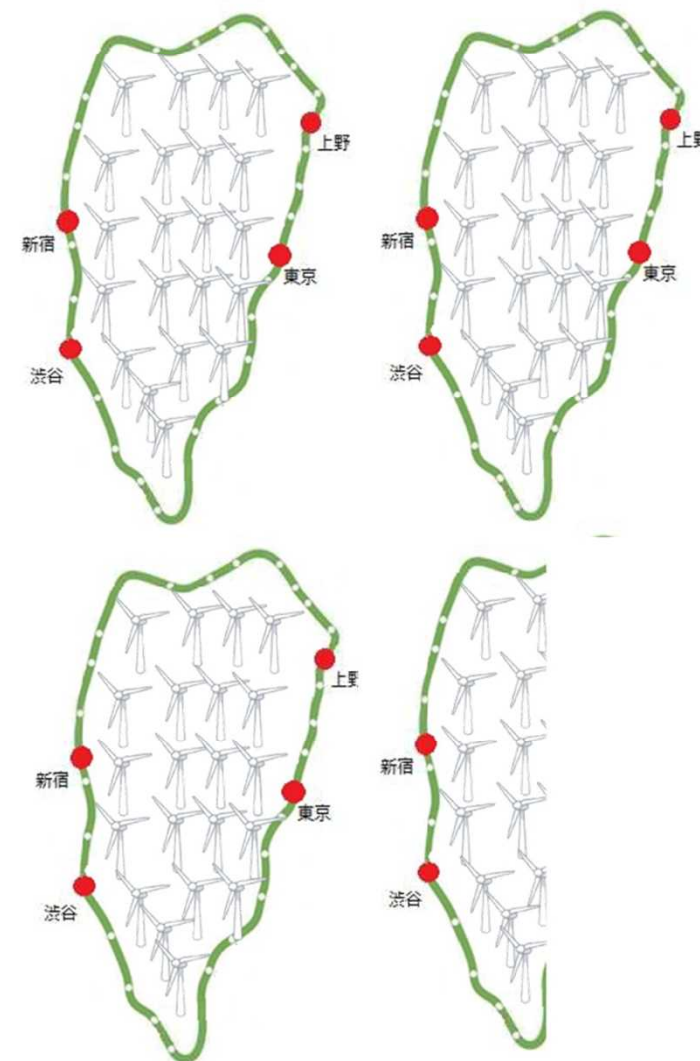
## 太陽光発電

山手線一杯の面積  
(約58km<sup>2</sup>)



## 風力発電

山手線の3.4倍の面積  
(約214km<sup>2</sup>)

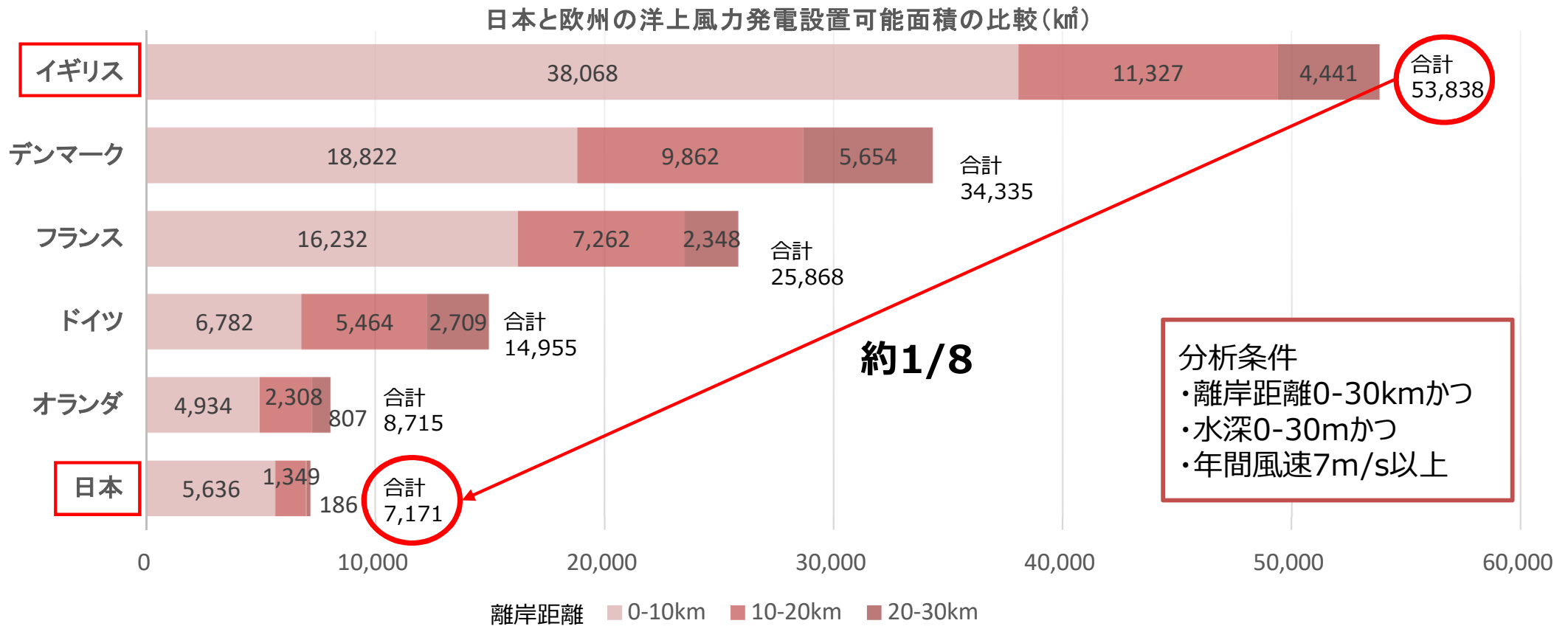


※太陽光・風力発電は曇天無風時には  
発電しないことに留意。



# (参考) 日本の遠浅の海

- 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 km<sup>2</sup>、日本約7,200 km<sup>2</sup>）。※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)

## 2030年度におけるエネルギー需給の見通しのポイント②

### ● 野心的な見通しが実現した場合の3E

#### ➤ エネルギーの安定供給(Energy Security)

エネルギー自給率(\*1) ⇒ 30%程度 (旧ミックス : おおむね25%程度)

#### ➤ 環境への適合(Environment)

温室効果ガス削減目標のうちエネルギー起源CO2の削減割合 ⇒ 45%程度 (旧ミックス : 25%)

#### ➤ 経済効率性(Economic Efficiency)

①コストが低下した再エネの導入拡大や②IEAの見通し通りに化石燃料の価格低下(\*2)が実現した場合の電力コスト

⇒ 電力コスト全体 8.6~8.8兆円程度 (旧ミックス : 9.2~9.5兆円) (\*3)

kWh当たり 9.9~10.2円/kWh程度 (旧ミックス : 9.4~9.7円/kWh) (\*4)

\*1 資源自給率に加え、サプライチェーンの中でコア技術を自国で確保し、その革新を世界の中でリードする「技術自給率」(国内のエネルギー消費に対して、自国技術で賄えているエネルギー供給の程度)を向上させることも重要である。

\*2 世界銀行やEIA(米国エネルギー情報局)は、直近の見通しにおいて、化石燃料の価格が上昇すると見込んでいる。

\*3 発電コスト検証WGを踏まえ(IEA「World Energy Outlook 2020」の公表済政策シナリオ(STEPS)の値を採用)、FIT買取費用、燃料費、系統安定化費用についてそれぞれ約5.8~6.0兆円、約2.5兆円、約0.3兆円と試算(系統安定化費用には変動再エネの導入に伴う火力発電の熱効率低下による損失額及び起動停止コストのみ算入。実際の系統の条件によって増加する可能性がある)。

\*4 「電力コスト」÷「発電電力量から送電によるロス等を除いた電力需要量」により機械的に算出。電気料金とは異なる。実際の電気料金は、託送料金なども含まれ、また、電源の稼働状況、燃料価格、電力需要によって大きく左右されるため正確な予測は困難。

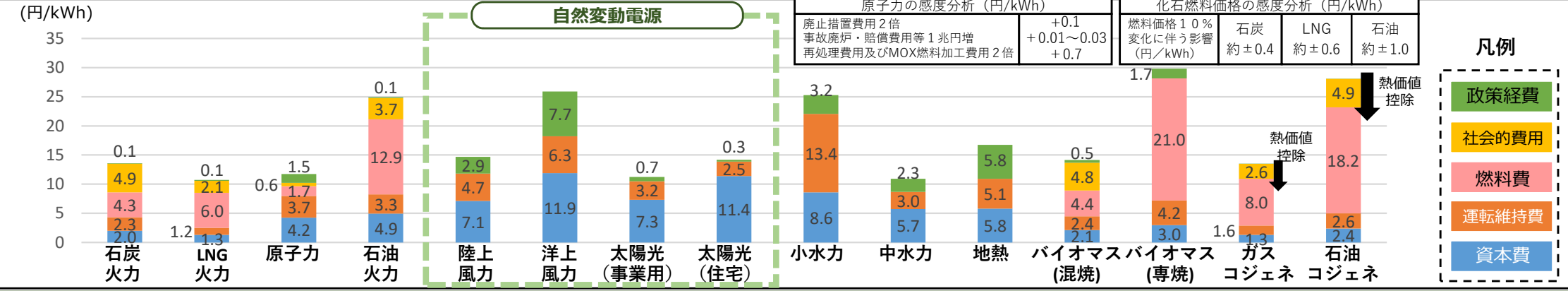
# 2030年の電源別発電コスト試算の結果概要

均等化発電原価(LCOE)は、標準的な発電所を立地条件等を考慮せずに新規に建設し所定期間運用した場合の「総発電コスト」の試算値。政策支援を前提に達成すべき性能や価格目標とも一致しない。

- 各電源のコスト面での特徴を踏まえ、どの電源に政策の力点を置くかといった、**2030年に向けたエネルギー政策の議論の参考材料**とする。
- 2030年に、新たな発電設備を更地に建設・運転した際のkWh当たりのコストを、一定の前提で機械的に試算。**  
(**既存の発電設備を運転するコストではない**)。
- 2030年のコストは、燃料費の見通し、設備の稼働年数・設備利用率、太陽光の導入量などの**試算の前提を変えれば、結果は変わる**。
- 事業者が**現実**に**発電設備を建設**する際は、ここで示す**発電コストだけでなく、立地地点毎に異なる条件を勘案して総合的に判断**される。
- 太陽光・風力（自然変動電源）の大量導入により、火力の効率低下や揚水の活用などに伴う費用が高まる**ため、これも考慮する必要がある。この費用について、今回は、**系統制約等を考慮しない機械的な試算**（参考①）に加え、**系統制約等を考慮したモデルによる分析も実施し、参考として整理**（参考②）。

電源	石炭火力	LNG火力	原子力	石油火力	陸上風力	洋上風力	太陽光（事業用）	太陽光（住宅）	小水力	中水力	地熱	バイオマス（混焼、5%）	バイオマス（専焼）	ガスコジェネ	石油コジェネ
発電コスト(円/kWh) ※( )は政策経費なしの値	13.6~22.4 (13.5~22.3)	10.7~14.3 (10.6~14.2)	11.7~ (10.2~)	24.9~27.6 (24.8~27.5)	9.8~17.2 (8.3~13.6)	25.9 (18.2)	8.2~11.8 (7.8~11.1)	8.7~14.9 (8.5~14.6)	25.2 (22.0)	10.9 (8.7)	16.7 (10.9)	14.1~22.6 (13.7~22.2)	29.8 (28.1)	9.5~10.8 (9.4~10.8)	21.5~25.6 (21.5~25.6)
設備利用率 稼働年数	70% 40年	70% 40年	70% 40年	30% 40年	25.4% 25年	33.2% 25年	17.2% 25年	13.8% 25年	60% 40年	60% 40年	83% 40年	70% 40年	87% 40年	72.3% 30年	36% 30年

(注1) 表の値は、今回検証で扱った複数の試算値のうち、上限と下限を表示。将来の燃料価格、CO2対策費、太陽光・風力の導入拡大に伴う機器価格低下などをどう見込むかにより、幅を持った試算としている。例えば、太陽光の場合「2030年に、太陽光パネルの世界の価格水準が著しく低下し、かつ、太陽光パネルの国内価格が世界水準に追いつくほど急激に低下するケース」や「太陽光パネルが劣化して発電量が下がるケース」といった野心的な前提を置いた試算値を含む。  
(注2) グラフの値は、IEA「World Energy Outlook 2020」(WEO2020)の公表済政策シナリオの値を表示。コジェネは、CIF価格で計算したコスト。



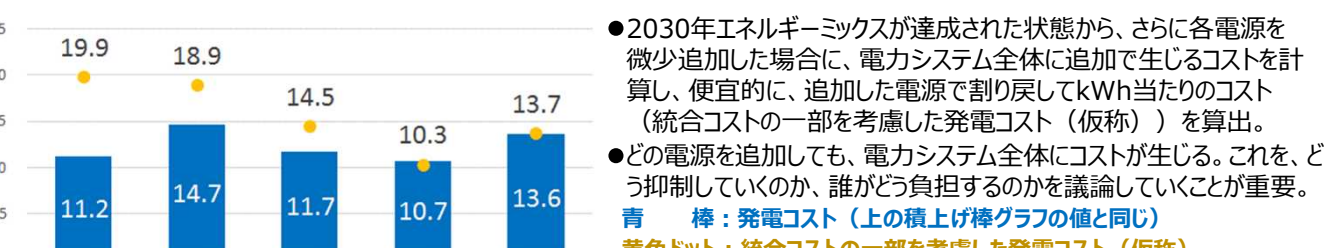
## 参考① 電源立地や系統制約を考慮しない機械的な試算 (2015年の手法を踏襲)

「系統が日本全国で大幅に増強され、日本全体で電力需給が瞬時に調整される」前提を置いてもおこる追加費用（火力効率低下や揚水活用等の費用）追加費用として試算。

自然変動電源の導入量・割合※1	生じる追加費用
1450億kWh (15%) 程度	年間8,470億円
1850億kWh (20%) 程度	年間1兆1,580億円
2350億kWh (25%) 程度	年間1兆4,780億円

※1 検証時点では、洋上風力の時間変動実データが得られないため、洋上風力の追加費用の計算には、陸上風力の諸元を流用した。

## 参考② 電源立地や系統制約を考慮した、モデルによる分析・試算 (委員による分析※2)

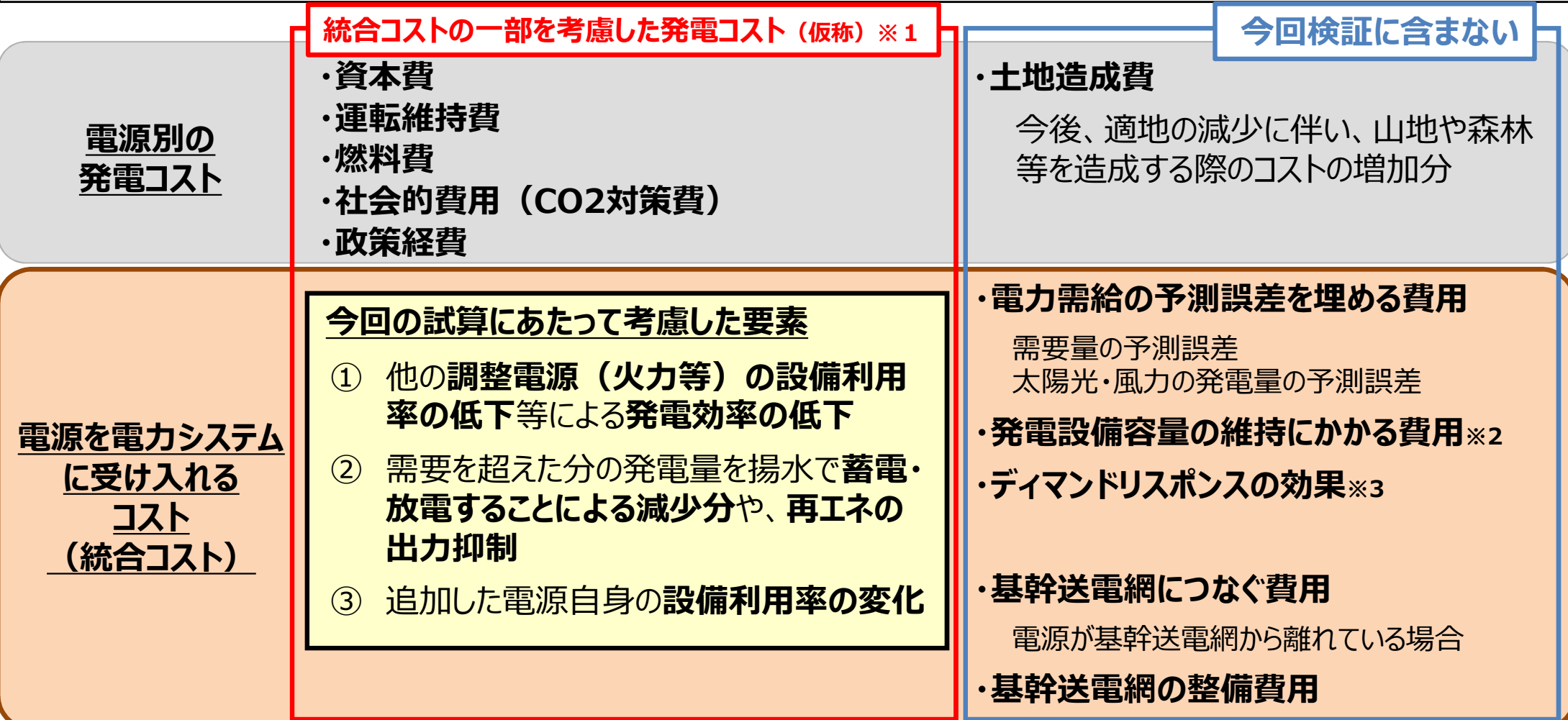


●2030年エネルギーミックスが達成された状態から、さらに各電源を微少追加した場合に、電力システム全体に追加で生じるコストを計算し、便宜的に、追加した電源で割り戻してkWh当たりのコスト（統合コストの一部を考慮した発電コスト（仮称））を算出。  
●どの電源を追加しても、電力システム全体にコストが生じる。これを、どう抑制していくのか、誰がどう負担するのかを議論していくことが重要。  
青棒：発電コスト（上の積上げ棒グラフの値と同じ）  
黄色ドット：統合コストの一部を考慮した発電コスト（仮称）

各電源を電力システムに受け入れるコスト（統合コスト）

# 電力コストの全体像と、統合コストの一部を考慮した発電コスト（仮称）について

- 2030年エネルギーミックスが達成された状態から、さらに各電源を微少追加した場合に、電力システム全体に追加的に生じるコストを分析。
- これを追加した電源の有効な発電量で割り戻し、「統合コストの一部を考慮した発電コスト（仮称）」として整理。



※1 「統合コストの一部を考慮した発電コスト（仮称）」は、これまでのWGにおいて「統合コスト」と呼んでいたものを、正確を期する観点から呼び変えたもの。  
 ※2 発電設備容量の維持にかかる費用は、設備を廃棄すればコストが低減するが必要があり維持すれば上昇するという両面があり得る。なお今回の委員有志による分析では、発電設備は廃棄しない前提で分析を行った。  
 ※3 デマンドレスポンスについては、導入にあたっての効果を評価するには精査と実績が必要であるため、今回の検証対象には含まない整理とした。

# 1. 日本を取り巻く状況について

## 1 - 1 『カーボンニュートラル』

## 1 - 2 日本の置かれている状況

# 2. エネルギー基本計画（概要）

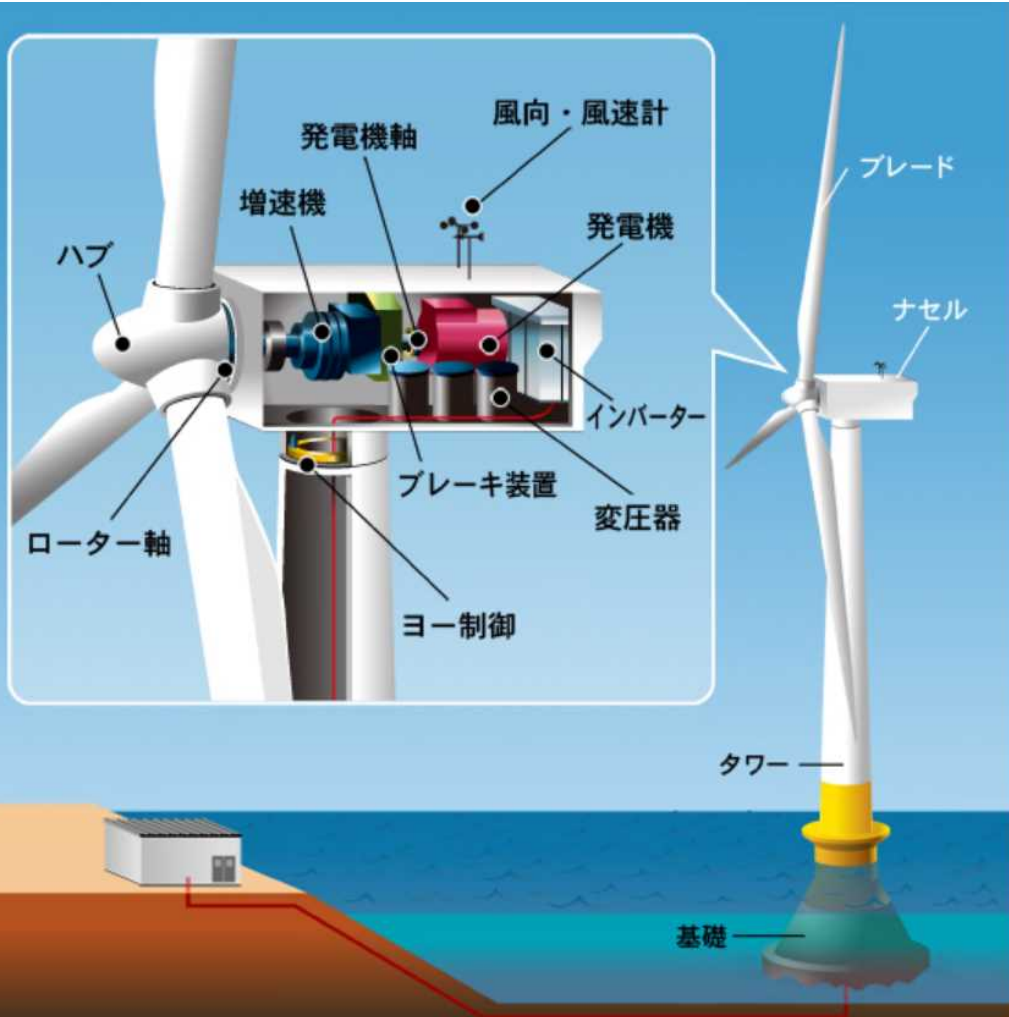
# 3. 洋上風力発電と、再エネ海域利用法等について

# 洋上風力発電とは

洋上風力発電とは、その名のとおり海の上に風車を設置して発電をする、というもの。

## <参考> 風車の構造

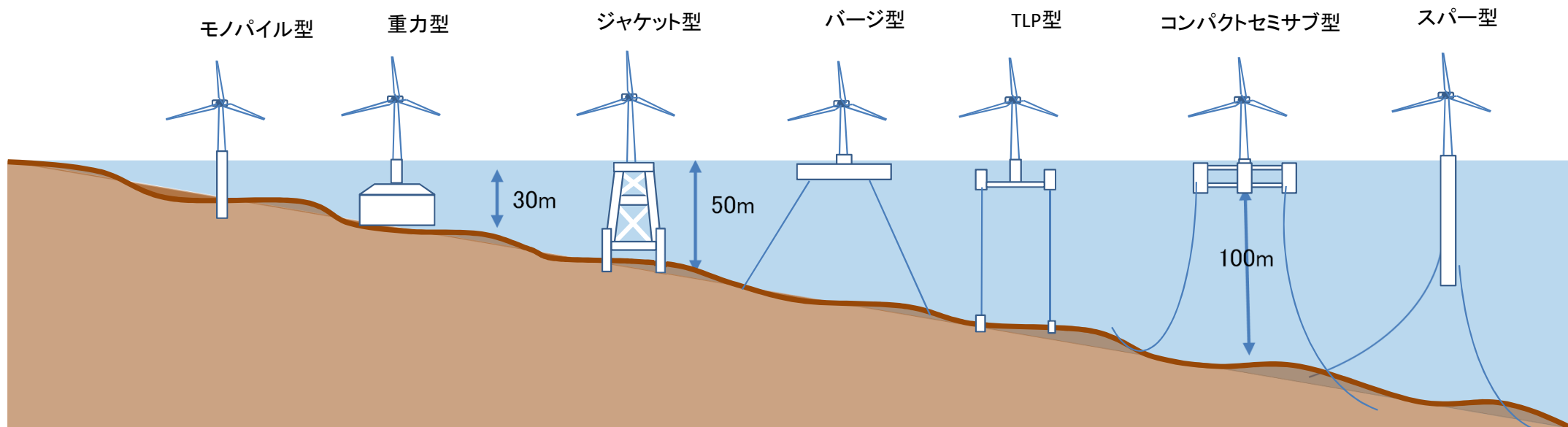
プロペラ式風力発電システムの構成例



構成要素		概要
ローター系	ブレード	回転羽根、翼
	ローター軸	ブレードの回転軸
	ハブ	ブレードの付け根をローター軸に連結する部分
伝達系	発電機軸	ローターの回転を発電機に伝達する
	増速機	ローターの回転数を発電機に必要な回転数に増速する歯車（ギア）装置（増速機のない直結ドライブもある）
電気系	発電機	回転エネルギーを電気エネルギーに変換する
	インバーター	発電機の出力周波数を調整し、系統周波数に合わせる
	変圧器	発電機の出力電圧を昇圧し、系統電圧に合わせる
運転・制御系	出力制御	風車出力を制御するピッチ制御あるいはストール制御
	ヨー制御	ローターの向きを風向きに追従させる
	ブレーキ装置	台風時、点検時などにローターを停止させる
	風向・風速計	出力制御、ヨー制御に使用されナセル上に設置される
支持・構造系	ナセル	伝達軸、増速機、発電機等を収納する部分
	タワー	ローター、ナセルを支える部分
	基礎	タワーを支える基礎部分

(出所) 国立研究開発法人新エネルギー・産業技術総合開発機構 (NEDO) HPより抜粋

# 【参考】着床式と浮体式の比較



	着床式			浮体式			
	モノパイル型	重力型	ジャケット型	バージ型	TLP型	コンパクトセミサブ型	スパー型
長所	<ul style="list-style-type: none"> <li>・施工が低コスト</li> <li>・海底の整備が原則不要</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・保守点検作業が少ない</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・比較的深い水深に対応可</li> <li>・設置時の打設不要</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・構造が単純で低コスト化可</li> <li>・設置時の施工が容易</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・係留による占用面積が小さい</li> <li>・浮体の上下方向の揺れが抑制される</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・港湾施設内で組立が可能</li> <li>・浮体動揺が小さい</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・構造が単純で製造容易</li> <li>・構造上、低コスト化が見込まれる</li> </ul>
短所	<ul style="list-style-type: none"> <li>・地盤の厚みが必要</li> <li>・設置時に汚濁が発生</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・海底整備が必要</li> <li>・施工難易度が高い</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・構造が複雑で高コスト</li> <li>・軟弱地盤に対応不可</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・暴風時の浮体動揺が大。安全性等の検証が必要</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・係留システムのコストが高い</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・構造が複雑で高コスト</li> <li>・施工効率、コストの観点からコンパクト化が課題</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・浅水域では導入不可</li> <li>・施工に水深を要し設置難</li> </ul>

# 洋上風力発電導入の意義

- 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。

## ①大量導入

- 欧州を中心に世界で導入が拡大
- 四方を海に囲まれた日本でも、今後導入拡大が期待されている。

### 欧州・日本における導入状況

国名	累積発電容量 (万kW)	発電所数	風車の数
英国	1,043	40	2,294
ドイツ	769	29	1,501
デンマーク	170	14	559
ベルギー	226	11	399
オランダ	261	9	537
日本	1.4	4	5

【出典】 欧州：Offshore Wind in Europe Key trends and statistics 2020より引用  
日本の発電所はすべて国内の実証機

## ②コスト低減

- 先行する欧州では、落札額が10円/kWhを切る事例や市場価格（補助金ゼロ）の事例が生ずる等、風車の大型化等を通じて、コスト低減が進展。

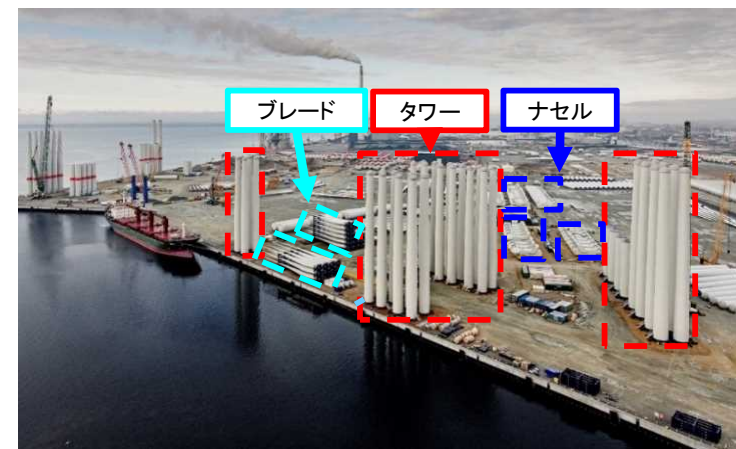
国	プロジェクト名	価格 (€ = 123.6円) ※2019年平均相場
オランダ	Hollande Kust Zuid 3 & 4	市場価格 (補助金ゼロ)
フランス	Dunkirk	44 EUR/MWh (5.4円/kWh)
イギリス	Sofia	44.99EUR/MWh (5.6円/kWh)
イギリス	Seagreen Phase 1 - Alpha	47.21EUR/MWh (5.8円/kWh)
イギリス	Forthwind	44.99EUR/MWh (5.6円/kWh)
イギリス	Doggerbank Teeside A	47.21EUR/MWh (5.8円/kWh)
イギリス	Doggerbank Creyke Beck A	44.99EUR/MWh (5.6円/kWh)
イギリス	Doggerbank Creyke Beck B	47.21EUR/MWh (5.8円/kWh)

## ③経済波及効果

- 洋上風力発電設備は、部品数が多く（数万点）、また、事業規模は数千億円にいたる場合もあり、関連産業への波及効果が大きい。地域活性化にも寄与

### 欧州における港湾都市の事例（デンマーク・エスビアウ港）

- ・ 建設・運転・保守等の地域との結びつきの強い産業も多いため、地域活性化に寄与。
- ・ エスビアウ市では、企業誘致にも成功し、約8,000人の雇用を創出。





# 「洋上風力産業ビジョン（第1次）」の概要（2020年12月15日とりまとめ）

## 洋上風力発電の意義と課題

- 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、再生可能エネルギーの主力電源化に向けた切り札。
- 欧州を中心に全世界で導入が拡大。近年では、中国・台湾・韓国を中心にアジア市場の急成長が見込まれる。  
(全世界の導入量は、2018年23GW→2040年562GW（24倍）となる見込み)
- 現状、洋上風力産業の多くは国外に立地しているが、日本にも潜在力のあるサプライヤーは存在。

## 洋上風力の産業競争力強化に向けた基本戦略



### 官民の目標設定

**(1) 政府による導入目標の明示**  
 ・2030年までに1,000万kW、  
 2040年までに3,000万kW～4,500万kW  
 の案件を形成する。

**(2) 案件形成の加速化**  
 ・政府主導のプッシュ型案件形成スキーム  
 （日本版セントラル方式）の導入

**(3) インフラの計画的整備**  
 ・系統マスタープラン一次案の具体化  
 ・直流送電の具体的検討  
 ・港湾の計画的整備

**(1) 産業界による目標設定**  
 ・国内調達比率を2040年までに60%にする。  
 ・着床式発電コストを2030～2035年までに、  
 8～9円/kWhにする。

**(2) サプライヤーの競争力強化**  
 ・公募で安定供給等に資する取組を評価  
 ・補助金、税制等による設備投資支援（調整中）  
 ・国内外企業のマッチング促進（JETRO等）等

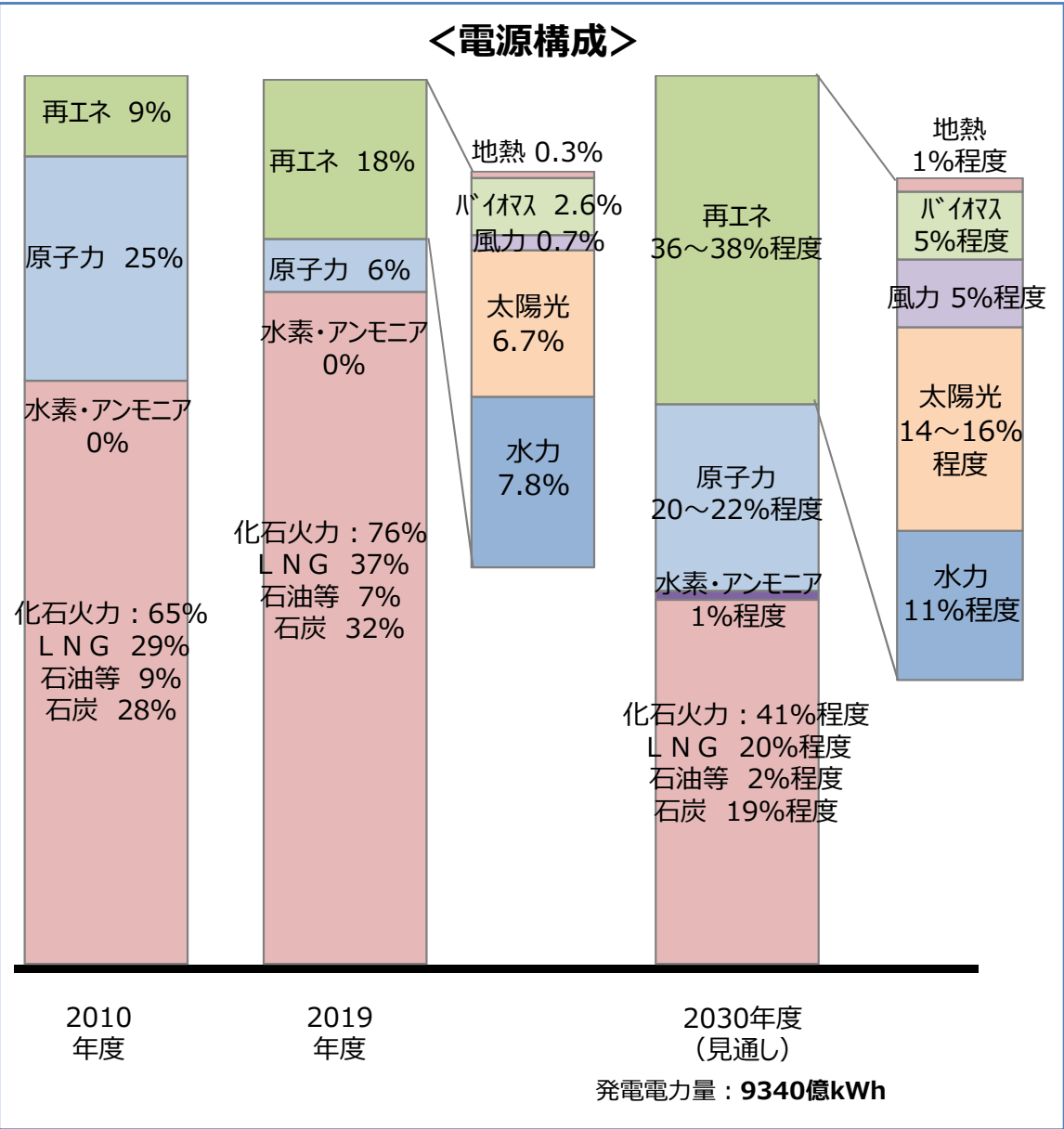
**(3) 事業環境整備（規制・規格の総点検）**  
**(4) 洋上風力人材育成プログラム**

**3. アジア展開も見据えた  
次世代技術開発、国際連携**

**(1) 浮体式等の次世代技術開発**  
 ・「技術開発ロードマップ」の策定  
 ・基金も活用した技術開発支援

**(2) 国際標準化・政府間対話等**  
 ・国際標準化  
 ・将来市場を念頭に置いた二国間対話等  
 ・公的金融支援

# 新たな「エネルギーミックス」実現への道のり



(kW)	導入水準 (21年3月)	FIT前導入量 +FIT認定 量 (21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	6,200万	8,100万	10,350~ 11,760万	約56%
風力	450万	1,190万	2,360万	約19%
地熱	61万	67万	148万	約41%
中小 水力	980万	1,000万	1,040万	約94%
バイオ マス	500万	1,030万	800万	約63%

※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(2021年3月時点で確認できているもの)を反映済。  
 ※太陽光の「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。

出典) 総合エネルギー統計(2019年度確報値)等を基に資源エネルギー庁作成

# 再エネ海域利用法の概要

- 海域を占有するため、都道府県条例の許可では通常3～5年と短期であり、長期占用ルールが必要。
- **港湾区域**においては、**港湾法を改正し、2016年7月**に施行。
- 更に、港湾区域以外の**一般海域**について、「**再エネ海域利用法**」（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）**を定め、2019年4月**に施行（経産省・国交省の共管）

## 【課題】

### 課題① 海域利用に関する統一ルールなし

- 海域利用（占用）の**統一ルールなし**
- 都道府県条例の**許可は通常3～5年と短期**  
⇒事業の**予見可能性が低く、資金調達困難**

### 課題② 先行利用者との調整枠組不明確

- 漁業者等の**先行利用者**との**調整に係る枠組が存在しない**

### 課題③ 高コスト

- FIT価格が欧州と比べ**高額**
- 国内に**経験ある事業者が少ない**

## 【対応】（再エネ海域利用法）

- **国が、洋上風力発電事業の実施区域を指定（促進区域）**

- 事業実施者を公募により選定  
**選定事業者は、長期占用が可能（30年間）**  
⇒**事業の安定性を確保**

- 促進区域の指定に向け、**区域ごとに地元漁業等関係者、国・自治体による協議会を設置**

- 区域指定の際、関係省庁とも協議し、他の公益との整合性を確認  
⇒**事業者による地元調整に係る負担軽減**

- 事業者の選定に当たっては、**事業実施内容に加え、電力供給価格により評価し、選定**  
⇒**競争を促進し、コスト低減**

# 基本方針に掲げる再エネ海域利用法の目標（基本原則）

- 閣議決定された「基本方針」には以下の4つの目標を定めており、協議会の運営、促進区域の指定等の法律の運用の大原則となっている。

## 1. 長期的、安定的かつ効率的な発電事業の実現

- ✓ 長期間にわたり海域を占有することから、信頼性があり、かつ国民負担抑制のためのコスト競争力のある電源を導入することが重要。
- ✓ このため、「長期的、安定的かつ効率的」な発電事業の実現を目指す。

## 2. 海洋の多様な利用等との調和

- ✓ 漁業等と共存共栄した海洋再生可能エネルギー発電事業を実現する。

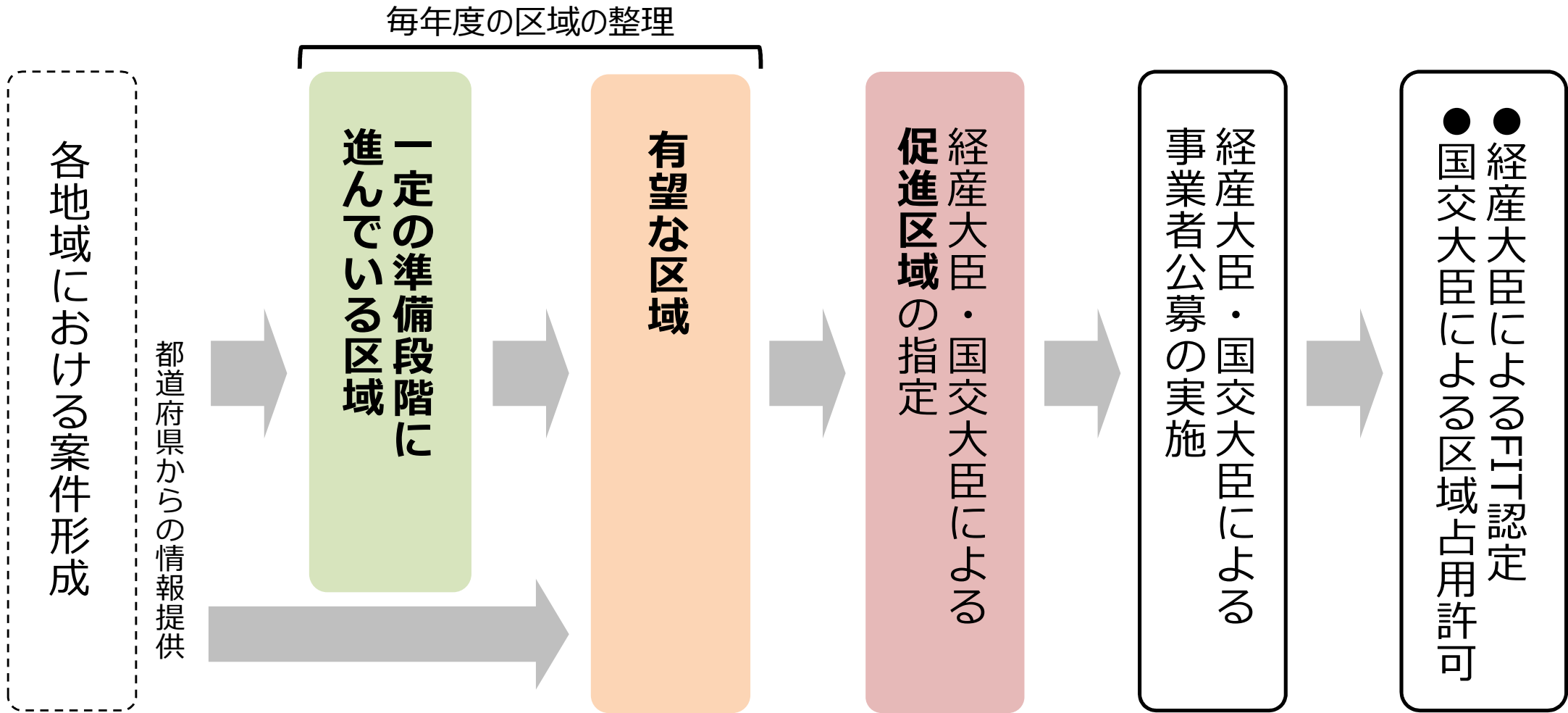
## 3. 公平性・公正性・透明性の確保

- ✓ コスト低減や先進的な技術開発等の事業者の創意工夫を後押しするため、公平性・公正性・透明性を確保し、適切な競争環境を実現する。

## 4. 計画的かつ継続的な導入の促進

- ✓ 洋上風力産業の健全な発展を図るためには、継続的な市場をつくることが重要であることから、計画的かつ継続的な洋上風力発電の促進を図る。

# 案件形成から促進区域指定・事業者公募までの流れ



## 有望な区域の要件（促進区域指定ガイドライン）

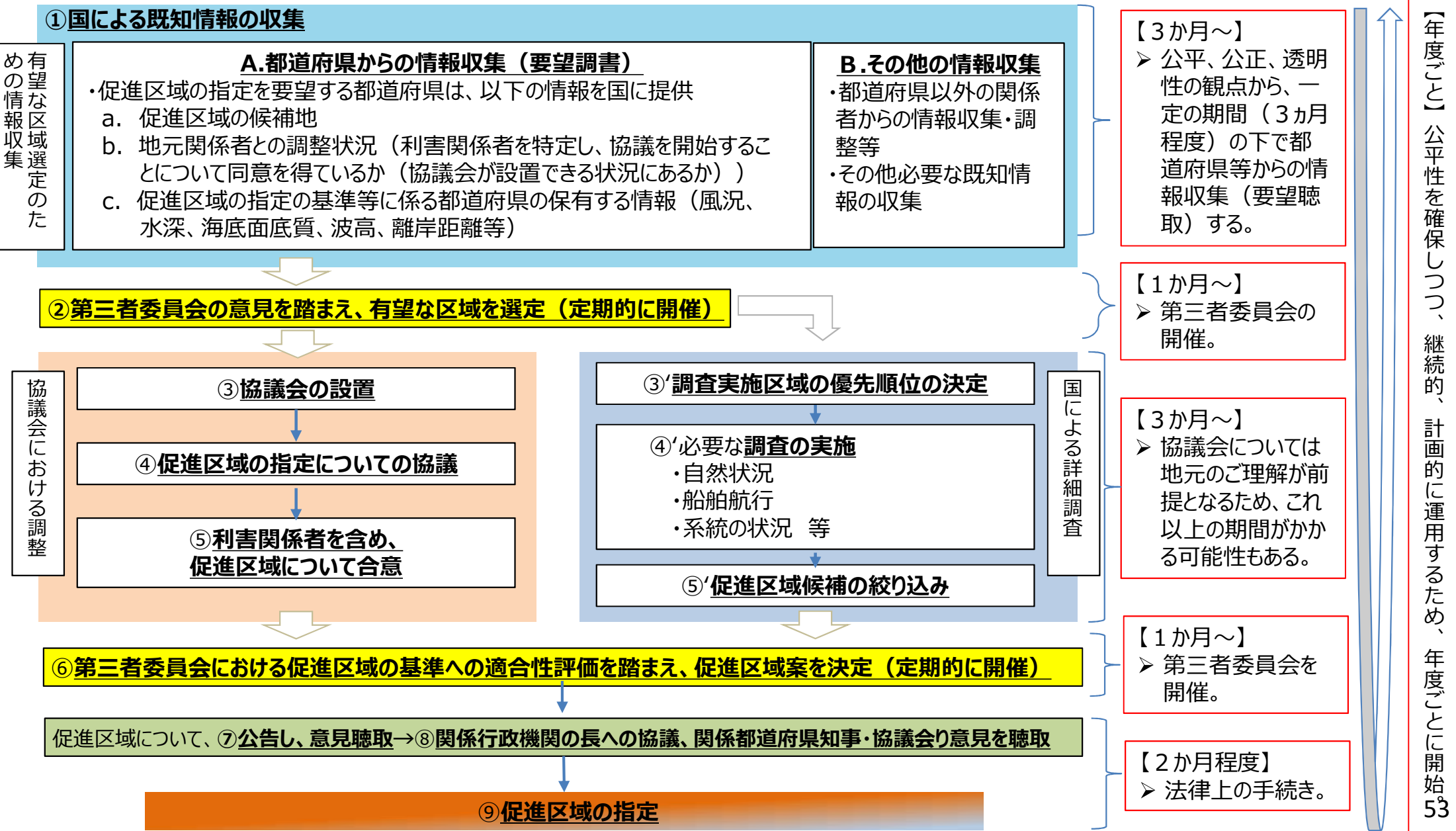
- 促進区域の候補地があること
- 利害関係者を特定し、協議会を開始することについて同意を得ていること（協議会の設置が可能であること）
- 区域指定の基準に基づき、促進区域に適していることが見込まれること

## 協議会の設置（再エネ海域利用法第9条＋ガイドライン）

- 有望な区域では、促進区域の指定に向けた協議を行うための協議会を設置
- 国、都道府県、市町村、関係漁業者団体等の利害関係者、学識経験者等で構成
- 協議会は可能な限り公開で議論

# 促進区域の指定プロセス

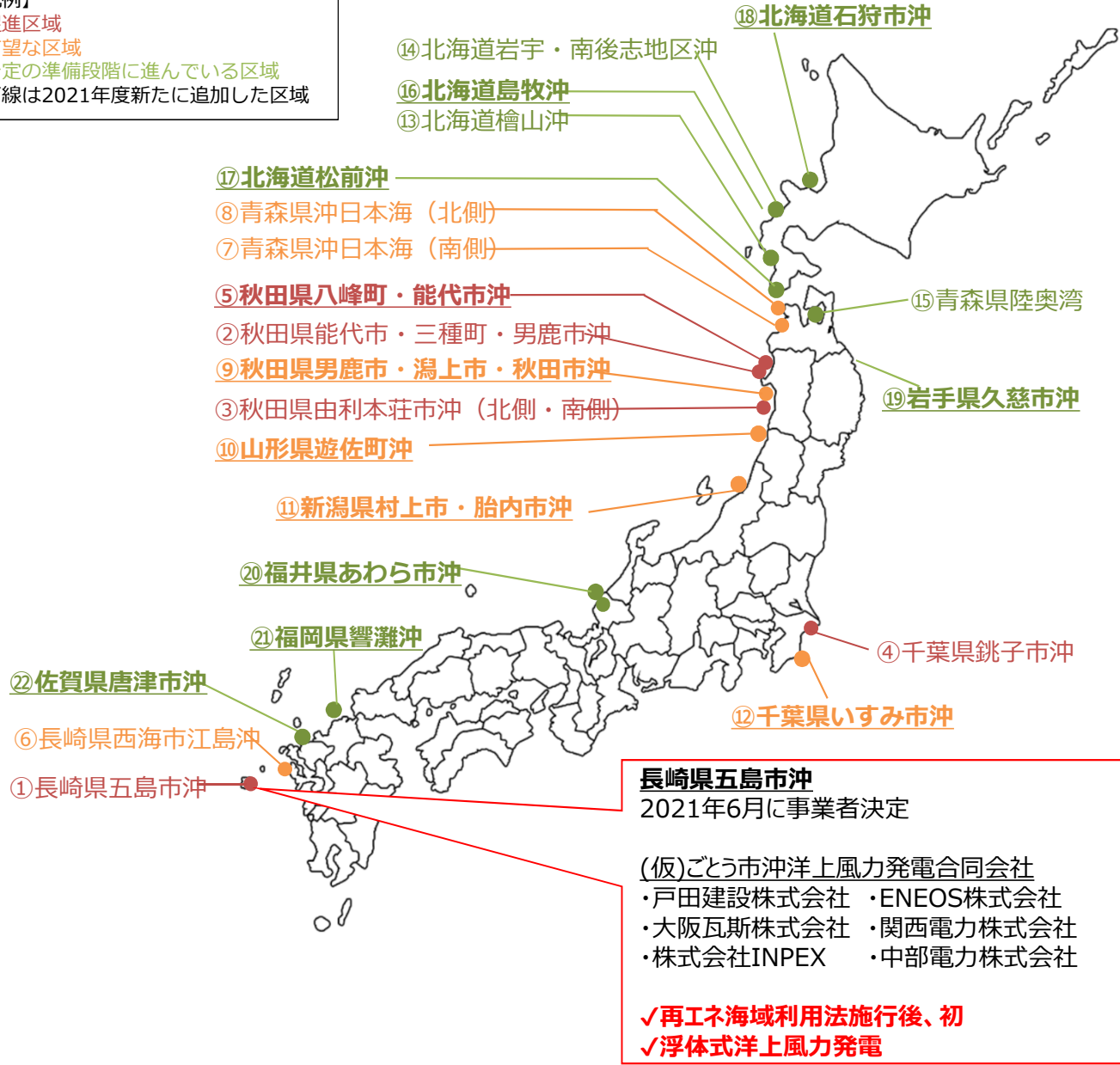
● 促進区域の指定に向けては、**都道府県からの情報収集等を踏まえ、有望な区域等を整理した上で、この整理に応じて、協議会における調整や国による詳細調査を進めていくこととしている。**



# 再エネ海域利用法の施行等の状況 (2021年度区域指定等を踏まえたもの)

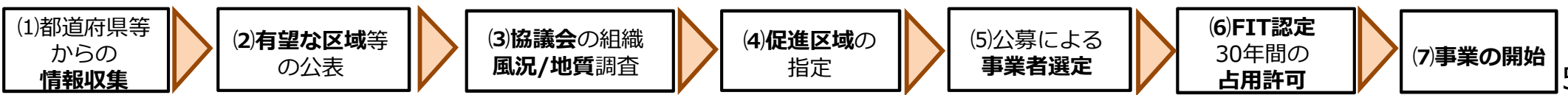
促進区域、有望な区域等の指定・整理状況  
(2021年9月13日)

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



区域名	万kW	
促進区域	①長崎県五島市沖	1.7
	②秋田県能代市・三種町・男鹿市沖	47.88
	③秋田県由利本荘市沖（北側・南側）	81.9
	④千葉県銚子市沖	39.06
	⑤秋田県八峰町・能代市沖	36
有望な区域	⑥長崎県西海市江島沖	30
	⑦青森県沖日本海（南側）	60
	⑧青森県沖日本海（北側）	30
	⑨秋田県男鹿市・潟上市・秋田市沖	21
	⑩山形県遊佐町沖	45
	⑪新潟県村上市・胎内市沖	35,70
⑫千葉県いすみ市沖	41	
一定の準備段階に進んでいる区域	⑬北海道檜山沖	
	⑭北海道岩宇・南後志地区沖	
	⑮青森県陸奥湾	
	⑯北海道島牧沖	
	⑰北海道松前沖	
	⑱北海道石狩市沖	
	⑲岩手県久慈市沖（浮体）	
	⑳福井県あわら市沖	
	㉑福岡県響灘沖	
	㉒佐賀県唐津市沖	

プロセス



# 促進区域の指定基準の概要

- 再エネ海域利用法第8条第1項では、促進区域の指定基準として、以下のとおり、第1号から第6号までの基準が定められている。
- 促進区域の指定に当たっては、第1号から第6号までの基準を総合的に判断し、洋上風力発電に適した区域を選定していくこととなる。

○促進区域の指定基準（再エネ海域利用法 第8条第1項）

## 第1号 自然的条件と出力の量

- ✓ 気象、海象その他の自然的条件が適当であり、海洋再生可能エネルギー発電設備の出力の量が相当程度に達すると見込まれること。

## 第2号 航路等への影響

- ✓ 当該区域及びその周辺における航路及び港湾の利用、保全及び管理に支障を及ぼすことなく、海洋再生可能エネルギー発電設備を適切に配置することが可能であること。

## 第3号 港湾との一体的な利用

- ✓ 海洋再生可能エネルギー発電設備の設置及び維持管理に必要な人員及び物資の輸送に関し当該区域と当該区域外の港湾とを一体的に利用することが可能であること。

## 第4号 系統の確保

- ✓ 海洋再生可能エネルギー発電設備と電気事業者が維持し、及び運用する電線路との電氣的な接続が適切に確保されることが見込まれること。

## 第5号 漁業への支障

- ✓ 海洋再生可能エネルギー発電事業の実施により、漁業に支障を及ぼさないことが見込まれること。

## 第6号 ほかの法律における海域及び水域との重複

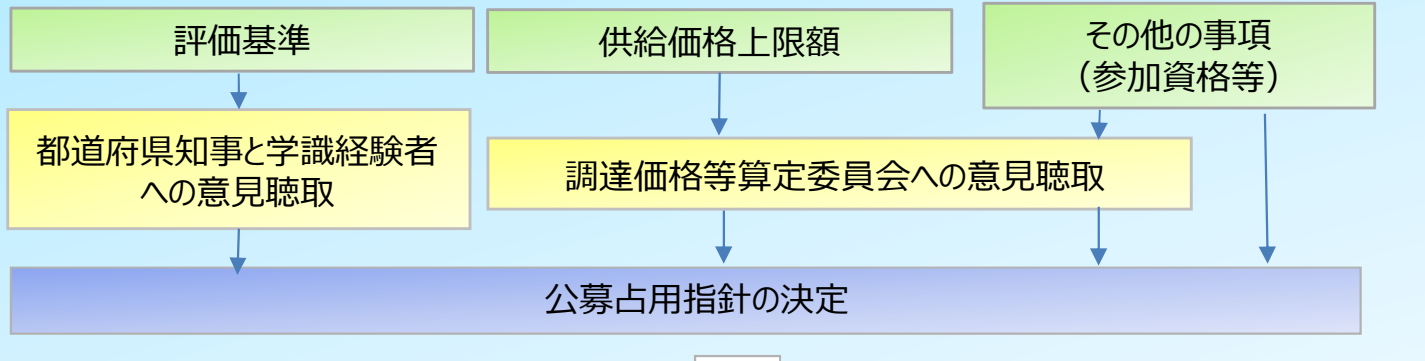
- ✓ 漁港漁場整備法により市町村長、都道府県知事若しくは農林水産大臣が指定した漁港の区域、港湾法に規定する港湾区域、海岸法により指定された海岸保全区域等と重複しないこと。



# 促進区域指定後の公募プロセス

## <促進区域の指定>

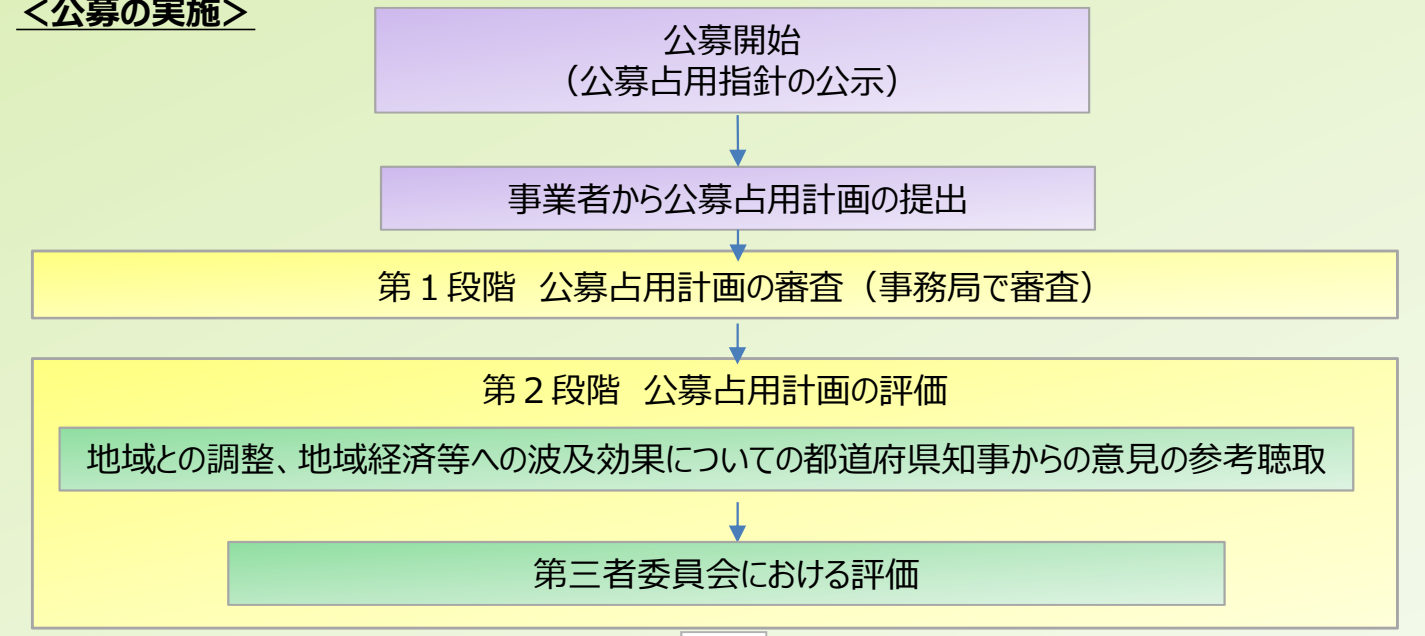
### <「占用公募制度の運用指針（仮称）」に基づき公募占用指針を作成>



国が行う調査  
(公募に当たり必要な情報の提供)

【2か月～】  
➢ 都道府県知事等へ意見聴取をしながら、区域ごとの事情等も考慮して公募占用指針の案を作成。

## <公募の実施>



【原則6か月】  
➢ 公募に必要な期間は原則6か月

【2か月～】  
➢ 適合審査に必要な期間は2か月程度

【3か月～】  
➢ 評価に必要な期間は3か月程度

## <事業者選定>