

# 2030年に向けた今後の再エネ政策

2021年10月14日

資源エネルギー庁新エネルギー課

**① 国内外の再エネを巡る現状**

② 新たなエネルギーミックス

① **国内外の再エネを巡る現状**

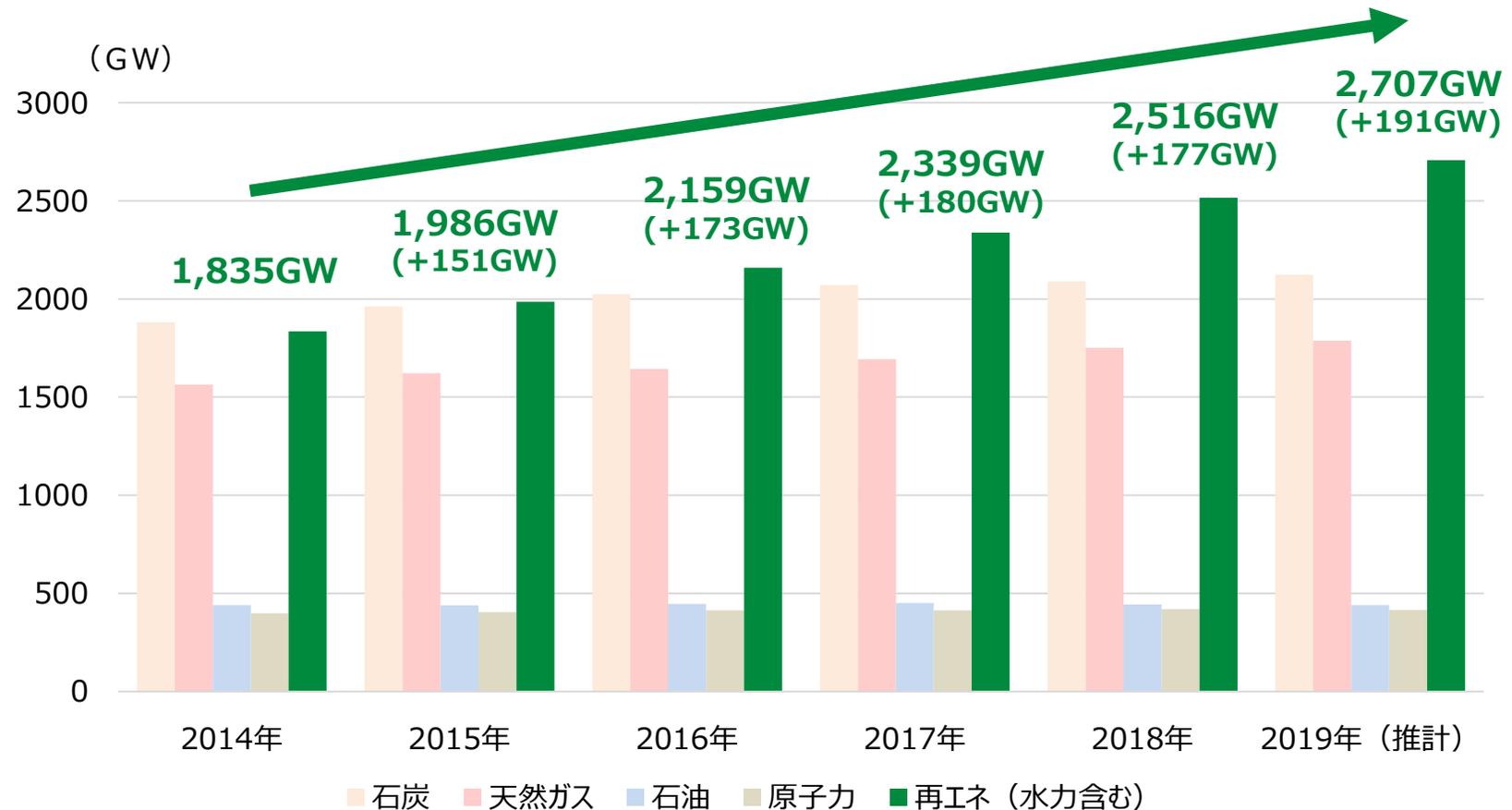
② 第6次エネルギー基本計画（案）

③ 新たなエネルギーミックス

# ①世界の動向：再生可能エネルギーの導入状況

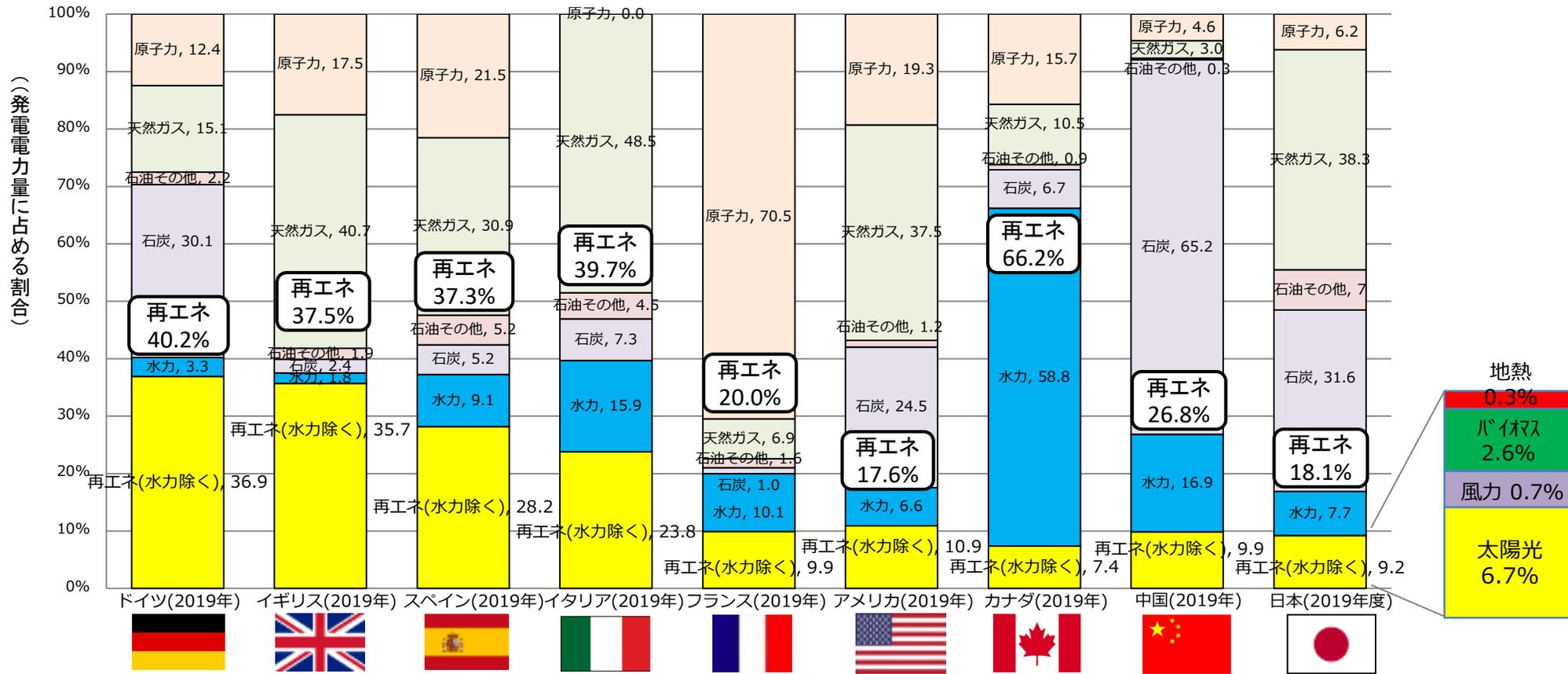
- 国際機関の分析によれば、世界の再生可能エネルギー発電設備の容量（ストック）は2015年に約**2,000GW程度**まで増加し、**最も容量の大きい電源**となった。
- その後も、引き続き再生可能エネルギー発電設備の容量は増加しており、**年間約180GWのペースで増加**している。c

## 世界全体の発電設備容量（ストック）



IEA「World Energy Outlook」2016～2020年度版より資源エネルギー庁作成

# ①世界の動向：再生可能エネルギーの発電比率

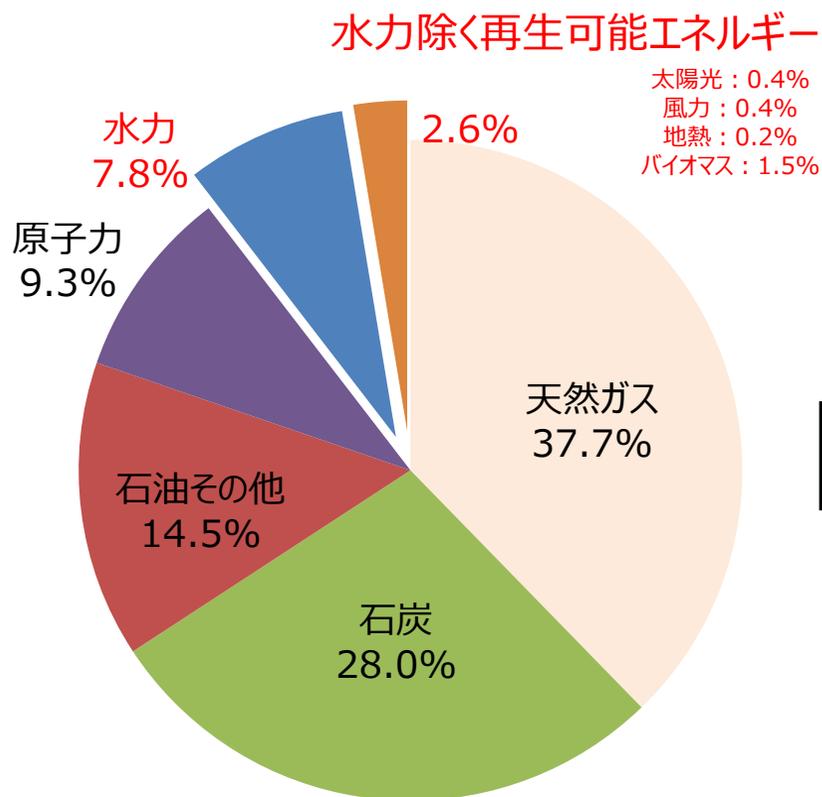


主要再エネ ※水力除く	風力 20.9%	風力 20.0%	風力 20.5%	太陽光 8.1%	風力 6.1%	風力 6.8%	風力 5.1%	風力 5.4%	太陽光 6.7%
再エネ 発電量	2,424 億kWh	1,205 億kWh	1,001 億kWh	1,159 億kWh	1,131 億kWh	7,670 億kWh	4,273 億kWh	20,150 億kWh	1,852 億kWh
再エネ 発電量 ※水力除く	2,227 億kWh	1,146 億kWh	763 億kWh	695 億kWh	562 億kWh	4,772 億kWh	477 億kWh	7,424 億kWh	1,056 億kWh
発電量	6,031 億kWh	3,211 億kWh	2,710 億kWh	2,920 億kWh	5,661 億kWh	43,710 億kWh	6,453 億kWh	75,091 億kWh	10,238 億kWh

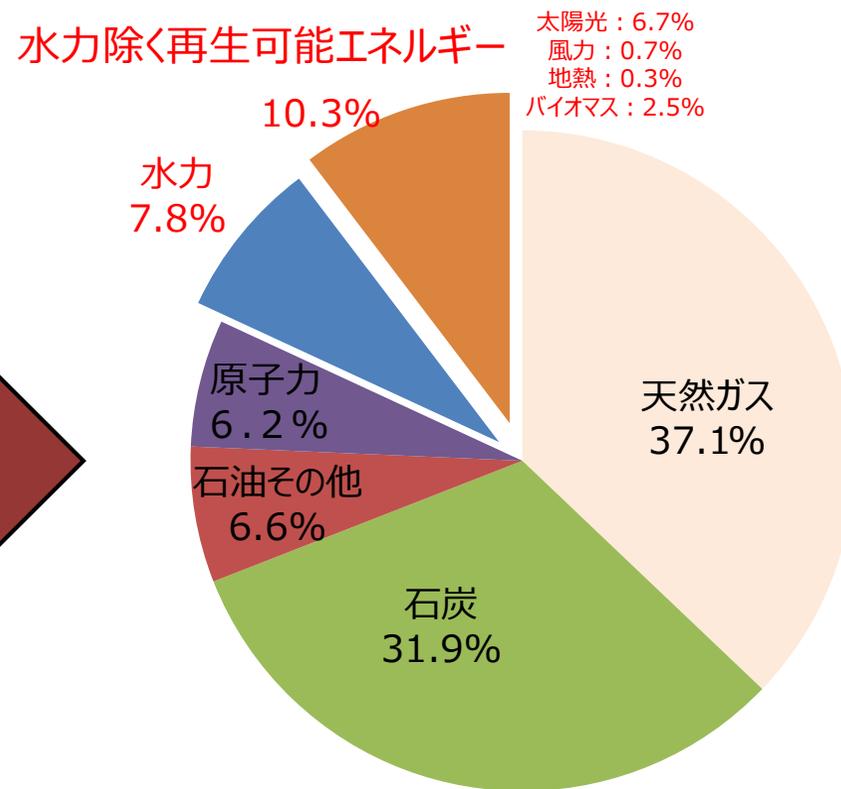
## ②日本の動向：再生可能エネルギーの導入状況（i）

- 日本において以前から開発が進んできた水力を除く再生可能エネルギーの全体の発電量に占める割合は、FIT制度の創設以降、**2.6%（2011年度）から10.3%（2019年度）に増加**（水力を含めると**10.4%から18.1%に増加**）。

【発電電力量の構成（2011年度）】  
再エネ比率 = 10.4%



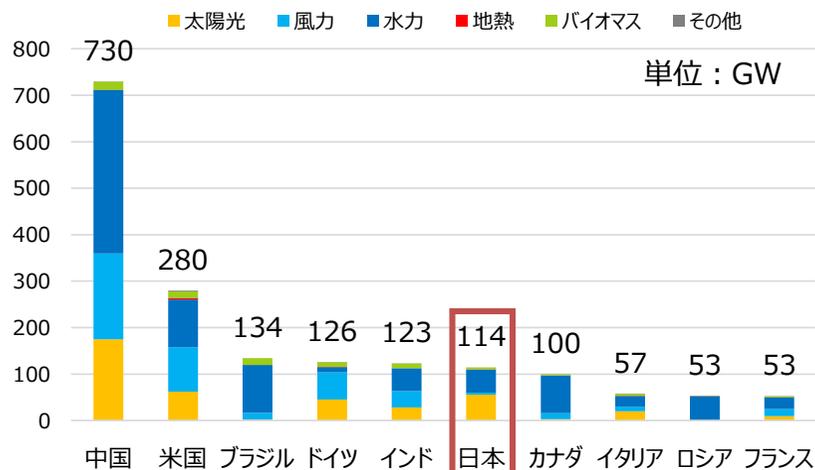
【発電電力量の構成（2019年度）】  
再エネ比率 = 18.1%



## ②日本の動向：再生可能エネルギーの導入状況（ii）

- 国際機関の分析によれば、日本の再エネ導入量は世界第6位、このうち太陽光発電は世界第3位。
- この7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

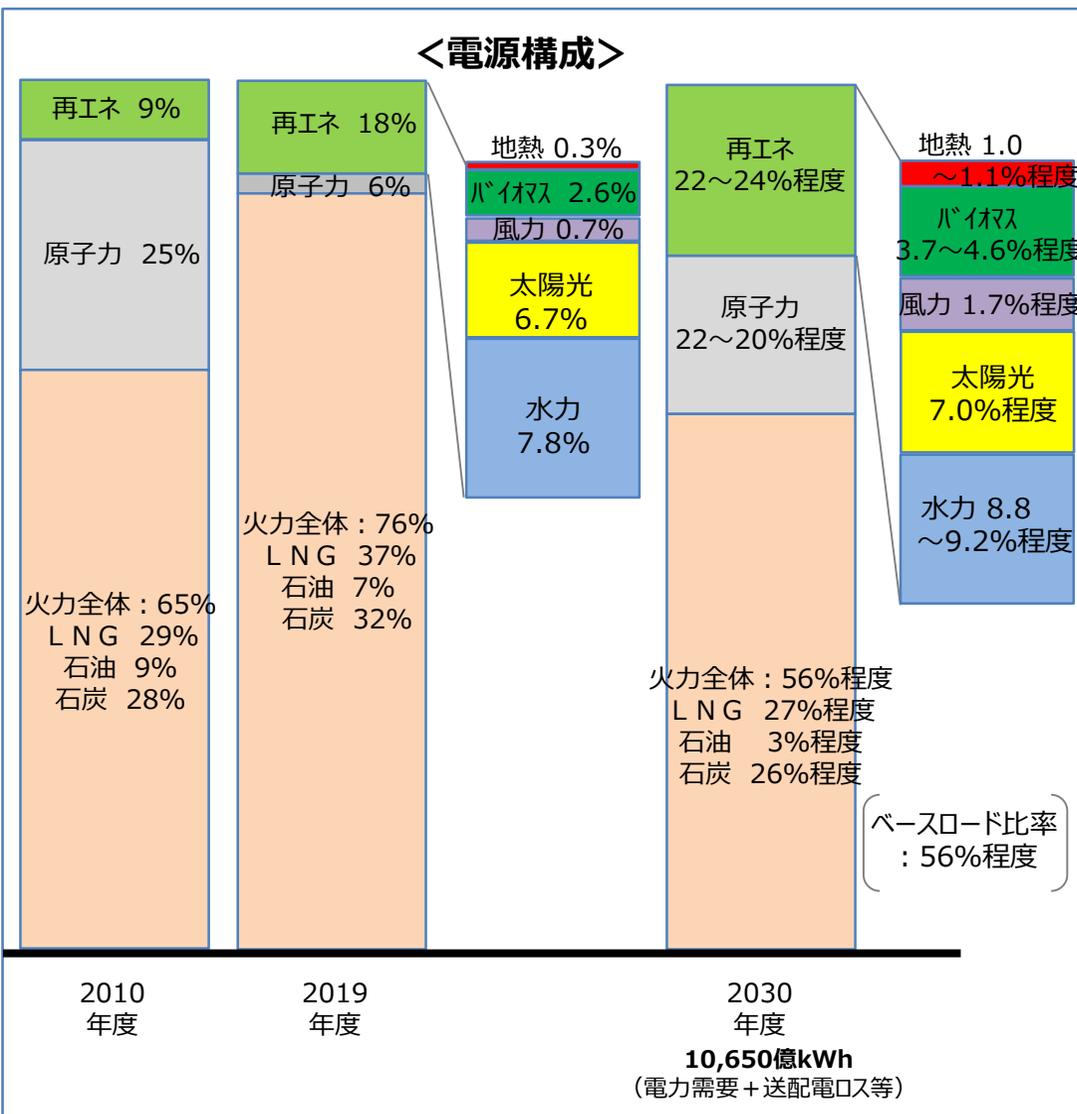
### 発電電力量の国際比較（水力発電除く）

単位：億kWh

	2012年	2019年
日本	309	1,056 → 3.4倍
EU	3,967	6,600 → 1.7倍
ドイツ	1,213	2,227 → 1.8倍
イギリス	359	1,146 → 3.2倍
世界	10,586	27,938 → 2.8倍

出典：IEA データベースより資源エネルギー庁作成

## ②日本の動向：現行「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)	現行ミックス (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	6,400万	約97%
風力	450万	1,190万	1,000万	約45%
地熱	61万	67万	140~ 155万	約41%
中小 水力	980万	1,000万	1,090~ 1,170万	約87%
バイオ マス	500万	1,030万	602~ 728万	約75%

※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。

※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。

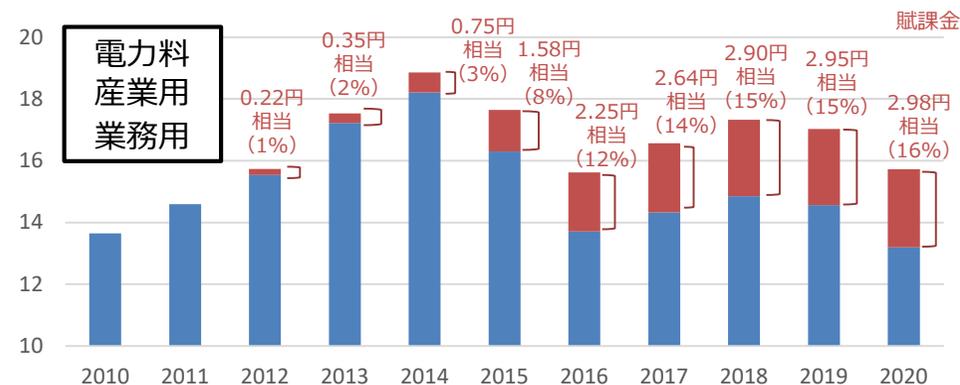
出典) 総合エネルギー統計(2019年度確報値)等を基に資源エネルギー庁作成

## ②日本の動向：FIT制度に伴う国民負担の状況

- 2021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2.7兆円となっている。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。
- 電気料金に占める賦課金割合は、2020年度実績では、産業用・業務用16%、家庭用12%。

＜買取総額の内訳＞				
住宅用太陽光		0.3兆円	7%	
事業用太陽光	2012年度認定	0.8兆円	22%	
	2013年度認定	1.1兆円		60%
	2014年度認定	0.4兆円		
	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	0.04兆円	1%	
	2018年度認定	0.1兆円	3%	
	2019年度認定	0.02兆円	0%	
	2020年度認定	0.001兆円	0%	
	2021年度認定	0.0001兆円	0%	
	<b>(合計)</b>	<b>(2.7兆円)</b>	<b>(70%)</b>	
風力発電		0.2兆円	5%	
地熱発電		0.02兆円	0.4%	
中小水力発電		0.1兆円	3%	
バイオマス発電		0.5兆円	14%	
<b>合計</b>		<b>3.8兆円</b>	—	

(円/kWh)＜旧一般電気事業者の電気料金平均単価と賦課金の推移＞

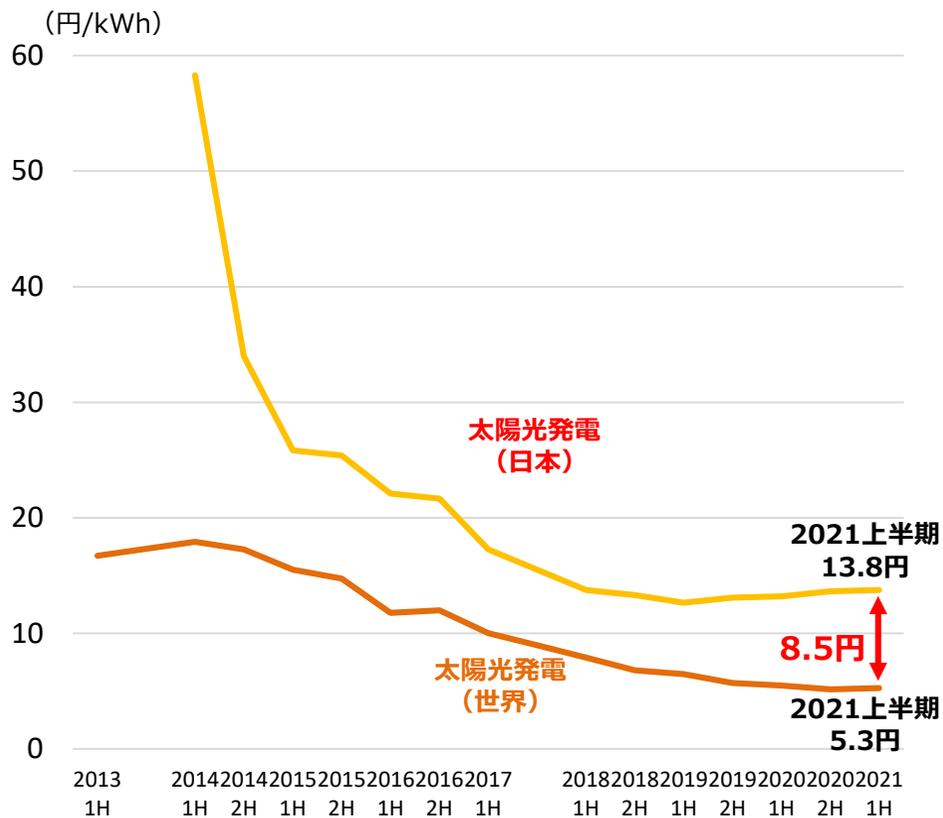


(注) 発電月報、各電力会社決算資料等をもとに資源エネルギー庁作成。  
 グラフのデータには消費税を含まないが、併記している賦課金相当額には消費税を含む。  
 なお、電力平均単価のグラフではFIT賦課金減免分を機械的に試算・控除の上で賦課金額の幅を図示。

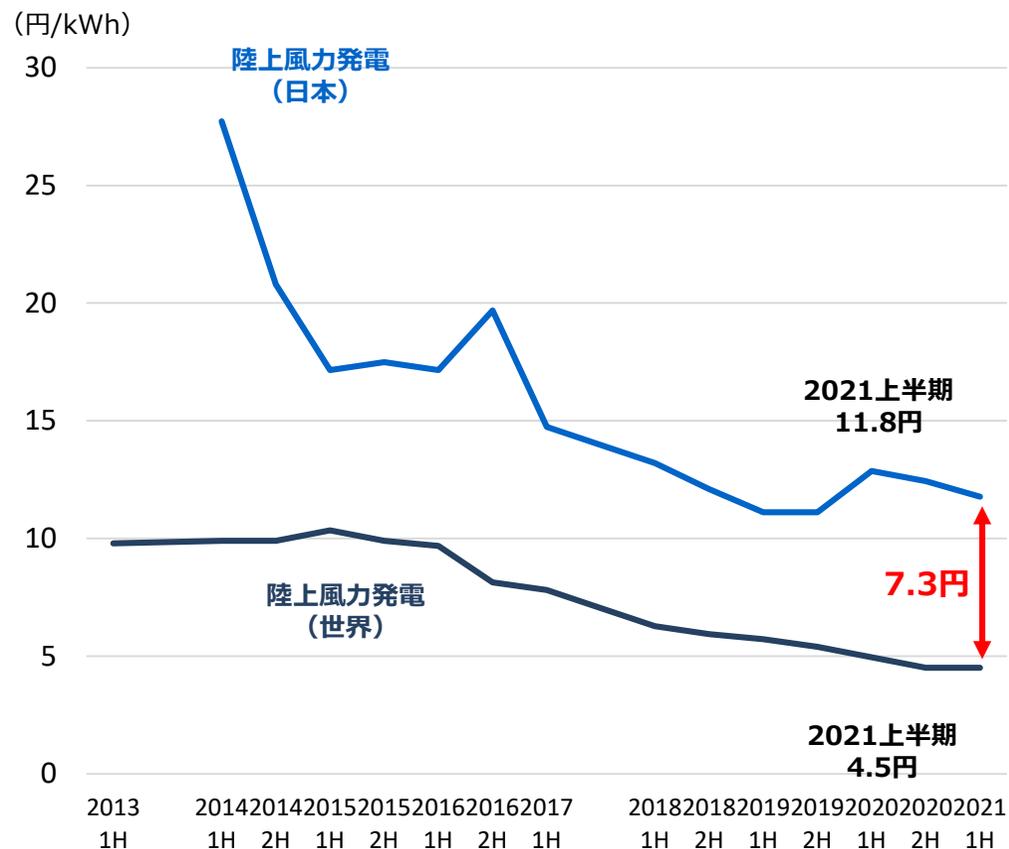
## ②日本の動向：再生可能エネルギーのコストの状況

- 太陽光発電・風力発電ともに、コストは着実に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。

＜世界と日本の太陽光発電のコスト推移＞



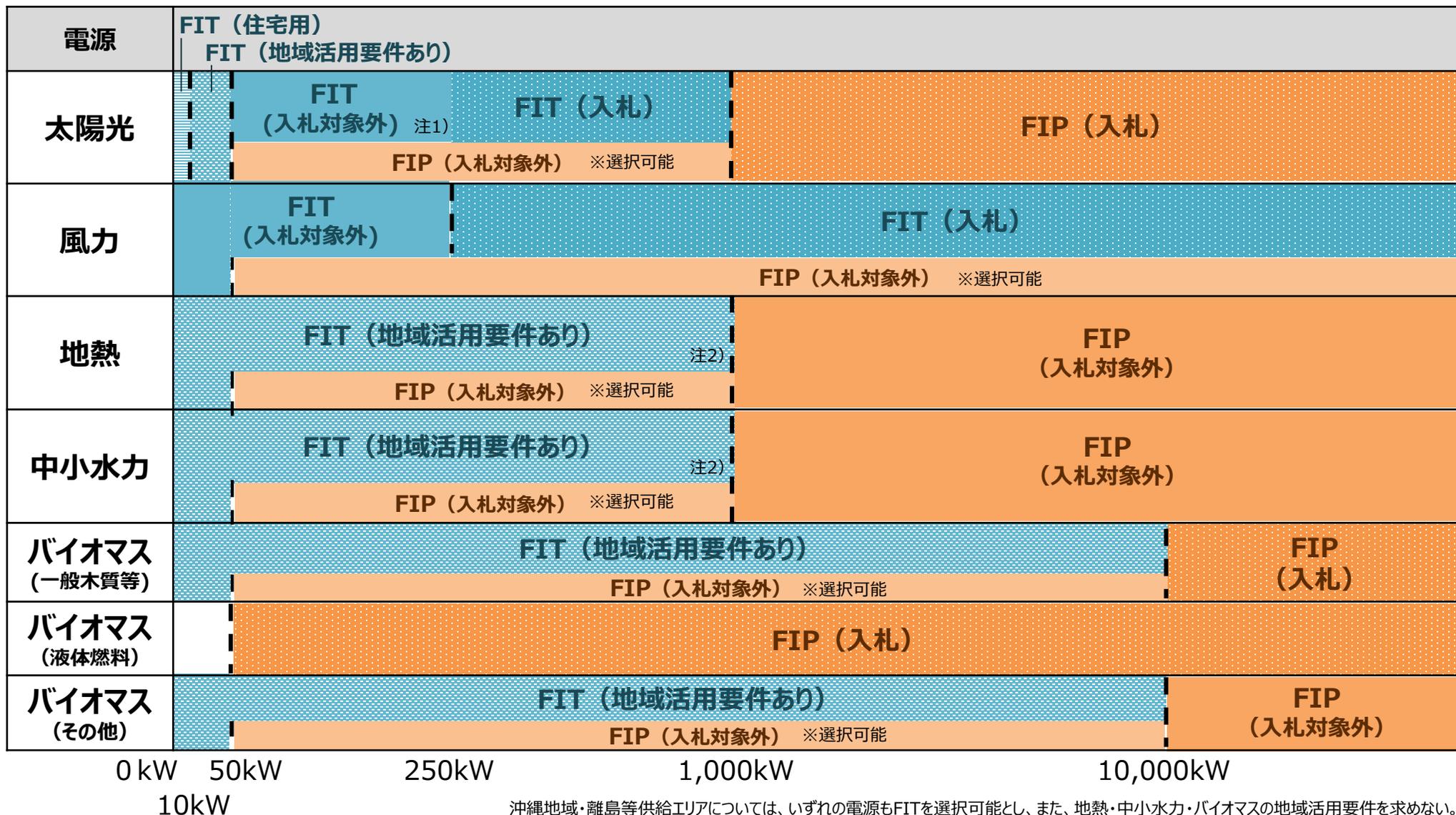
＜世界と日本の陸上風力発電のコスト推移＞



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

## ②日本の動向：2022年度のFIT/FIP・入札の対象

- 風力以外は一定規模以上はFIPのみ認める。また、50kW以上は事業者が希望すればFIPも選択可能。
- なお、既にFIT認定を受けている事業も、50kW以上は事業者が希望すればFIPに移行可能。



沖縄地域・離島等供給エリアについては、いずれの電源もFITを選択可能とし、また、地熱・中小水力・バイオマスの地域活用要件を求めない。

注1) 太陽光の2022年度の入札対象の閾値は、2021年度の閾値をそのまま仮定していることに留意。注2) なお、地熱・中小水力の当該の閾値は、2023年度も同じとする。

## ②日本の動向：FIT調達価格/FIP基準価格・入札上限価格

電源 【調達/交付期間】	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	2022 年度	2023 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 27円 ※1	24円	入札制 21円 (2,000kW以上)	入札制 15.5円 (2,000kW以上)	入札制 14円/13円 (500kW以上)	入札制 12円/11.5円 (250kW以上)	入札制 11円/10.75円/ 10.5円/10.25円 (250kW以上)	入札制 (一定規模 以上) ※9		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)	11円 (50kW以上 250kW未満)				10円 (50kW以上 入札対象未満)
								13円 ※2 (10kW以上 50kW未満)	12円 ※2 (10kW以上 50kW未満)	11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 35円 ※3	31円 33円 ※3	28円 30円 ※3	26円 28円 ※3	24円 26円 ※3	21円	19円	17円		卸電力 市場価格 (2025年)	
※3 出力制御対応機器設置義務あり(2020年度以降は設置義務の有無にかかわらず同区分)														
風力 ※4 【20年】	22円(陸上20kW以上)					21円 (20kW以上)	20円	19円	18円	入札制(250kW以上) / 入札外(250kW未満)			8~9円 (2030年)	
	55円(陸上20kW未満)									17円	16円 ※10	15円 ※10		
	36円(洋上風力(着床式・浮体式))					36円(着床式)			入札制 34円	32円	29円			
36円(浮体式)														
バイオマス 【20年】 ※5 ※6 ※7	24円(バイオマス液体燃料)					24円 (20,000kW以上)	21円 (20,000kW以上)	入札制 20.6円	入札制 19.6円	入札制 19.6円	入札制 (事前非公表)	入札制 ※11	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以上)	入札制 20.6円 (10,000kW以上)						
	32円(未利用材)					24円 (10,000kW未満) ※8								
						32円(2,000kW以上) ※8								
						40円(2,000kW未満) ※8								
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)) ※8														
地熱 【15年】 ※4						26円(15,000kW以上)								
						40円(15,000kW未満) ※8								
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) ※8								
					34円(200kW未満) ※8									

※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得る案件は、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・水力のブレイスは、別途、新規認定より低い価格を適用。 ※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、当該主産物・副産物が直接燃焼する場合に該当する区分において取り扱う。

※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。 ※8 FITの新規認定には、2022年度から地域活用要件を設定する。 ※9 50kW以上1,000kW未満のFIPの新規認定は、入札外で10円。その他入札制の詳細は未定。 ※10 入札は、FIP新規認定について、2022年度は適用なし、2023年度は未定。入札の回数等は未定。

※11 液体燃料は50kW以上。入札上限価格等に係る詳細は未定。

- ① 国内外の再エネを巡る現状
- ② **第6次エネルギー基本計画（案）**
- ③ 新たなエネルギーミックス

# 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。

# 第6次エネルギー基本計画（案）の概要

- 第6次エネルギー基本計画（案）については、8月上旬に総合資源エネルギー調査会基本政策分科会でとりまとめ。現在、パブリックコメントは終了。

## エネルギー基本計画（案）の全体像

- 新たなエネルギー基本計画（素案）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。

## 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。

## (参考) 第6次エネルギー基本計画案 (抜粋①)

### (5) 再生可能エネルギーの主力電源への取組

再生可能エネルギーは、世界的には、発電コストが急速に低減し、他の電源と比べてもコスト競争力のある電源となっており、導入量が急増している。我が国においても、2012年7月のFIT制度の導入以降、10%であった再生可能エネルギー比率は2019年度には18%にまで拡大した。導入容量は再生可能エネルギー全体で世界第6位となり、再生可能エネルギーの発電電力量の伸びは、2012年以降、約3倍に増加するというペースで、欧州や世界平均を大きく上回る等、再生可能エネルギーの導入は着実に進展している。特に、平地面積当たりの太陽光の導入容量は世界一であり、我が国は、限られた国土を賢く活用して再生可能エネルギーの導入を進めてきた。

今後とも、2050年カーボンニュートラル及び2030年度の温室効果ガス排出削減目標の実現を目指し、エネルギー政策の原則であるS+3Eを大前提に、電力部門の脱炭素化に向け、**再生可能エネルギーの主力電源化を徹底し、再生可能エネルギー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。**具体的には、**地域と共生する形での適地確保や事業実施、コスト低減、系統制約の克服、規制の合理化、研究開発などを着実に進め、電力システム全体での安定供給を確保しつつ、導入拡大を図っていく。**

我が国の再生可能エネルギーの発電コストは、着実に低減が進んできてはいるものの、工事費、立地規制等の要因から、国際水準と比較すると依然高い状況にある。また、再生可能エネルギーの導入拡大に伴い、再生可能エネルギー賦課金は2021年度において既に2.7兆円に達すると想定されるなど、今後、国民負担を抑制しつつ導入拡大との両立を図っていく必要がある。このため、再生可能エネルギーのコストを他の電源と比較して競争力ある水準まで低減させ、自立的に導入が進む状態を早期に実現していく。また、再生可能エネルギーの自立化に向けたステップとして、電力市場における需給の状況に応じた行動を再生可能エネルギー発電事業者が自ら取ることを促していくことも重要である。このため、**再生可能エネルギーの早期の自立化に向けて、コスト低減や電力市場への統合を積極的に進めていく。**

また、FIT制度の導入を契機とした再生可能エネルギーの急速な導入拡大に伴い、様々な事業者の参入が拡大した結果、景観や環境への影響、将来の廃棄、安全面、防災面等に対する地域の懸念が高まっているという事実もある。再生可能エネルギーが長期にわたり安定的に発電する電源として、地域や社会に受け入れられるよう、**地域の理解の促進や適正な事業規律の確保、安全面の不安の払拭に努めていく。**

さらに、再生可能エネルギーの最大限の導入に向けて、再生可能エネルギーの**ポテンシャルの大きい地域と大規模消費地を結ぶ系統容量の確保や、太陽光や風力といった自然変動電源の出力変動への対応、電源脱落等の緊急時における系統の安定性の維持といった系統制約の克服も非常に重要であり、最大限取り組んでいく。**

こうした取組や電源別の特徴を踏まえた取組など、あらゆる取組を総動員することで、国民負担の抑制と地域との共生を図りながら、再生可能エネルギーの最大限の導入を進めていく。なお、**再生可能エネルギーの最大限の導入を効果的に進めるに当たっては、それぞれの政策の進捗状況を把握・評価した上で、不断の見直しを行っていく。**

## (参考) 第6次エネルギー基本計画案 (抜粋②)

### (13) 2030年度におけるエネルギー需給の見通し

電力の需給構造については、経済成長や電化率の向上等による電力需要の増加要因が予想されるが、徹底した省エネルギー（節電）の推進により、2030年度の電力需要は8,640億kWh程度、総発電電力量は9,340億kWh程度を見込む。

その上で、電力供給部門については、S + 3 Eの原則を大前提に、徹底した省エネルギーの推進、再生可能エネルギーの最大限導入に向けた最優先の原則での取組、安定供給を大前提にできる限りの化石電源比率の引き下げ・火力発電の脱炭素化、原発依存度の可能な限りの低減といった基本的な方針の下で取組を進める。

まず、再生可能エネルギーについては、**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**。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程度の導入、電源構成では36～38%程度を見込む**。なお、この水準は、上限やキャップではない。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**。その場合には、CO<sub>2</sub>排出量やコストなどを踏まえて他の電源がこの水準にとどまらず調整されることとなる。

再生可能エネルギーの導入拡大に当たっては、**適地の確保や地域との共生、系統制約の克服、コスト低減などの課題に着実に対応するため、関係省庁が一体となって取り組む**。

(略)

また、経済効率性を測る指標である電力コストについては、コストが低下した再生可能エネルギーの導入が拡大し、燃料費の基となるIEAの見通しどおりに化石燃料の価格低下が実現すれば、前回想定した電力コスト（9.2～9.5兆円）を下回る8.6～8.8兆円程度の水準を見込む（FIT買取費用は3.7～4.0兆円が約5.8～6.0兆円程度に上昇、燃料費は5.3兆円が2.5兆円程度に下落、系統安定化費用は0.1兆円が0.3兆円程度に上昇する）。なお、徹底した省エネルギー（節電）の推進による電力需要の減少により、1kWh当たりの電力コストで見ると、前回想定した9.4～9.7円を上回る9.9円～10.2円程度を見込む。

- ① 国内外の再エネを巡る現状
- ② 第6次エネルギー基本計画（案）
- ③ **新たなエネルギーミックス**
  - **再エネ全体**
  - **電源別**

# 2030年度の導入見通しの検討にあたってのフレームワーク

- 2030年度の再エネのあり方の検討にあたって、以下のように分解して整理。

$$\text{2030年度再エネ導入量} = \text{①これまでの導入量} + \text{②既認定未稼働分の稼働} + \text{③今後の新規認定分の稼働}$$

※②既認定未稼働分の稼働については、電源別の特性を踏まえて、未稼働分の稼働見込割合を分析し、導入量を試算（太陽光75%、風力70%、地熱・中小水力100%、バイオマス40%）。

- このうち、③今後の新規認定分については、以下の3つの考え方で導入見込量を分析。

## 1) 現行政策努力継続ケース

適地が減少する中で、政策努力の継続により現行ペースを維持・継続した場合の見通し。

## 2) 政策対応強化ケース

更なる政策対応を強化した場合の見通し（政策強化の動きがあり、定量的な政策効果が見通せているものの効果を織り込んだ試算）。

## 3) 野心的水準

責任省庁による施策具体化・加速化を前提に、その効果が実現した場合の野心的な見通し。

- なお、2050年に向けては、次世代太陽光等の革新的技術の開発を進めていくが、こうした革新的技術の活用は2030年時点では限定的であり、線形の導入拡大とはならないことに留意。

※今後、太陽光を中心に「再エネ特措法（FIT/FIP）」に頼らない案件（非FIT）の形成も見込まれるが、非FIT案件であっても、適地や系統の確保等は同様に必要であることから、本資料では、再エネ特措法の活用の有無にかかわらず、新たに形成される案件について、「新規認定分」として整理

※2020年3月時点での認定量・導入量をベースとして、既稼働・未稼働を分類する

# 2030年度の再生可能エネルギー導入見込量

- 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。
- 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	現行ミックス水準	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

## 野心的水準における具体施策

- 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の実現を目指す。
- 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、240～410億kWh程度の追加導入を見込む。

（【】内は中心となって施策の検討を進める省庁）

具体施策		導入見込容量（発電電力量）
＜政府として目標設定しているものや具体施策により、具体的な導入量が見込まれるもの（240億kWh程度）＞		
①	系統増強等を通じた風力の導入拡大【経済産業省】	陸上風力：2.0GW（40億kWh程度） 洋上風力：2.0GW（60億kWh程度）
②	新築住宅への施策強化【経済産業省、国土交通省、環境省】	太陽光：3.5GW（40億kWh程度）
③	地熱・水力における現行ミックスの達成に向けた施策強化	地熱（50億kWh程度） 水力（50億kWh程度）
＜今後、官民が一体となって達成を目指していくもの（～170億kWh程度）＞		
④	地域共生型再エネ導入の推進【環境省・農林水産省】	太陽光：4.1GW（50億kWh程度） ※風力、地熱、水力、バイオマスも含まれる
⑤	民間企業による自家消費促進【環境省】	太陽光：10.0GW（120億kWh程度）

## 2030年度の発電電力量・電源構成

[億kWh]	発電電力量	電源構成
石油等	190	2%
石炭	1,780	19%
L N G	1,870	20%
原子力	1,880~2,060	20~22%
再エネ	3,360~3,530	36~38%
水素・アンモニア	90	1%
合計	9,340	100%

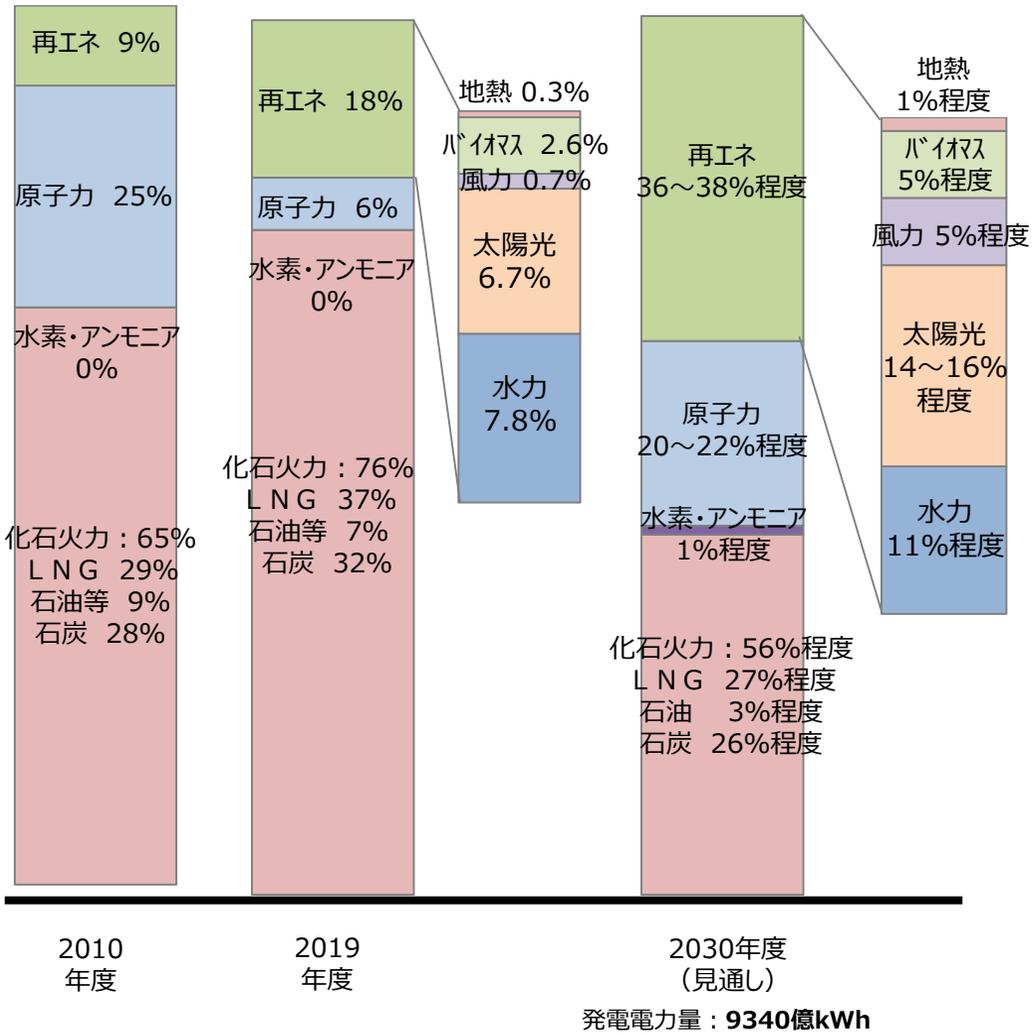
※数値は概数であり、合計は四捨五入の関係で一致しない場合がある

[億kWh]	発電電力量	電源構成
太陽光	1,290~1,460	14%~16%
風力	510	5%
地熱	110	1%
水力	980	11%
バイオマス	470	5%

※数値は概数。

# (参考) 新たな「エネルギーミックス」実現への道のり

## ＜電源構成＞



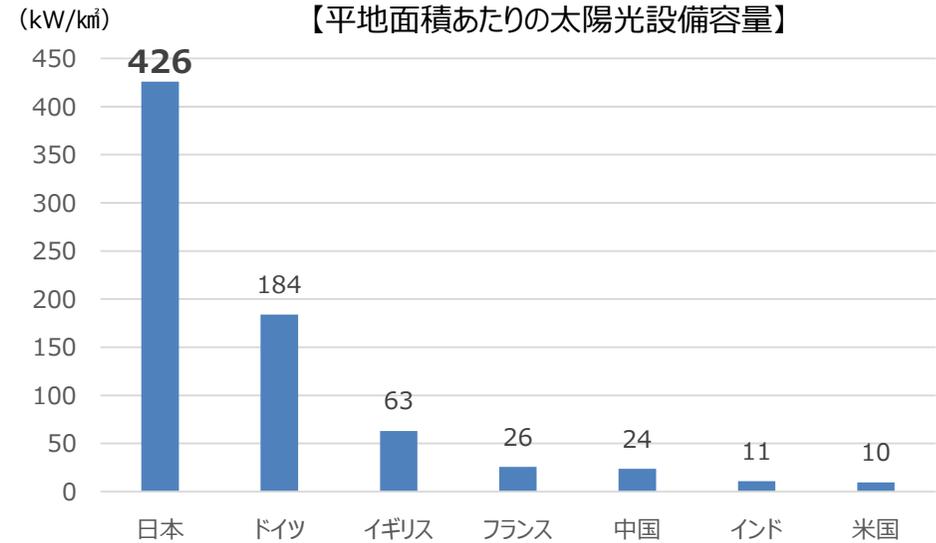
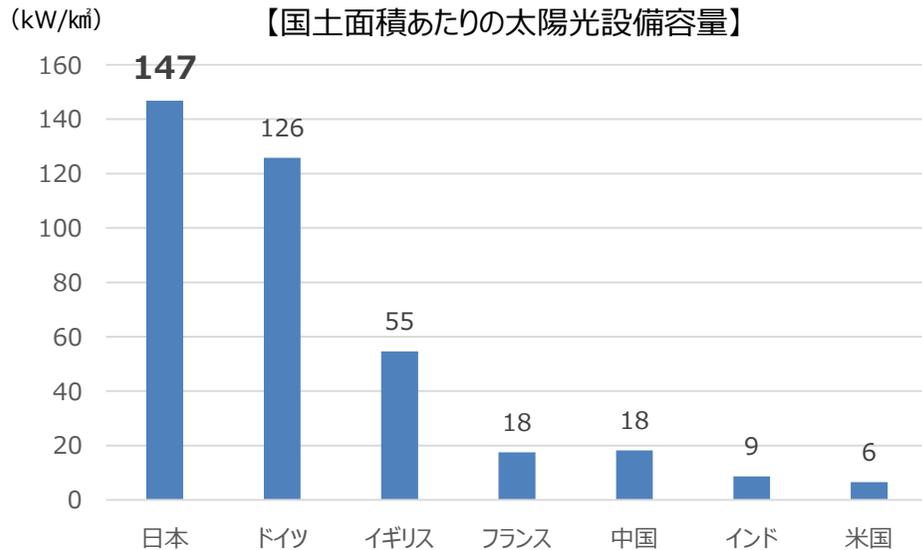
(kW)	導入水準 (21年3月)	FIT前導入 量 +FIT認定 量 (21年3月)	ミックス (2030年度)	ミックスに 対する 導入進捗率
太陽光	6,200万	8,100万	10,350~ 11,760万	約56%
風力	450万	1,190万	2,360万	約19%
地熱	61万	67万	148万	約41%
中小 水力	980万	1,000万	1,040万	約94%
バイオ マス	500万	1,030万	800万	約63%

※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。

- ① 国内外の再エネを巡る現状
- ② 第6次エネルギー基本計画（案）
- ③ **新たなエネルギーミックス**
  - 再エネ全体
  - **電源別**

# 【太陽光発電】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。

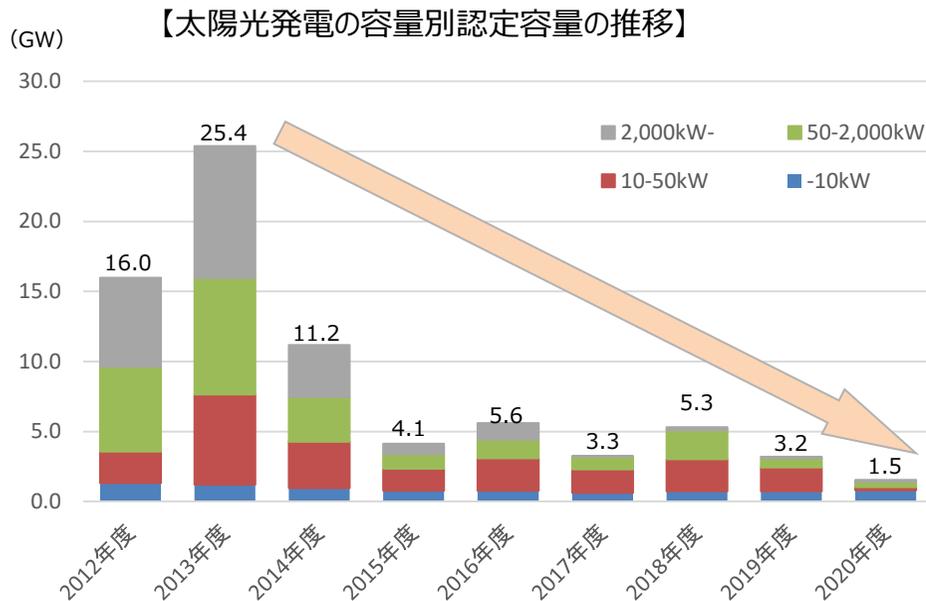


	日	独	英	仏	中	印	米
国土面積	38万km <sup>2</sup>	36万km <sup>2</sup>	24万km <sup>2</sup>	54万km <sup>2</sup>	960万km <sup>2</sup>	329万km <sup>2</sup>	963万km <sup>2</sup>
平地面積※ (国土面積に占める割合)	<b>13万km<sup>2</sup></b> (34%)	25万km <sup>2</sup> (69%)	21万km <sup>2</sup> (88%)	37万km <sup>2</sup> (69%)	740万km <sup>2</sup> (77%)	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。

# 【太陽光発電】導入の推移

- FIT制度導入当初の3年間（2012年7月～2015年6月）は、①利潤配慮期間として**高いIRRを設定**されていたこと、②土地権原や接続契約等の**確認が緩やか**であったこと、③2MWを超えるような**大規模案件の形成**が盛んであったこと等から、10GWを超える認定容量で推移。
- 利潤配慮期間が終了し、事業規律の強化、大規模案件の縮小という流れの中で、認定容量が減少。2020年度の認定容量（速報値）は**1.5GW(約150万kW)**となっている。
- **うち、10kW未満は約0.8GW（約80万kW）、10kW以上は約0.7GW（約70万kW）**。10kW未満については、昨年度からほぼ横ばいだが、10kW以上が大きく減少。特に「地域活用要件」を設定した10-50kWの認定容量が、前年度から9割近く減少。



【2019年度と2020年度（速報）の認定容量比較】

	2019年度	2020年度 (対前年度)
10kW未満	0.7	0.8 (+14%)
10-50kW	1.7	0.2 (-88%)
50-2,000kW	0.6	0.4 (-33%)
2,000kW以上	0.1	0.1 (-)
合計	3.2	1.5 (-53%)

※四捨五入の関係で合計が合わない場合がある

# 【太陽光発電】導入見込み（現行政策努力継続ケース・政策対応強化ケース）

- ①現時点導入量は56GW、②既認定未稼働の稼働は18GW（※）。  
※2018年に未稼働措置の実施により容量ベースで約75%の案件について運転開始が見込まれる結果であることを踏まえ、未稼働案件の75%が稼働する前提。
- ③2030年度までの新規導入見込量は、適地の減少等を考慮すると、今後、年間認定量が更に低下する懸念もあるが、現行の対策を継続し、今後も2020年度認定量の1.5GW/年を維持・継続すると想定し、14GWとなる。（現行政策努力継続ケース）
- さらに、各省における政策の検討を踏まえ、現時点で具体化されつつある政策を最大限・確実に実施することで、12GW程度の導入が見込まれる。（政策対応強化ケース、具体的な政策は以下参照）
  - （1）改正温対法によるポジティブゾーニング（再エネ促進区域を指定して積極的な案件形成を行う取組）や自治体の計画策定に対する支援【環境省】 4.1GW
  - （2）温対法に基づく政府実行計画等に基づき、公共部門を率先して実行【環境省】 6.0GW
  - （3）空港の再エネ拠点化の推進【国交省】 2.3GW

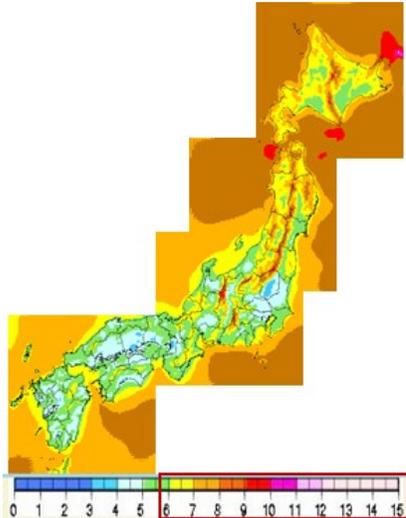
区分	①現時点 導入量	②FIT既認定 未稼働の稼働	③新規認定分の稼働		合計（＝①＋②＋③）		H27策定時
			努力継続	政策強化	努力継続	政策強化	
地上	41.3GW	17.2GW	4.8GW	26.2GW	63.3GW	100.0GW	
屋根	14.5GW	0.8GW	9GW		24.3GW		
<b>合計</b>	<b>55.8GW</b> (690億kWh)	<b>18.0GW</b> (225億kWh)	<b>13.8GW</b> (172億kWh)	<b>26.2GW</b> (326億kWh)	<b>87.6GW</b> (1,090億kWh)	<b>100.0GW</b> (1,244億kWh)	<b>64GW</b> (749億kWh)

※合計は四捨五入の関係で一致しない場合がある

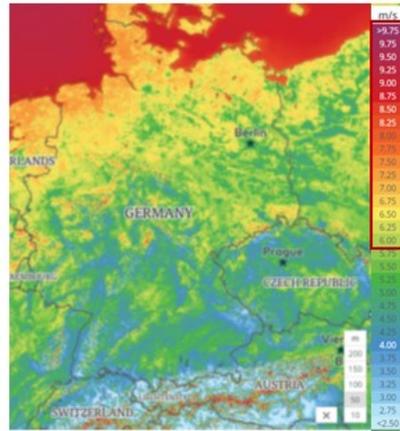
# 【陸上風力発電】案件形成は山間部へ

- 陸上風力の案件形成場所を見ると、日本は、風況の良い平地が限られているため、**山間部における案件の割合が増加**。開発しやすい平野部での適地が減少しつつある。

## 日本と欧州における風況の違い

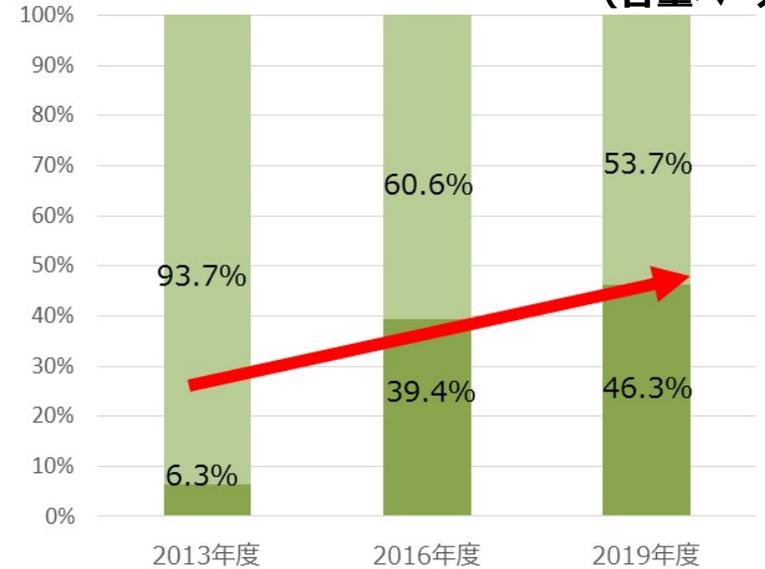


50m高さでの風速分布（日本）  
出所：NEDO局所風況マップ



50m高さでの風速分布（ドイツ）

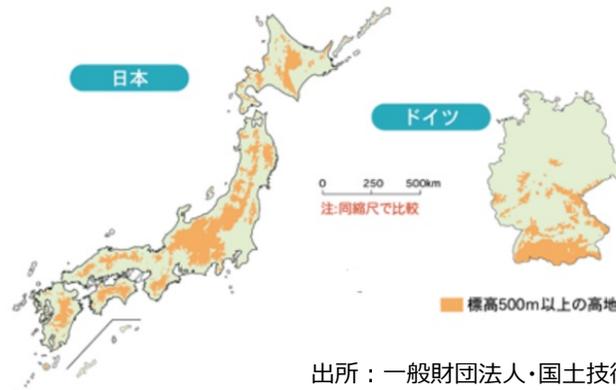
## 1MW以上の認定案件のうち山間部の案件が占める割合（容量ベース）



■ 山間部 ■ 非・山間部

出所：事業計画認定情報を元に資源エネルギー庁作成。  
※設置場所が標高250m以上と推定される案件を「山間部」の案件とカウント。

## 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



# 【陸上風力発電】導入見込み（現行政策努力継続ケース・政策対応強化ケース）

- ①現時点導入量は4.2GW、②既認定未稼働の稼働は4.8GW（※）。

※2013・14年度に開始した案件のうち、方法書手続開始以降に、FIT認定を受けることができることを踏まえると約51～70%程度の案件が稼働すると考えられ、業界団体ヒアリングでも既認定アセス案件の約68%が化等すると想定しており、約70%が稼働すると想定。

- ③新規認定分による2030年度の導入量について、今後、適地が減少し、洋上風力へのリソース投入を踏まえると、自然体で減少していくことも考えられる。

- 一方、現行政策努力を継続することで、直近3年度の平均認定量（約1.3GW）を維持していくと仮定し、リードタイム（法アセス案件8年、法アセス対象外案件4年）を踏まえると、4.4GWとなる。（現行政策努力継続ケース）

※2021年度については既に決定している入札枠を踏まえ1GWとし、2022年以降年間1.3GWペースが維持されると仮定。

- 風力発電における環境アセスメント対象の見直し等により、約2GW（約198万kW）程度の導入が見込まれる。さらに、環境省が、改正温対法に基づき、環境情報調査や地域合意形成等の自治体支援を行い、0.6GW程度の追加導入が見込まれる。（政策対応強化ケース）

①現時点 導入量	② FIT既認定 未稼働の稼働	③新規認定分の稼働		合計 (=①+②+③)		H27策定時
		努力継続	政策強化	努力継続	政策強化	
4.2GW (77億kWh)	4.8GW (90億kWh)	4.4GW (83億kWh)	6.9GW (132億kWh)	13.3GW (253億kWh)	15.9GW (302億kWh)	9.2GW (161億kWh)

※合計は四捨五入の関係で一致しない場合がある

# 【洋上風力発電】再エネ海域利用法の施行等の状況

- 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。
- このため、2030年までに10GW（30ヶ所程度）、2040年までに浮体式も含む30～45GW（100ヶ所超）の案件形成を目標。
- 海域の長期占用と地域の円滑な協議を行うため、再エネ海域利用法を2019年に施行。現在、同法に基づき、5区域（秋田3、千葉、長崎）を促進区域に指定。更に7区域（青森2、秋田2、山形、新潟、千葉、長崎）を有望な区域に選定。

## ＜促進区域、有望な区域等の指定・整理状況＞ (2021年9月13日)

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

【凡例】

● 促進区域

● 有望な区域

● 一定の準備段階に進んでいる区域

※下線は2021年度新たに追加した区域

# 【洋上風力発電】導入見込み（現行政策努力継続ケース・政策対応強化ケース）

- ①現時点導入量は0.01GW、②既認定未稼働の稼働は0.67GW（※1）。
- ③2030年度までに見込まれる新規導入量について、洋上風力産業ビジョンにおいて、「2020年度より年間100万kW程度の区域指定を10年継続」と整理。「区域指定→事業者選定→FIT認定」といった手続きやFIT認定から事業開始までのリードタイム(8年程度)（※2）を考慮すると、1.0GW程度となる。（現行政策努力継続ケース）
- さらに、選定事業者の事業立ち上げについて、国もハンズオンでサポートを実施すること等により、2030年度までに追加で1～2GW程度の導入が見込まれる。（政策対応強化ケース）

（※1）既認定未稼働案件が全て2030年には導入される想定。

（※2）環境アセスメント（4～6年程度）及び建設作業（2～3年程度）

①現時点 導入量	②FIT既認定 未稼働の稼働	③新規認定分の稼働		合計 (=①+②+③)		H27策定時
		努力継続	政策強化	努力継続	政策強化	
— ※0.01GW	0.7GW (19億kWh)	1.0GW (29億kWh)	3.0GW (87億kWh)	1.7GW (49億kWh)	3.7GW (107億kWh)	0.8GW (22億kWh)

※合計は四捨五入の関係で一致しない場合がある

# 【地熱発電】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**。

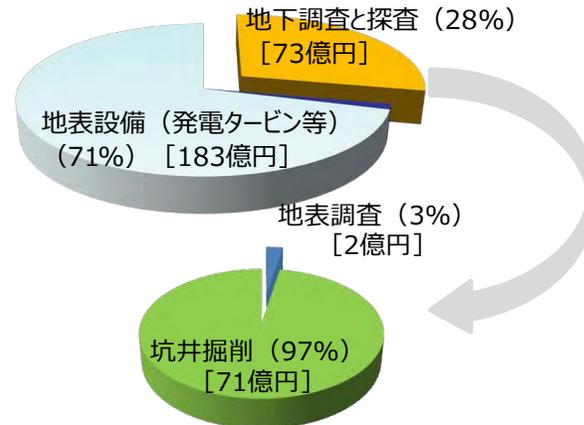
## 【主要国の地熱資源量及び発電設備容量】

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
<b>日本</b>	<b>2,347</b>	<b>60</b> (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
<b>うち坑井掘削</b>	<b>71億円</b>
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

## 【地熱発電】導入見込み（現行政策努力継続ケース・政策対応強化ケース）

- ①現時点導入量は59.3万kW（0.6GW）、②既認定未稼働の稼働は2.5万kW（※）。
- ③2030年度までに見込まれる新規導入量について、2030年度までに運転開始をする事業化判断したものは3.0万kW。この他、小規模地熱発電の導入トレンド等を踏まえると、現行政策努力を継続した場合の5.0万kWが見込まれる。（現行政策努力継続ケース）  
（※）地熱発電は、事業化判断前に長期間にわたり、地元との協議、地表調査や持続的な発電可能性を評価するための探査が行われる。このため、事業化判断がなされた案件は、ほぼ確実に事業化する傾向にある。このため、既認定未稼働案件については、100%が2030年までに導入される前提。
- 今後、JOGMECによるリスクマネー供給や掘削技術開発の成果共有等の導入加速化に向けた政策強化を図ることにより、約31万kWの導入が見込まれる。また、環境省より、「地熱開発加速化プラン」が4月に公表され、更なる地熱開発を加速化することとしており、また、国立・国定公園を中心とした地表調査を21・22年度中に完了することを目指す中で、約50万kW（0.5GW）の導入が見込まれる。（政策対応強化ケース）

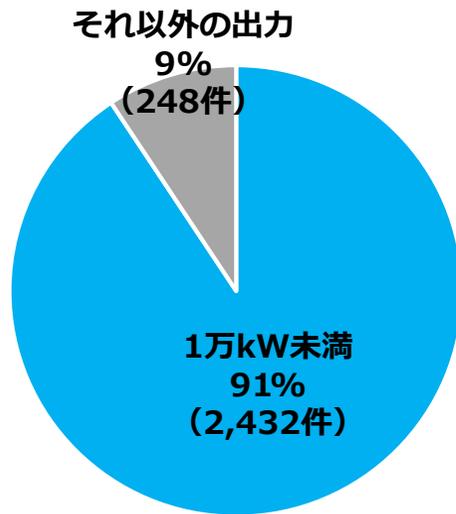
①現時点 導入量	②FIT既認定 未稼働の稼働	③新規認定分の稼働		合計 (=①+②+③)		H27策定時
		努力継続	政策強化	努力継続	政策強化	
59.3万kW (28億kWh)	2.5万kW (1.2億kWh)	5.0万kW (2.3億kWh)	85.7万kW (39.6億kWh)	66.8万kW (30.4億kWh)	148万kW (68億kWh)	140～155万kW (102～113億kWh)

※合計は四捨五入の関係で一致しない場合がある

# 【中小水力発電】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	

# 【水力発電】導入見込み（現行政策努力継続ケース・政策対応強化ケース）

- ①現時点導入量は9.8GW、②既認定未稼働の稼働は0.2GW。  
※FIT認定がなされた案件は確実に事業化する傾向にあり、全て稼働する見込み
- ③2030年度までの新規導入見込量は、今後も政策努力を継続することで、直近3年度の平均認定量10万kW/年で進むと想定し、リードタイムも考慮すると、0.5GWの導入が見込まれる。（現行政策努力継続ケース）
  - 中小水力4団体調査結果として、2030年までに新設で5万kW、既設で1万kWの導入が見込まれるとの説明があったが、この数値を業界のカバー率（新規14%、既設89%）で乗じ、2030年度までの新規導入量を試算した場合、0.4GW(36.8万kW 新規：35.7kW既設：1.1万kW)となり、おおむね整合的
- さらなる水力発電の導入拡大に向けては、（1）新規開発による容量の増加、（2）既存発電の有効活用  
の2つの方向性が考えられ、発電電力量の80億kWh程度の増加が見込まれる。（政策対応強化ケース）
  - （1）については、中小水力を中心に開発リスクへの対応や地域理解の促進を図っていく。
  - （2）については、既存設備と河川流量を最大限活用することにより、発電電力量の80億kWh程度の増加を見込む。
    - ・ リプレース時期に差し掛かっている大規模水力発電所の既存設備の最適化・高効率化
    - ・ 長時間流入量予測技術の活用等により、効率的な貯水池運用

区分	①現時点 導入量	②FIT既認定 未稼働の稼働	③新規認定分の稼働		合計 (=①+②+③)		H27策定時
			努力継続	政策強化	努力継続	政策強化	
中小水力	9.8GW	0.2GW	0.5GW	0.5GW	10.4GW	10.4GW	10.9~11.7GW
大水力	12.8GW		—		12.8GW	12.8GW	11.6万~11.7W
揚水	27.5GW		—		27.5GW		25.9GW
<b>合計</b>	<b>50GW (819億kWh)</b>	<b>0.2GW (10億kWh)</b>	<b>0.5GW (25億kWh)</b>	<b>0.5GW (105億kWh)</b>	<b>50.7GW (854億kWh)</b>	<b>50.7GW (934億kWh)</b>	<b>48.5GW~49.3GW (939億~981億kWh)</b>

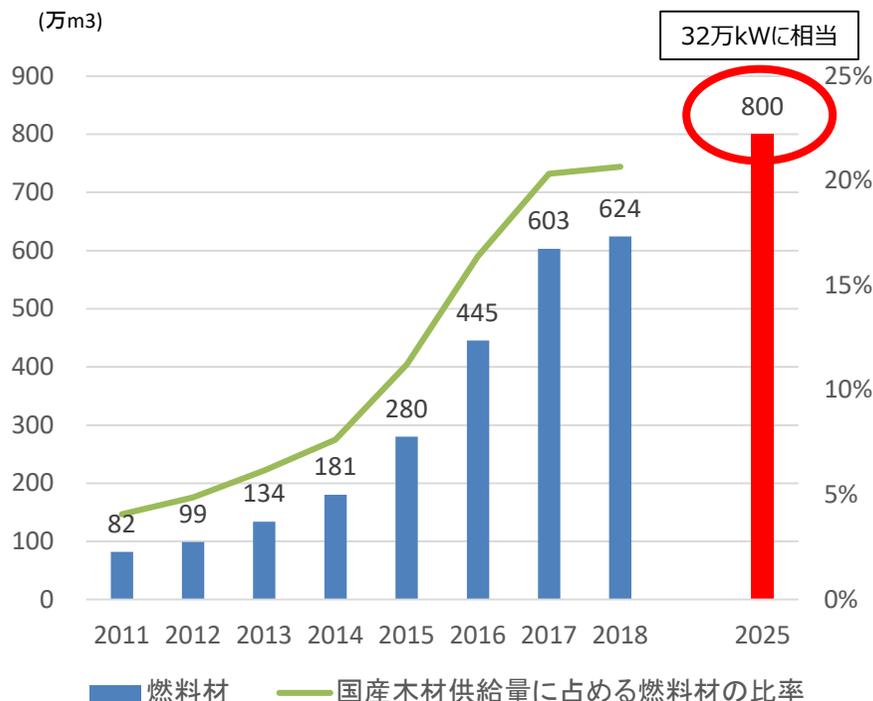
※ ①現時点導入量の合計は、電気関係報告規則に基づいた「電力調査統計」と「エネルギー総合統計」から引用。水力発電は降雨量等に起因する出水率により、各年度の発電電力量が大きく異なるため、過去10年(2010~19年度)の平均819億kWhを採用。2019年度は796億kWh、最大値は871億kWh（2015年度）

※ 合計は四捨五入の関係で一致しない場合がある

# 【バイオマス発電】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。**

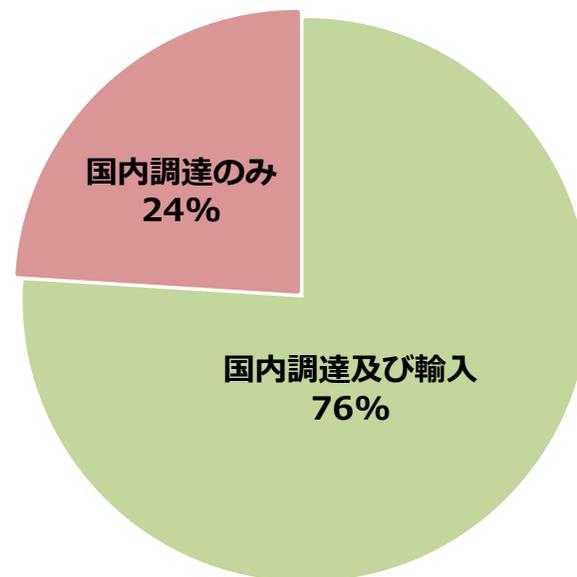
間伐材等由来の木質バイオマス燃料利用量



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。

# 【バイオマス発電】導入見込み（現行政策努力継続ケース・政策対応強化ケース）

- ①現時点導入量は4.5GW（450万kW）、②既認定未稼働の稼働は2.3GW（226.7万kW）<sup>（※）</sup>。  
※木質系については、業界ヒアリングにおいて、2016・17年にFIT認定量が急増した経緯等を踏まえると、約4割が運転開始見込みとの分析があった。この分析を踏まえ、既認定未稼働案件について、木質系については約4割、その他バイオマスについては100%が稼働する前提。
- ③2030年度までの新規導入見込量は、特に木質系は、原料の安定確保及び持続可能性といった課題があり、導入量が減少する可能性もある。その中で、政策努力を継続することにより、2020年度の6.5万kWペースの維持が可能であると想定すると、0.5GW（45.7万kW）の導入が見込まれる。（現行政策努力継続ケース）
- 燃料安定調達及び持続可能性の確保といった課題に対して、森林・林業基本計画の改定等による国産木質バイオマス利活用の拡大や、バイオマス燃料の持続可能性確保に向けた政策を進めることにより、木質系についても、継続的な導入を期待することが可能となり、8万kWの導入が見込まれる。また、環境省が実施する廃棄物エネルギーの有効活用支援により、0.7GWの追加導入が見込まれる。（政策対応強化ケース）

区分	①現時点 導入量	②FIT既認定 未稼働の稼働	③新規認定分の稼働案件		合計 (=①+②+③)		H27策定時
			努力継続	政策強化	努力継続	政策強化	
木質系 ※	184万kW	211万kW	31万kW	39万kW	426万kW	434万kW	335~461万kW
メタン発酵 ガス	6万kW	2万kW	9万kW		18万kW		16万kW
一般廃棄 物その他バ イオマス	30万kW	14万kW	6万kW	76万kW	49万kW	120万kW	124万kW
FIT前 導入量	230万kW						127万kW
<b>合計</b>	<b>4.5GW</b> (262億kWh)	<b>2.3GW</b> (135億kWh)	<b>0.5GW</b> (27億kWh)	<b>1.2GW</b> (67億kWh)	<b>7.2GW</b> (431億kWh)	<b>8GW</b> (471億kWh)	<b>6~7.3GW</b> (394~490億kWh)

※ 未利用間伐材、一般木材等、建設資材廃棄物。合計は四捨五入の関係で一致しない場合がある