国内外の再生可能エネルギーの現状と今年度の調達価格等算定委員会の論点案

2022年10月 資源エネルギー庁

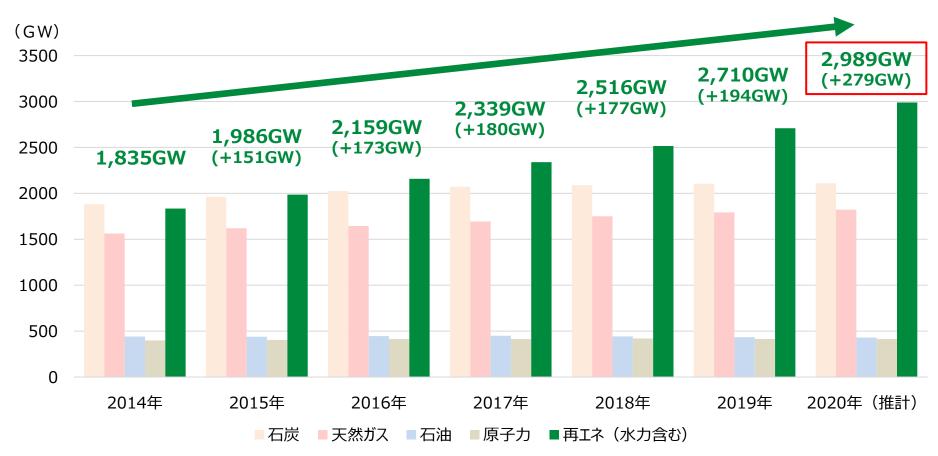
- 1. 国内外の再生可能エネルギーの現状
 - (1) 直近のデータ
 - (2) 国内の政策動向(再エネ政策の全体像)

2. 今年度の調達価格等算定委員会の論点案

①世界の動向:再生可能エネルギーの導入状況

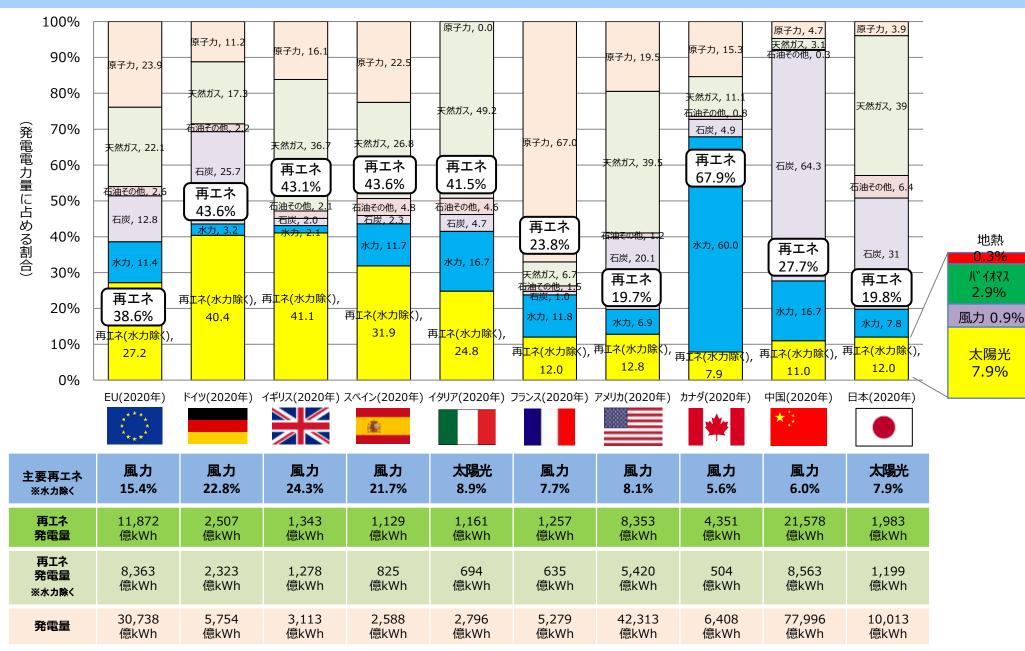
- 国際機関の分析によれば、世界の再生可能エネルギー発電設備の容量(ストック)は2015年に<u>約2,000GW程度</u>まで増加し、<u>最も容量の大きい電源</u>となった。
- その後も、引き続き再生可能エネルギー発電設備の容量は増加しており、**年々その導入ペースは増加している**。 2020年には、**約3,000GW程度**に達している。

世界全体の発電設備容量(ストック)



出典: IEA「World Energy Outlook」2016~2021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発電比率の国際比較



出典: IEA Market Report Series - Renewables 2021 (各国2020年時点の発電量)、IEA データベース、総合エネルギー統計(2020年度確報値)等より資源エネルギー庁作成

②日本の動向:再生可能エネルギーの導入推移と2030年の導入目標

- 2012年7月のFIT制度(固定価格買取制度)開始により、再エネの導入は大幅に増加。特に、設置しやすい太陽光発電は、2011年度0.4%から2020年度7.9%に増加。再エネ全体では、2011年度10.4%から2020年度19.8%に拡大。
- 2030年度の温室効果ガス46%削減に向けて、施策強化等の効果が実現した場合の野心的目標として、電源構成36-38% (合計3,360~3,530億kWh程度)の導入を目指す。

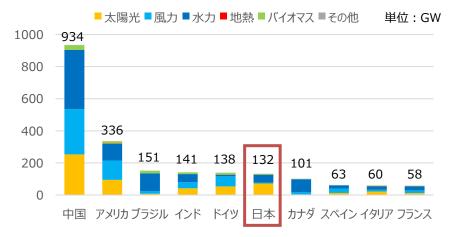
<再エネ導入推移>

	2011年度	202	2020年度		羊ミックス
再エネの 電源構成比 ^{発電電力量:億kWh} 設備容量:GW	10.4% (1,131億kWh)	19.8% (1,983億kWh)		36-38% (3,360-3,530億kWh)	
太陽光	0.4%	7.	.9%	14-16	5%程度
		61.6GW	791億kWh	104~118GW	1,290~1,460億 kWh
風力	0.4% 0.9%		0.9%		程度
		4.5GW	90億kWh	23.6GW	510億kWh
水力	7.8%	7	.8%	11%	·····································
		50GW	784億kWh	50.7GW	980億kWh
地熱	0.2%	0	.3%	1%	
		0.6GW	30億kWh	1.5GW	110億kWh
バイオマス	1.5%	2	2.9%		
		5.0GW	288億kWh	8.0GW	470億kWh

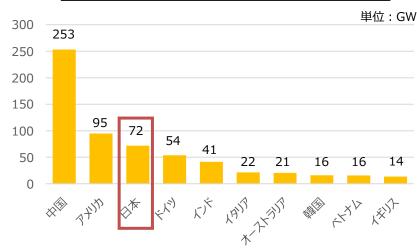
(参考) 再生可能エネルギーの導入状況

- 国際機関の分析によれば、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8年間で約4倍**に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(2020年実績)



各国の太陽光導入容量(2020年実績)



発電電力量の国際比較(水力発電除く)

単位:億kWh

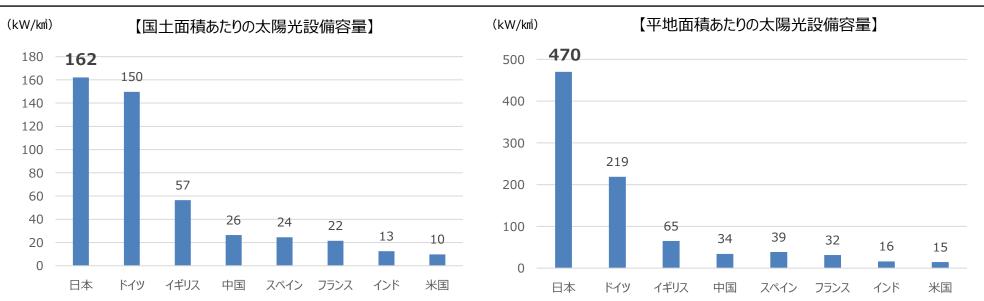
	2012年	2020年
日本	309 —	→ 1,199 <mark>9倍</mark>
EU	3,967 — 2.	→ 8,363 1倍
ドイツ	1,213 — 1.	→ 2,323 9倍
イギリス	359 —	→ 1,278 6倍
世界		→31,409 0倍

出典: IEA データベースより資源エネルギー庁作成

出典: Renewables 2020 (IEA) より資源エネルギー庁作成

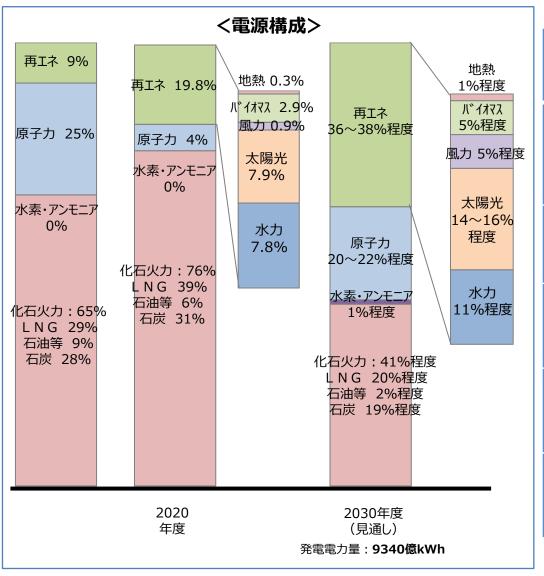
(参考) 面積あたりの各国太陽光設備容量

■ 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。平地面積でみるとドイツの2倍。



	日	独	英	中	仏	西	印	米
国土面積	38万km2	36万km2	24万km2	960万km2	54万km2	51万km2	329万km2	963万km2
平地面積※ (国土面積に占める割合)	13万km2 (34%)	25万km2 (69%)	21万km2 (88%)	740万km2 (77%)	37万km2 (69%)	32万km2 (64%)	257万km2 (78%)	653万km2 (68%)
太陽光の設備容量 (GW)	62	54	14	253	12	12	42	95
太陽光の発電量 (億kWh)	791	475	127	2,238	114	93	540	931
発電量 (億kWh)	10,008	6,031	3,211	75,091	5,551	2,710	15,832	44,339
太陽光の総発電量 に占める比率	7.9%	7.9%	4.0%	3.0%	2.1%	3.4%	3.4%	2.1%

(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 2020 (各国2019年度時点の発電量)、総合エネルギー統計(2020年度確報値)、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の森林面積を美し引いて計算したもの。



(kW)	導入水準 (22年3月)	FIT前導入 量+FIT・ FIP認定量 (22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	6,610万	8,270万	10,350~ 11,760万	約60%
風力	480万	1,500万	2,360万	約20%
地熱	60万	70万	150万	約41%
中小 水力	980万	1,020万	1,040万	約95%
バイオ マス	560万	1,060万	800万	約70%

[※]バイオマスはバイオマス比率考慮後出力。

[※]失効分(2022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。

- 9
- 2022年3月末時点で、FIT制度開始後に新たに運転を開始した設備は、<u>約6,700万kW</u>。FIT・FIP認定容量は、 <u>約10,120万kW</u>。
- FIT・FIP認定容量のうち、運転開始済の割合は<u>約66%</u>。FIT制度開始後に新たに運転を開始した設備の<u>約</u> **90%**、FIT・FIP認定容量の**約76%**を太陽光が占める。

<2022年3月末時点のFIT・FIP認定量・導入量>

	設備導入量(運転を開始したもの)											
再生可能	制度導入前				固定	価格買	取制度	導入後	Ž			
エネル ギー 発電設備 の種類	2012年6月 までの 累積導入量	2012年度 (フฦ~)・ 2013年度 の 導入量	2014年度 の 導入量	2015年度 の 導入量	2016年度 の 導入量	2017年度 の 導入量	2018年度 の 導入量	2019年度 の 導入量	2020年度 の 導入量	2021年度 の 導入量	制度開始後合計	2
太陽光 (住宅)	約470万kW	207.4万kW (476,577件)		85.7万kW (179,408件)	79.1万kW (161,356件)							
太陽光 (非住宅)	約90万kW	677.2万kW (123,730件)		815.2万kW (115,962件)							·	
風力	約260万kW	11万kW (21件)		14.8万kW (58件)		17.8万kW (322件)			36.2万kW (268件)			
地熱	約50万kW	0万kW (2件)		0.5万kW (10件)	1	0.7万kW (23件)			1.3万kW (8件)			
中小水力	約960万kW	0.6万kW (39件)		9.3万kW (87件)					16.6万kW (79件)			
バイオマ ス	約230万kW	8.7万kW (46件)		31.4万kW (57件)		49.1万kW (75件)			44.2万kW (56件)	67.6万kW (67件)		
合計	約2,060万 kW			(295,582件)		(187,148件)	(202,187件)	(201,910件)	674.2万kW (175,284件)		,	

認定容量

固定価格買取 制度導入後

2012年7月~ 2022年3月末

889.6万kW

(1,829,172件)

6,816.0万kW

(786,789件) **1,320.4万kW**

(7,996件)

21.6万kW (121件)

(121件) **241.5万kW**

241.5万kW (1,123件)

(1,123年) 829.8万kW

(895件) **10,118.8万kW**

(2,626,096件)

66.3%

※ バイオマスは、認定時のバイオマス比率を乗じて得た推計値を集計。 ※ 各内訳ごとに、四捨五入しているため、合計において一致しない場合がある。

※ 失効分(2022年3月時点で確認できているもの)を反映済。

②日本の動向: FIT·FIP制度に伴う国民負担の状況

- 2022年度(予測)の**買取総額は4.2兆円、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、2021年度実績では、産業用・業務用17%、家庭用12%。

<買取総額の内訳>								
住宅用太陽光		0.2兆円		5%				
事業用太陽光	2012年度認定	0.8兆円		21%				
	2013年度認定	1.1兆円	59% ⁻	28%				
	2014年度認定	0.4兆円		_ 10%				
	2015~2021 年度認定	0.4兆円		10%				
	(合計)	(2.8兆円)	(69%)				
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		0.7兆円		17%				
合計		4.2兆円		—				
※△計宛/+:回敕+	一块/0弗中华(约0	1兆四)を合む						

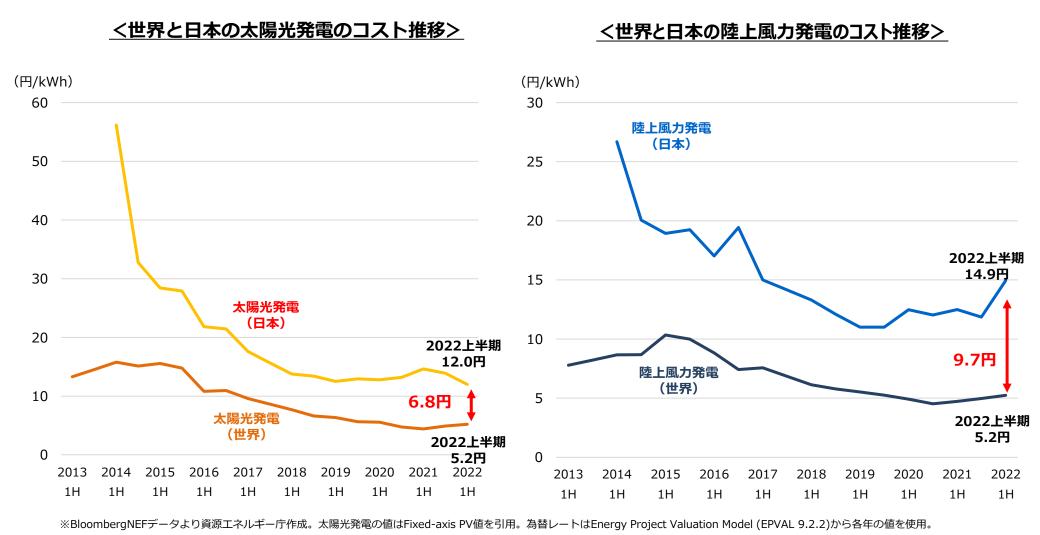
※合計額は調整力確保費用等(約0.1兆円)を含む。



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

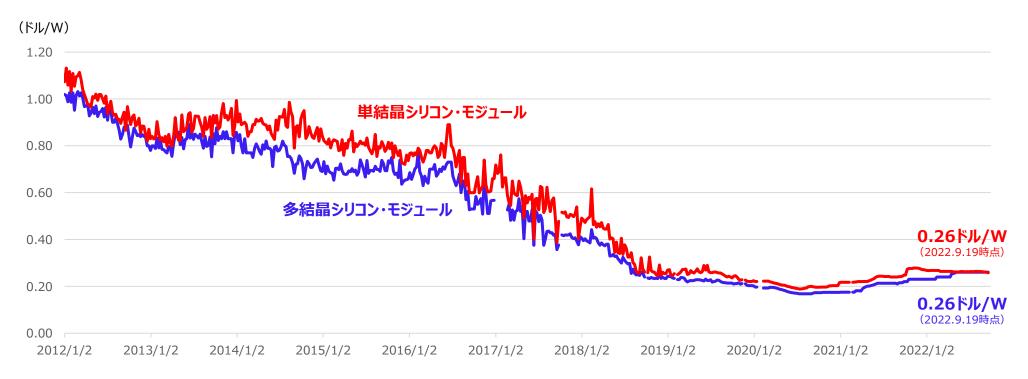
■ 太陽光発電・風力発電ともに、コストは着実に低減しているものの、依然として世界より高く、低減スピードも鈍化の傾向。



(参考)太陽光パネルの国際市況

■ 民間調査機関が公表した太陽光パネルの国際市況を見ると、2021年以降上昇傾向にあり、2022年9月時点で、単結晶シリコンと多結晶シリコンの平均スポット価格はともに0.26ドル/Wとなっている。

<太陽光パネルの国際市況>

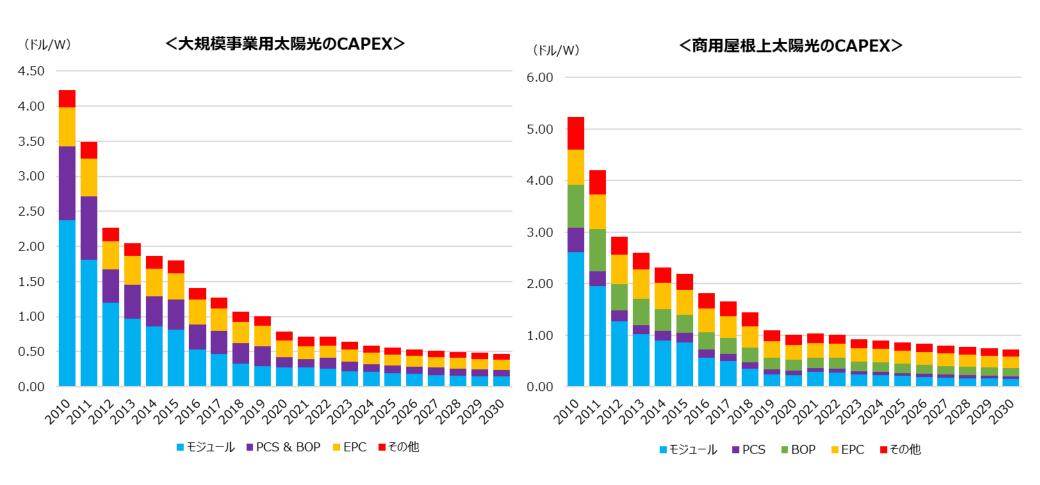


出典: BloombergNEF, 2022年9月27日, Bimonthly PV Index, September 2022: At the Turning Point

(参考)事業用太陽光発電設備のCAPEXの見通し

再工ネ大量導入・次世代NW小委員会(第44回)(2022年8月17日)資料1より一部修正

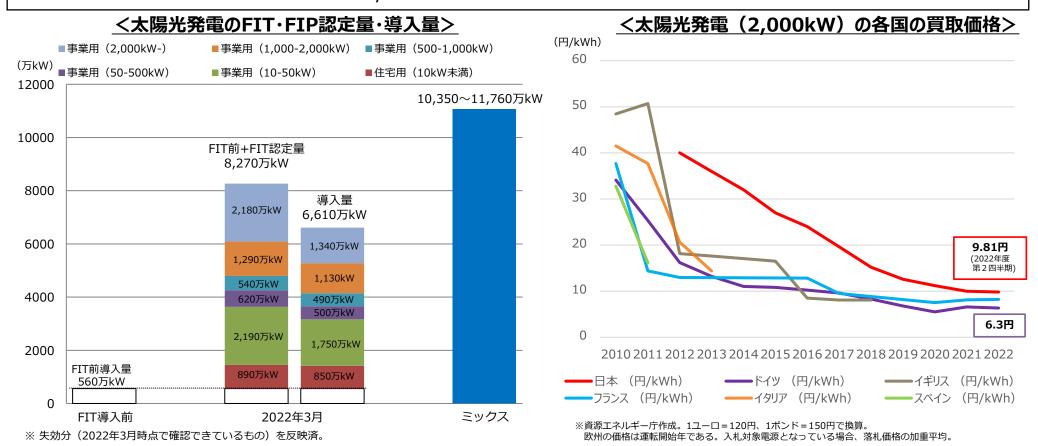
■ 民間調査機関が公表した**事業用太陽光発電設備のCAPEXの見通し**によれば、足下、**低下スピードは鈍化する ものの、引き続き低下傾向の見通し**。



出典: BloombergNEF, 2022年5月27日, 2Q 2022 Global PV Market Outlook

(参考)太陽光発電のFIT·FIP認定量·導入量·買取価格

- 太陽光発電については、エネルギーミックス(10,350~11,760万kW)の水準に対して、現時点のFIT前導入量+FIT・FIP認定量は8,270万kW、導入量は6,610万kW。10kW~50kWの小規模事業用太陽光案件が多く、事業用太陽光発電のFIT・FIP導入量全体に占める割合は、容量ベースで34%程度となっている。
- 2022年度の買取価格は、住宅用(10kW未満)が17円/kWh、事業用(50kW以上250kW未満)が10円/kWhなどであるが、海外の買取価格と比べて高い。事業用(250kW以上)は入札対象となっており、2022年度からは、250kW以上1,000kW未満はFIT入札、1,000kW以上の設備はFIP入札を実施。入札の加重平均落札価格は、第1四半期において、FIT:9.93円/kWh、FIP:9.87円/kWh、第2四半期において、FIT:9.79円/kWh、FIP:9.81円/kWhである。

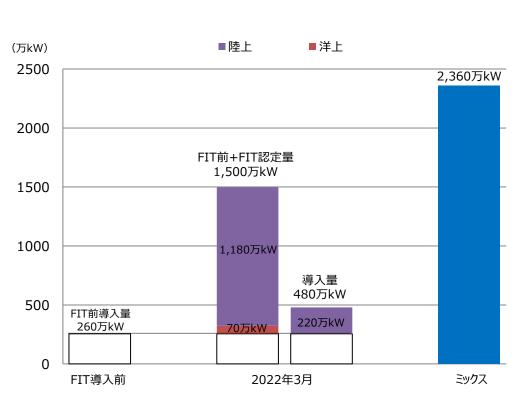


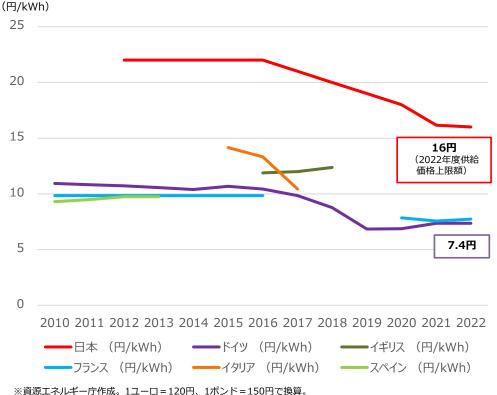
(参考)風力発電のFIT·FIP認定量·導入量·買取価格

- 風力発電については、エネルギーミックス(2,360万kW)の水準に対して、現時点のFIT前導入量+FIT・FIP認 定量は1,500万kW、導入量は480万kW。洋上風力(着床式・浮体式)発電については、現時点では導入案 件は少ないものの、今後の導入拡大が見込まれる。
- 買取価格は、陸上風力発電が**16円/kWh**(2022年度入札における上限価格)、着床式洋上風力発電(再 エネ海域利用法適用外)が29円/kWh(2022年度)などであるが、海外の買取価格と比べて高い。

<風力発電のFIT·FIP認定量·導入量>

<風力発電(20,000kW)の各国の買取価格>





欧州の価格は運転開始年である。入札対象電源となっている場合、落札価格の加重平均。

[※] 失効分(2022年3月時点で確認できているもの)を反映済。

[※] リプレースは除く。

(参考)地熱発電のFIT·FIP認定量·導入量·買取価格

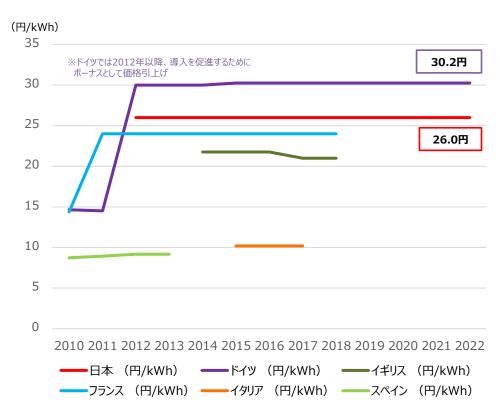
- 地熱発電については、エネルギーミックス(150万kW)の水準に対して、2022年3月末時点では、FIT前導入量 +FIT・FIP認定量は70万kW、導入量は60万kW。
- 2022年度の買取価格は、15,000kW以上で26円/kWh、15,000kW未満で40円/kWhである。

<地熱発電のFIT・FIP認定量・導入量>

■15000kW以上 ■15000kW未満 (万kW) 160 150万kW 140 120 100 FIT前+FIT認定量 70万kW 導入量 80 60万kW FIT前導入量 5万kW 50万kW 17万kW 5万kW 60 5万kW 40 20 0 FIT導入前 2022年3月 ミックス

※ 失効分(2022年3月時点で確認できているもの)を反映済。

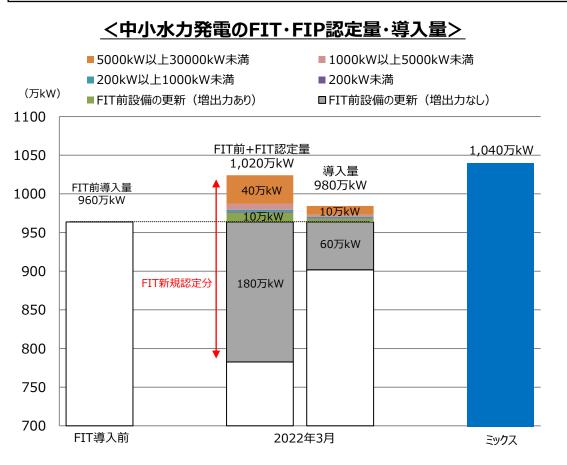
<地熱発電(30,000kW)の各国の買取価格>



※資源エネルギー庁作成。1ユーロ=120円、1ポンド=150円で換算。 欧州の価格は運転開始年である。入札対象電源となっている場合、落札価格の加重平均である。ただし、 イギリスは落札者なしのため入札上限価格。また、イタリアは落札価格非公表のため、入札上限価格。 フランスは12,000kW以上は支援対象外のため、12,000kW設備の価格。

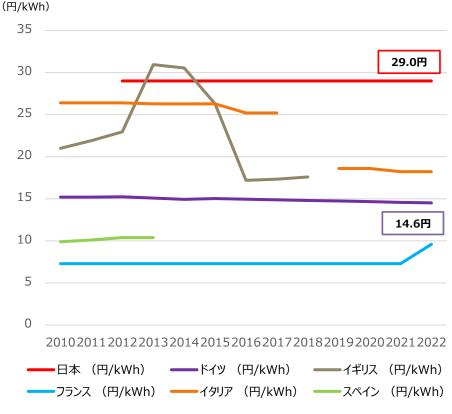
(参考)中小水力のFIT·FIP認定量·導入量·買取価格

- 中小水力発電については、エネルギーミックス(1,040万kW)の水準に対して、2022年3月末時点のFIT前導入量+FIT・FIP認定量は1,020万kW、導入量は980万kW。
- 2022年度の買取価格は、200kW以上1,000kW未満で<u>29円/kWh</u>などであるが、<u>海外の買取価格と比べて高</u> い。



※ 失効分(2022年3月時点で確認できているもの)を反映済。

<中小水力発電(200kW)の各国の買取価格>

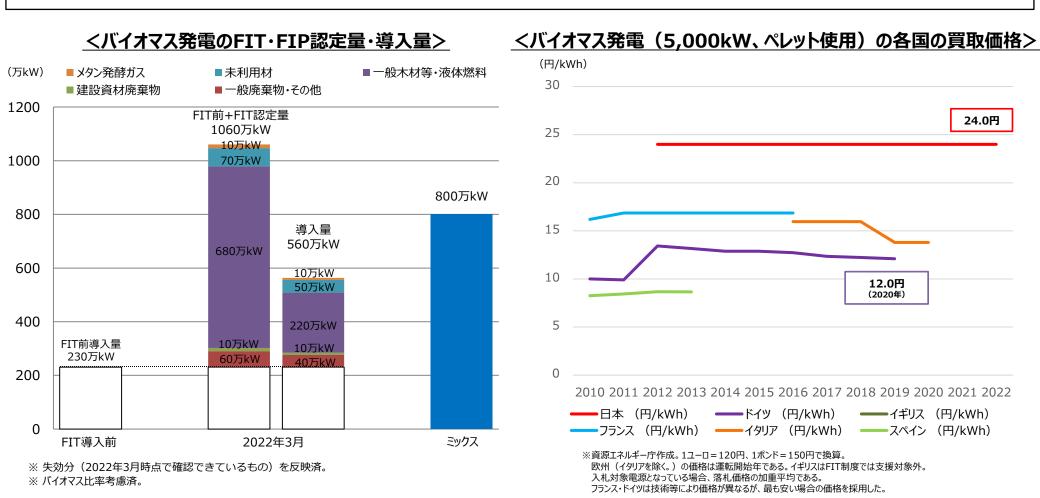


※資源エネルギー庁作成。1ユーロ=120円、1ポンド=150円で換算。 欧州の価格は運転開始年である。入札対象電源となっている場合、落札価格の加重平均である。 フランスは発電効率等により価格が異なるが、最も安い場合の価格を採用した。

[※] 新規認定案件の75%は既存設備の更新(増出力なし)、5%は既存設備の更新(増出力あり)と 仮定している。

(参考)バイオマス発電のFIT·FIP認定量·導入量·買取価格

- バイオマス発電については、FIT制度開始前の導入量と2022年3月時点のFIT・FIP認定量を合わせた容量は、バイオマス発電全体で1,060万kWとなっており、エネルギーミックスの水準(800万kW)を超えている。
- なお、2022年度の買取価格は、入札対象外の一般木材等(10,000kW未満)では24円/kWhであり、また一般木材等(10,000kW以上)は入札対象となっているが、**海外では、大規模な一般木材等バイオマスは、支援**対象でない場合が多い。



- 1. 国内外の再生可能エネルギーの現状
 - (1) 直近のデータ
 - (2) 国内の政策動向(再エネ政策の全体像)

2. 今年度の調達価格等算定委員会の論点案

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。

【第6次エネルギー基本計画における具体的な取組のポイント】

▶ 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<u>(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</u>、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

→<u>風力発電の導入円滑化</u>に向け<u>アセスの適正化</u>、<u>地熱の導入拡大</u>に向け<u>自然公園法・温泉法・森林法の規制の運用の</u> 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。

「地域と共生した」再エネの大量導入に向けて

再工ネ大量導入・次世代NW小委員会(第44回)(2022年8月17日)資料1より抜粋

■ 2030年の再工ネ比率36~38%と2050年CNに向けて、事業規律強化を行った上で、「地域と共生した」再工ネ 導入をS+3Eを前提に実現。

適地への最大限の導入

- **住宅等の屋根、公共施設、空港、鉄道、工場・倉庫**等への太陽光拡大
- | ・ 改正温対法により各自治体が指定する促進区域等での再エネ導入
- 再エネ海域利用法の入札見直し等による洋上風力の早期導入

電源

既存再エネの 有効活用

・ 既設再エネへの蓄電設置促進や、長期電源化に向けた増出力・長期 運転促進

再エネの市場電源化 • /自立化

4月から制度開始したFIP制度の活用や、需要側と発電側が一体となった再エネ導入(UDAモデル)による新規開発

系統

再エネ適地等を 踏まえた系統整備

- 海底直流送電の検討加速化による風力発電等の早期導入
- ・ マスタープランの策定を踏まえたプッシュ型の計画的な系統形成

系統運用の高度化

ノンファーム型接続による既存系統への最大限の再エネ導入

産業化

再エネ分野での 産業・人材育成

- 浮体式洋上風力、次世代型太陽電池 (ペロブスカイト) 等について、 スピー ディーに課題を解決し、市場獲得に向けた企業育成・生産体制を構築
- 洋上風力や太陽光のサプライチェーン高度化を支える人材育成

基本政策分科会(第50回) (2022年9月28日) 事務局資料より抜粋

- 再エネの安全面、防災面、景観・環境等への影響、将来の廃棄等に対する地域の懸念が顕在化。
- 関係省庁(経産省・農水省・国交省・環境省)が共同で再エネの適正な導入・管理に関する検討会を実施。
- <u>地域と共生した再工ネの導入</u>に向け、再工ネ事業における課題や課題の解消に向けた取組のあり方等について、<u>①</u> <u>土地開発前、②土地開発後~運転開始後・運転中、③廃止・廃棄</u>の各段階及び<u>④横断的事項</u>に整理。今後、再工ネ特措法や電事法上の制度的な措置の具体化を検討する。



4.横断的事項

①土地開発前

- ▶ 森林法や盛土規制法等の規制対象エリアの案件は、関係法令の許認可取得を再エネ特措法の申請要件とするなど、手続厳格化を検討
- ▶ 電気事業法における工事計画届出時に関係法令の遵守状況を確認。許認可未取得での売電開始を防止。

②土地開発後~ 運転開始後・ 運転中

▶ 違反状況の早期解消を促すため、関係法令の違反状態での売電収入(FIT・FIP交付金)の交付留保などの再工ネ特措法における新たな仕組みを検討。

③廃止・廃棄 の 各段階

- ▶ 本年7月から廃棄等費用の外部積立てを開始。リユース・リサイクル等のガイドラインや廃棄物処理法等の関連する法律・制度等に基づき適切に対応。事業者による放置等があった場合には、廃棄等積立金を活用可能。
- > パネルの**含有物質等の情報発信**や成分分析等の実施のあり方を検討。

▶ 再エネ特措法の認定にあたり、説明会の開催など地域へ事前周知の義務化を検討 (転売の際の変更申請の場合も同様)

4横断的事項

- ▶ 適切な事業実施を担保するため、再エネ特措法の認定事業者の責任の明確化等を検討。
- ▶ 事故発生状況を踏まえ、小規模再エネ設備に対する柵塀設置義務化等を検討するなど電気事業法等の制度的措置を検討。

- 適地が限られる中、住宅や工場・倉庫などの建築物の屋根への導入など、あらゆる手段を講じていくことが必要。
- 住宅や工場・倉庫などの建築物への導入拡大に向けては、FIT制度・FIP制度において一定の集合住宅に係る地域活用要件の見直しや屋根への導入に係る入札免除や、ZEHに対する補助、初期費用を低減した太陽光発電の導入モデルの構築に向けた補助金、認定低炭素住宅に対する住宅ローン減税における借入限度額の上乗せ措置等による導入を推進。関係省庁とも積極的に連携・協力しつつ、更なる太陽光の導入拡大を進めていく。

FIT·FIP制度 (経産省)

✓ 住宅等に設置された太陽光発電で発電された電気を買い取ることにより安定的な運営を支援。

【2022年度の買取価格】

- ·住宅用(10kW未満) 17円/kWh(買取期間10年)
- ・事業用(10-50kW)11円/kWh(地域活用要件あり)
- ·事業用 (50kW以上) 10円/kWh or 入札制

FIT·FIP制度での屋根設置案件特例 (経産省)

- ✓ 既築建物への屋根設置の場合はFIT·FIP入札を免除。
- ✓ 集合住宅の屋根設置(10-20kW)については、配線 図等から自家消費を行う構造が確認できれば、30%以 上の自家消費を実施しているものとみなし、導入促進。

ZEHに対する支援(経産省・国交省・環境省)

✓ 3省連携により、太陽光発電設備等を設置したZEHの 導入費用を補助(令和3年度補正予算30億円の内数及び 令和4年度当初予算390.9億円の内数)。

オンサイトPPA補助金 (環境省・経産省連携事業)

✓ 工場等の屋根などに太陽光パネルを設置して自家消費する場合など、設備導入費用を補助。

補助額:太陽光パネル 4~5万円/kW

住宅ローン減税(国交省・環境省)

✓ 太陽光発電設備等を導入した認定低炭素住宅の新築等に対して、借入限度額の上乗せ措置を適用。

控除率: 0.7%、控除期間: 13年等

借入限度額:5000万円

※認定低炭素住宅の認定基準について、太陽光発電設備等の設 置を要件化するなどの見直しを本年10月に実施予定

※現行省エネ基準に適合しない住宅の場合:3,000万円

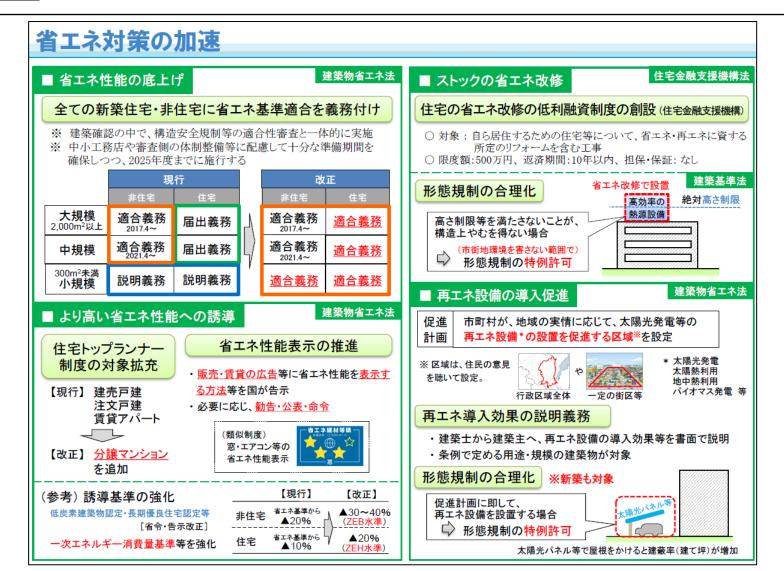
省エネリフォーム税制(国交省・経産省)

✓ 自己居住用の住宅の省エネ改修を行った場合の所得税の税額 控除について、太陽光発電設備を設置した場合、通常よりも最 大10万円控除額を上乗せ。

(参考) 屋根設置太陽光の動向:建築物省エネ法等

再エネ大量導入・次世代NW小委員会(第44回)(2022年8月17日)資料1より抜粋

■ 本年6月に<u>改正建築物省エネ法</u>が成立。改正法に基づき、市町村の設定する促進区域内において、再エネ設備の設置に対する<u>形態規制の特例</u>や、建築士から建築主に対する導入効果等の<u>説明義務</u>制度を通じて<u>再エネ設備の導入を促進</u>。



(参考)屋根設置太陽光の動向:環境省オンサイトPPA補助金など

再工ネ大量導入・次世代NW小委員会(第44回)(2022年8月17日)資料1より抜粋

- 環境省では、民間企業における「PPAモデル」を含む**自家消費型太陽光発電**や**蓄電池の導入**を加速するため、補助事業を実施。
- 令和3年度の採択実績は、屋根太陽光が**184MW**、駐車場太陽光が**8.4MW**。
- 令和4年度の現時点での採択実績は、既に、屋根太陽光が**118MW**、駐車場太陽光が**9.5MW**。

民間企業による自家消費促進(令和3年度・4年度補助事業の実施結果)



【令和3年度】

屋根太陽光補助事業の採択実績(令和2年度第3次補正+令和3年度当初予算)

補助金所要額(千円)	太陽光パネル出力 (kW)	パワコン出力(kW)	蓄電池容量(kWh)	採択件数	蓄電池導入数
8,839,952	229,333	184,169	6,428	728	85

駐車場太陽光補助事業の採択実績(令和3年度当初予算)

補助金所要額(千円)	太陽光パネル出力 (kW)	パワコン出力(kW)	蓄電池容量(kWh)	採択件数	蓄電池導入数
702,475	10,135	8,413	180	27	8

【令和4年度】

屋根太陽光補助事業の採択実績(令和3年度補正+令和4年度当初予算)

補助金所要額(千円)	太陽光パネル出力 (kW)	パワコン出力(kW)	蓄電池容量(kWh)	採択件数	蓄電池導入数
5,187,730	148,364	118,384	5,107	396	108

※上記は1次公募の採択結果のみであり、2次公募の採択結果は含まれていない。

駐車場太陽光補助事業の採択実績(令和3年度補正+令和4年度当初予算)

補助金所要額(千円)	太陽光パネル出力 (kW)	パワコン出力(kW)	蓄電池容量(kWh)	採択件数	蓄電池導入数			
857,456	11,365	9,546	183	24	3			
	W. L. 2014. L. 2015. On the Control of the Control							

※上記は1、2次公募の採択結果のみであり、3次公募の採択結果は含まれていない。

(参考) 地域共生型再エネの導入促進に関する直近の動向

再工ネ大量導入・次世代NW小委員会(第44回)(2022年8月17日)資料1より抜粋

- 地球温暖化対策推進法に基づき、市町村が、**再エネ促進区域**や再エネ事業に求める**環境保全・地域貢献の取組** を自らの計画に位置づけ、適合する事業計画を認定する仕組みが本年4月から施行。
- 令和4年7月に**長野県箕輪町**が促進区域を設定。神奈川県小田原市含め**約20市町村**にて設定を検討中に向け た取組の御紹介。

主な市町村の促進区域の設定状況(R4.8時点)



長野県箕輪町(太陽光)

- ◆ 促進区域
 - 町が所有する公共施設の屋根
 - 町が所有する十地
 - 産業団地
 - ※今後、未利用地や駐車場、ため池なども検討
- ◆ 策定スケジュール
 - 令和4年4月 環境審議会へ諮問
 - 令和4年4月~5月 パブリックコメント実施
 - ・ 令和4年5月 環境審議会から市長へ答申
 - ・令和4年7月 策定·公表





- 令和4年6月まで 審議会にて検討
- 令和4年7月~8月 パブリックコメントを実施
- 令和4年8月頃 市議会へ報告予定
- 今和4年8月頃 審議会から市へ答申予定
- ・令和4年9月頃 策定・公表予定

神奈川県小田原市(太陽光) 促進区域

- - 市街化区域内
 - ※急傾斜地崩壊危険地区や 砂防指定地等は除く

▶ 策定スケジュール

その他検討中の市町村

- ◆ 約20市町村が促進区域の設定を検討中と認識。
- ◆ 上記市町村の一部は、環境省の補助事業である再エネ最大限導入の計画づくり支援事業(円滑な再生可能エネルギー導 入のための促進エリア設定等に向けたゾーニング等の合意形成を図る事業)を活用している。

(参考)空港の再エネ拠点化に関する直近の動向

再工ネ大量導入・次世代NW小委員会(第44回)(2022年8月17日)資料1より抜粋

本年6月に**航空脱炭素化に係る改正航空法等**が成立。国交大臣の認定を受けた空港脱炭素化推進計画に係 る再エネ事業等については、**国有財産法の特例(行政財産の貸付期間上限の延長等)等**を措置。

国十交诵省

航空脱炭素化に係る改正航空法等の概要

(令和4年6月3日成立、令和4年12月1日施行)

①航空の脱炭素化の推進に関する基本方針の策定

○国土交通大臣は、航空分野全体における脱炭素化を計画的に推進するため、政府の施策、航空会社、空港関係者等の取組につい て定めた航空脱炭素化推進基本方針を策定。

【航空脱炭素化推進基本方針】

- ▶ 航空の脱炭素化の推進の意義・目標
- > 政府が実施すべき施策
- ▶ 関係者(航空会社、空港関係者等)が講ずべき措置 等

②本邦航空会社による脱炭素化の取組の推進

○本邦航空会社は、航空運送事業脱炭素化推進計画を作成し、 国土交通大臣が認定。

【航空運送事業脱炭素化推進計画】

- ▶ 航空運送事業の脱炭素化の目標
- ➤ SAF(※)の導入等の取組 等
 - ※ バイオジェット燃料等の持続可能な航空燃料
- ○認定を受けた航空会社に係る特例を措置。
 - ✓ ③の空港脱炭素化推進協議会の組織の要請
- ✓ 取組の円滑化を図るための同協議会に対する協議の求め
- ✓ 事業計画の変更手続のワンストップ化



双方の脱炭素化のための取組を円滑化・迅速化

化を推進するための体制を構築し、航空会社・空港関係者

③空港における脱炭素化の取組の推進

○空港管理者は、誘導路の改良、空港で使用する電力を供給す るための太陽光発電設備の整備等の取組について記載した

空港脱炭素化推進計画を作成し、国土交通大臣が認定 (※)。

※ 国管理空港の場合は、国土交通大臣が作成し、公表。





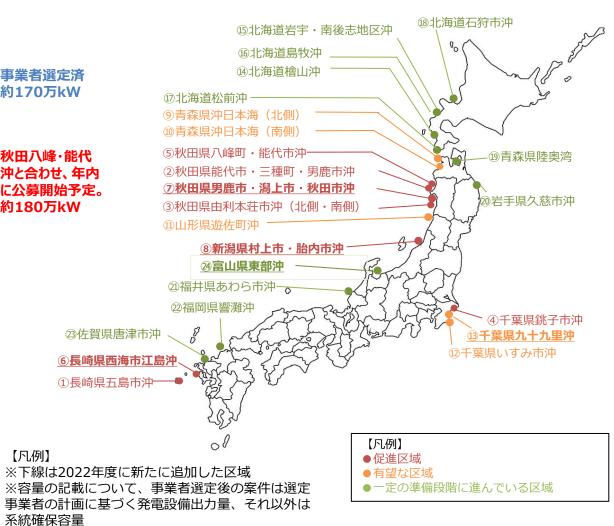
- ○計画を作成しようとする空港管理者は、航空会社、給油事業者、 ターミナルビル事業者のほか、空港のための再生可能エネルギー発 電を行う事業者等からなる空港脱炭素化推進協議会を組織し、 計画の作成、実施等について協議。
- ○計画に位置付けられた事業に係る特例を措置。
 - ✓ 行政財産を活用するための国有財産法の特例
 - ·計画記載事業への**行政財産の貸付特例**(事業例:庁舎 屋上等への太陽光パネルの設置等)
 - ・上記貸付の期間の上限を30年とする特例(国有財産法上 建築物は上限10年)
 - ✓ 空港施設の変更に係る許可手続のワンストップ化

適地への最大限の導入:洋上風力の案件形成促進

- 2021年度に**長崎県五島沖、秋田県2区域、千葉県銚子沖**において発電事業者を選定済。 (発電設備容量 **計約170万kW**)
- 2022年9月30日に新たに**3区域**(長崎県西海江島沖、新潟県村上・胎内沖、秋田県男鹿・潟上・秋田沖)を促進区域に指定。
- 今後、公募を延期している**秋田県八峰・能代沖**と合わせ、**計4区域**にて**年内目途に公募開始予定**。(系統容量 **計約180万kW**)

〈促進区域、有望な区域等の指定・整理状況(2022年9月30日)〉

\	** 13 == ·O· = · · · · · · · · · · · · · · · · ·		(, ,	
区域名			万kW		
	①長崎県五島市沖(浮	(体)	1.7		
	②秋田県能代市・三種	町·男鹿市沖	47.88	引	
	③秋田県由利本荘市沖	1	81.9	糸	
促進	④千葉県銚子市沖		39.06		
区域	⑤秋田県八峰町・能代す		36	利	
	⑥長崎県西海市江島沖	<u> </u>	42	洰	
	⑦秋田県男鹿市・潟上市	市·秋田市沖	34	に終	
	⑧新潟県村上市・胎内市	<u> </u>	35,70	"	
	⑨青森県沖日本海(北	(側)	30		
	⑩青森県沖日本海(南	ī側)	60		
有望 区域	⑪山形県遊佐町沖	⑪山形県遊佐町沖			
区場	⑫千葉県いすみ市沖	41			
	<u> </u>		40		
	⑭北海道檜山沖	20岩手県久慈市沖(浮体	\$)		
一定の	⑤北海道岩宇· 南後志地区沖	②福井県あわら市沖			
準備段	16北海道島牧沖	②福岡県響灘沖			
階に進 んでい	⑰北海道松前沖	②佐賀県唐津市沖		3	
る区域	⑱北海道石狩市沖	<u> </u>	<u>浮体)</u>	; 	
	⑲青森県陸奥湾			3	



適地への最大限の導入:日本版セントラル方式の確立(洋上風力)

基本政策分科会(第50回)(2022年9月28日)事務局資料より抜粋

- 現状、複数の事業者が、将来の公募への参加を見込み、同一海域で重複した風況調査や地盤調査を実施。このため、地元漁業に対して、操業調整等の面で過度な負担が生じている。これら課題や公募における公平な競争性環境を確保する観点から、事業者ではなく政府機関が主導して調査する「日本版セントラル方式」を確立。
- 2022年、JOGMEC法を改正し、業容に洋上風力に関する風況・地質調査を追加。 **今後、JOGMECにおいて、 2023年度から洋上風力発電設備の基本設計に必要な風況や地質構造の調査を実施**。 **2025年度から、公募 に参加する事業者に調査結果を提供していく方針**。

日本版セントラル方式として、JOGMECが実施

洋上風力発電設備の基本設計に必要な調査

風況調査

各地域に

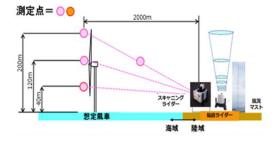
お

け

る案件形

成

(都道府県からの情報提供)





地質構造調査(海底地盤調査)







に提供と事業者

国による発電事業者公募の実施_____

詳細調査・建設工事等選定された発電事業者による

運転開始

適地への最大限の導入:再エネ大量導入小委員会における論点整理

│ 再工ネ大量導入・次世代NW小委員会 制度的な検討を要する論点の整理(2022年10月7日)より抜粋

(今後制度的な検討を要する論点の整理)

● <u>設置の形態等</u>に基づき、FIT・FIP制度における入札免除の工夫を行うなど、メリハリをつけて更なる導入促進策を 検討する。

(委員等からの主な指摘事項)

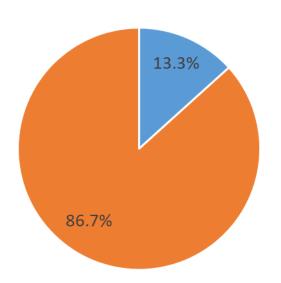
● 新規再工ネの導入について、<u>適地への再工ネ導入拡大に向けた具体的な施策</u>、地域と共生した導入拡大のための 屋根設置太陽光の推進を調達価格等算定委員会とも連携し、検討すべき。

既存再エネの有効活用:管理不全等による設備利用率の低下

再エネ大量導入・次世代NW小委員会(第44回)(2022年8月17日)資料1より抜粋

- 事業用太陽光発電設備のうち、**対前年比でこれまで1割※以上設備利用率が低下したことがある案件**は、**全体 の13.3%**。
- こうした設備利用率の大幅な低下の要因としては、設備不良や管理不全の可能性が考えられる。このため、適切なパネルの貼り替え・増設やO&Mの実施によるkWhの増加によって事業性が改善することが期待できる。
 - ※2012年(FIT制度開始)以降の年間日射量の変動幅は10%の範囲内に収まっている(右下図参照)。

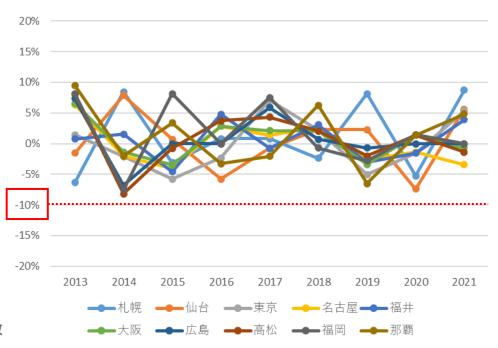
前年対比1割以上設備利用率が低下したことがある 案件件数の割合



■1割以上減少したことがある件数 ■1割以

■1割以上減少したことがない件数

日射量変動(前年対比)の推移



(出典) 気象庁 全天日射量データより資源エネルギー庁作成

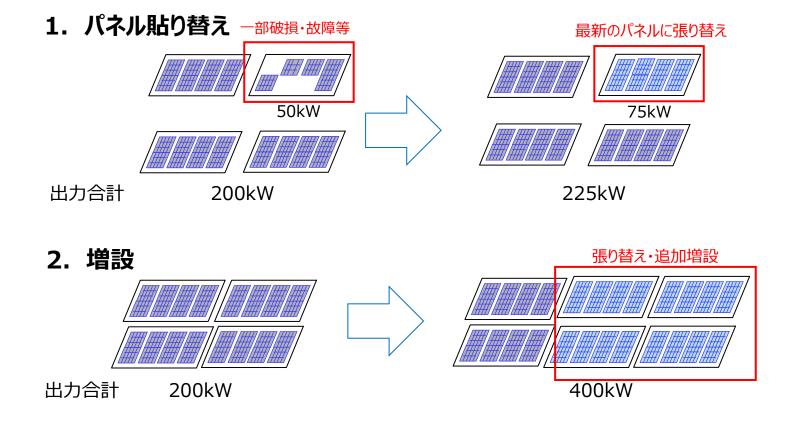
(出典)FIT認定情報より資源エネルギー庁作成

- ※20年6月~21年5月の12ヶ月間稼働している事業用太陽光を対象に、各年6月から翌5月までの 発電実績で対比。
- ※設備不良や管理不全の他日射量の影響等も含まれている。
- ※稼働率の異常値(50%以上)を記録している案件は除外。

既存再エネの有効活用:太陽光発電設備のパネル貼り替え/増設

再工ネ大量導入・次世代NW小委員会(第44回)(2022年8月17日)資料1より抜粋

- 再工ネ36~38%の実現のためには、**適地への新規の再工ネ大量導入**に加えて、**既に土地や系統が確保されている 既存再工ネの有効活用**も重要。
- 現在は、太陽電池の出力が増加する際には、**国民負担の増大を抑止する観点から、設備全体の調達価格/基 準価格が最新価格へ変更される**こととされている。(太陽電池の増出力分が3kWもしくは3%以内であれば例外的 (こ許容)
- 一方で、こうした運用は既存再工不等の有効活用という観点からは促進するべきものであるところ、国民負担の増大を抑止することを前提に、こうした取扱を検討する。



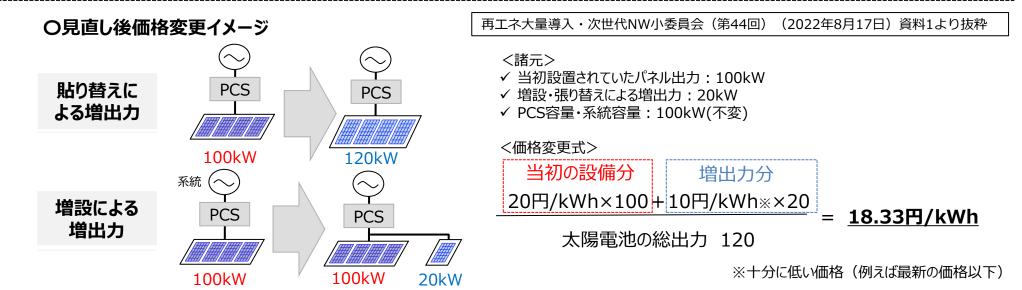
既存再エネの有効活用:再エネ大量導入小委員会における論点整理

再工ネ大量導入・次世代NW小委員会 制度的な検討を要する論点の整理(2022年10月7日)より抜粋

(今後制度的な検討を要する論点の整理)

(委員等からの主な指摘事項)

- 現行ルールの下で、太陽電池の出力を増加させると価格変更により収入が下がり、出力増加がディスインセンティブ になりかねないため、加重平均の考え方が合理的である。
- 既設の再工ネ設備のパネル貼り替え・増設の際の支援期間を現状どおりとする方向は、国民負担の増大を抑制しつ つ事業者側の取組を促す観点で合理的である。
- 貼り替えに際し、**どの範囲で既存の積立金の使用を認めるのか、増設分の廃棄費用をどう確保するのか**、しっかり 検討すべき。



既存再エネの有効活用:再エネ大量導入小委員会における論点整理

再工ネ大量導入・次世代NW小委員会 制度的な検討を要する論点の整理(2022年10月7日)より抜粋

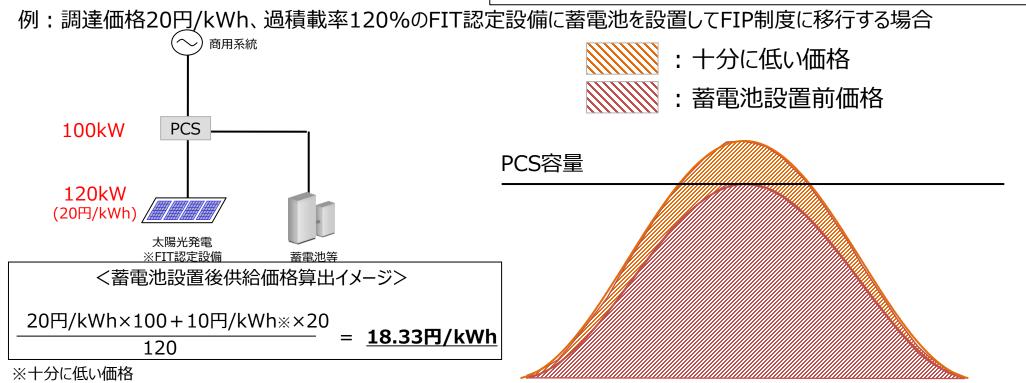
(FIT移行認定発電設備の蓄電池事後設置ルールの見直し)

● 現行のFIT制度では過積載分の供出による事後的な国民負担増加の懸念から、発電設備に対する蓄電池の事後的な設置は最新価格への変更事由となっている。このため、過積載をしている案件がFIT制度からFIP制度へ移行する場合、蓄電池を設置したビジネスモデルをとることが難しいケースが考えられる。

(今後制度的な検討を要する論点の整理)

● <u>FIP移行認定発電設備</u>に事後的にPCSよりも太陽電池側に蓄電池を設置した際、太陽電池の出力がPCSの出力を上回っている場合には、発電設備の出力(PCS出力と過積載部分の太陽電池出力)と基準価格(蓄電池設置前価格と十分に低い価格)の加重平均値に価格変更する方向で検討する。

再工ネ大量導入・次世代NW小委員会(第44回)(2022年8月17日)資料1より抜粋



既存再エネの有効活用:再エネ大量導入小委員会における論点整理

再工ネ大量導入・次世代NW小委員会 制度的な検討を要する論点の整理(2022年10月7日)より抜粋

(低圧事業用太陽光発電設備のFIP対象化)

- 現在FIP制度の対象区分は多様な取引結果が増えた結果、電源側に混乱が生じないように、移行/新規ともに 50kW以上(高圧・特別高圧)が認められており、運用状況を見極めながら範囲拡大を検討していくこととされている。
- 低圧(10kW~50kW)太陽光発電設備については一層の長期電源化や市場統合が求められているところ、小売電気事業者やアグリゲーターと連携した取組を促す観点から一定の条件を求めつつ、低圧事業用太陽光発電設備について新規認定案件・既認定案件ともに、FIT制度(地域活用要件あり)に加えて、FIP制度を選択可能とする方向で、こうした案件の地域に対するあり方と併せて、検討をする。

(今後制度的な検討を要する論点の整理)

● 低圧(10kW~50kW)太陽光発電設備について小売電気事業者やアグリゲーターと連携した取組を促す観点から一定の条件を求めた上で、FIP制度を選択可能とする方向で検討する。

(委員等からの主な指摘事項)

- FITからFIPへの移行により、市場価格の高騰で経営危機に陥っている地域電力が、FIP電源の相対調達が可能になり、市場価格の調達リスクを回避することができるのでは。
- 低圧案件も含めたFITからFIPへの拡大に賛成。三次調整力②にも関わるが、一般送配電に非常に大きな影響を与えているため、なるべくFITではない方向性を志向した方がよい。

- **地球温暖化対策推進法に基づく促進区域の指定**や、**地域の脱炭素に向けた計画づくり**など、地域の脱炭素化に向けた地方自治体の取組において、一定の進捗が見られる。
- <u>自治体が関与する再工ネ導入や、ビジネスベースでの追加投資・再投資</u>にあたって、特に課題の多い、<u>既設の小規模太陽光の集約化・長期電源化に向けては、株式会社脱炭素化支援機構による資金供給支援ともよく連携して取り組んでいくことが重要である。</u>

株式会社脱炭素化支援機構の設立による民間投資の促進について



環境省では、地域脱炭素ロードマップ(令和3年6月9日国・地方脱炭素実現会議決定)に基づき、 民間企業等による意欲的な脱炭素事業への継続的・包括的な資金支援の一環として、<u>前例に乏しい、認</u> 知度が低い等の理由から資金供給が難しい脱炭素事業活動等に対する資金供給を行う株式会社脱炭 素化支援機構の設立に向けて準備中。 【令和4年度財政投融資】200億円

※令和4年5月25日、根拠法となる地球温暖化対策推進法改正案が成立

の設備を一体で導入する事業

野 ● 普及拡大段階の大規模事業

支援対象

再エネや省エネ、資源の有効利用等、 脱炭素社会の実現に資する効果的な事業

(想定事業イメージ例)

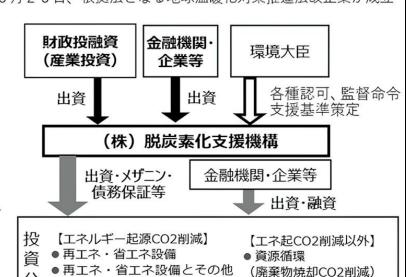
- ✓ FITによらない太陽光発電事業
- ✓ 地域共生・裨益型の再生可能エネルギー開発
- ✓ プラスチックリサイクル等の資源循環
- ✓ 食品・廃材等バイオマスの利用
- ✓ 森林保全と木材・エネルギー利用 等

資金供給手法

出資、メザニンファイナンス(劣後ローン等)、債務保証 等

新組織の概要

【名称】脱炭素化支援機構 【形態】株式会社(環境大臣認可) 【設置期限】2050年度まで



● 森林吸収源対策

再エネの市場電源化/自立化: FIT制度とFIP制度の違い

第39回再生可能エネルギー大量導入・次世代ネットワーク小委員会/第15回再生可能エネルギー 主力電源化制度改革小委員会 合同会議 (2022年2月) 資料1 一部加工

■ FIP制度は、再エネ自立化へのステップアップのための制度であり、**電力市場への統合**を促しながら、投資インセンティブの確保と、国民負担の抑制を両立していくことを狙いとし、本年4月より開始。

投資インセン

ティブ確保

国民負担

の抑制

FIT制度

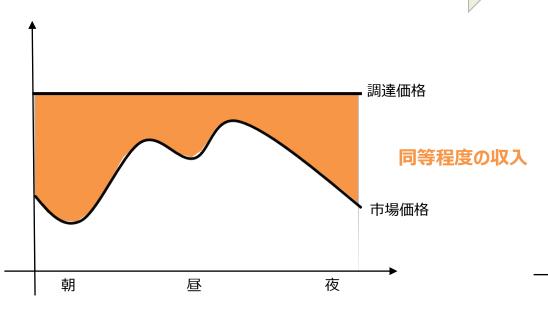
(固定価格での買い取り)

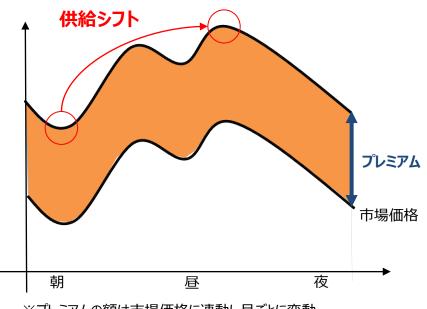
- どの時間帯に売電しても収入は一定であり、市場 価格変動リスクを遮断
- 電力会社による全量買取が前提
- 市場価格によるシグナリングがないため、需給バランス維持には、他電源による調整が必要

FIP制度

(市場価格に一定のプレミアムを交付)

- 市場価格に応じて収入が変動するが、収入額は FITと同等程度(供給シフトによる増収機会あり)
- 再エネ事業者が売り先を決める柔軟なビジネス
- 市場価格を踏まえた供給シフト等により、他電源の調整コストを抑制



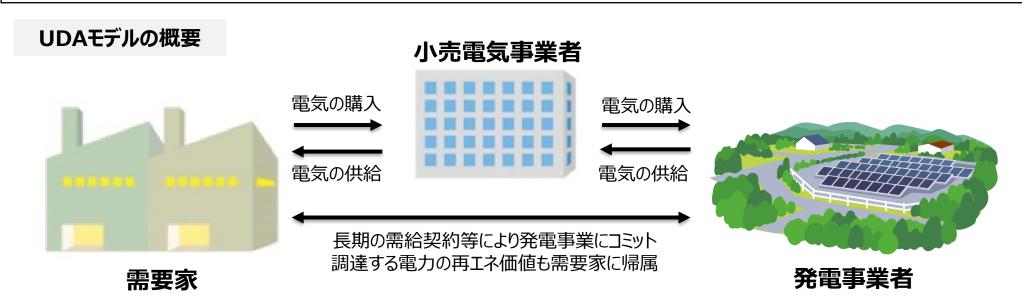


※プレミアムの額は市場価格に連動し月ごとに変動。

再エネの市場電源化/自立化:需要家主導による再エネ導入の促進

基本政策分科会(第50回)(2022年9月28日)事務局資料より一部修正

- 昨今、追加性のある再工ネ調達が求められる中、再工ネを必要とする需要家のコミットメント(長期買取や出資など)の下で、需要家、発電事業者、小売電気事業者が一体となって再工ネ導入を進めるUDA(User-Driven Alliance)モデルの拡大が重要。
- 経産省では、令和3年度補正予算及び令和4年度当初予算において、「需要家主導による太陽光発電導入促進補助金」を措置し、**FIT・FIP制度や自己託送制度によらない形で、太陽光発電により発電した電気を特定の需 要家に長期供給する**等の一定の要件を満たす場合の設備導入を支援。
- 令和3年度補正予算では、計19件・94MWの事業を採択(2022年度内に運転開始予定)。また、令和4年度当初予算では、計21件・115MWの事業を採択(2023年度末までに運転開始予定)。

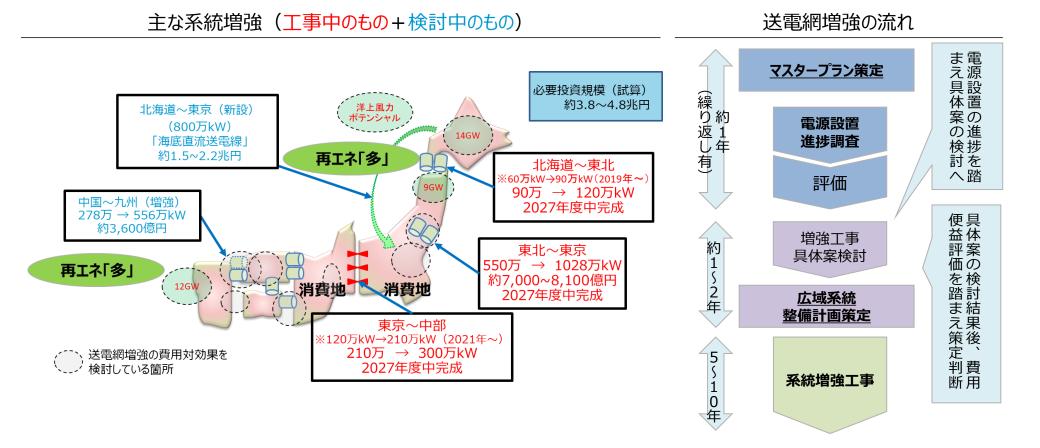


- ✓ 電気を使用する需要家が長期にわたって電気を買い取ることで発電事業にコミットし、需要家主導による導入を進めるモデル。
 - ※オンサイトPPAやFIPによる相対取引などは、UDAの代表的な事例の一つ。

再工 ネ適地等をふまえた系統整備:地域間連系線等の増強

基本政策分科会(第50回) (2022年9月28日) 事務局資料より抜粋

- 地域偏在がある再工ネ(洋上風力など)の導入拡大等に向けては**系統の増強、とりわけ、地域と地域を結ぶ「地**域間連系線」の増強がカギ。
- **電力広域機関(国の認可法人)が、全国大での広域的な系統整備計画(マスタープラン)を検討中**。昨年 5 月に中間整理を実施済みで、**今年度中の取りまとめ**を目指す。
- 円滑な系統整備にあたっては、ルート調査や先行利用者との調整、敷設技術の開発などが必要。



(2022年9月28日) 事務局資料より抜粋

基本政策分科会(第50回)

40

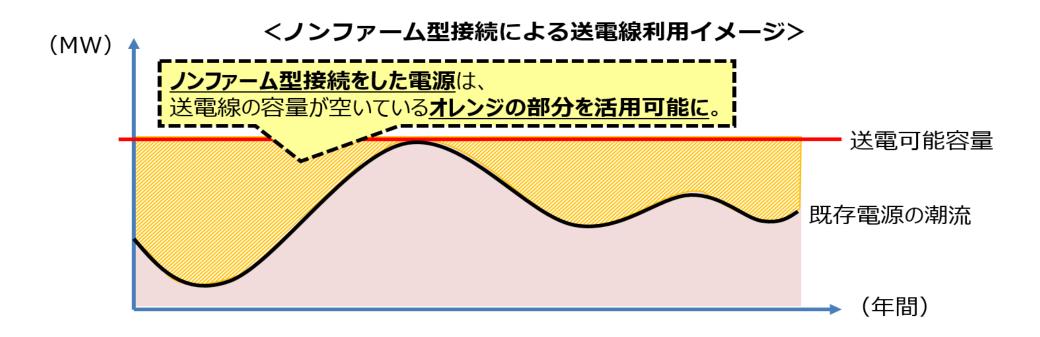
- ①東地域(北海道~本州間)、②中西地域(関門連系線、中地域)について、 電力広域機関において、具体的な検討を進める計画策定プロセスを開始。
- 特に、海底直流送電については、洋上風力等の案件組成状況、レジリエンスの優位性等をふまえて**日本海ルートで の200万kWの増強を基本として進めている**。

海底直流送電の整備スケジュール

主な検討事項	2022年度	2023年度	2024年度
国や広域機関の審議会等	国からの要請 基本要件の検討 計画策定 プロセス開始		注方法の 検討等
事業実現に向けての 環境整備	費用回収方法等の検討		
先行利用者との関係等	国による海域実地調査等		実施主体による実地調査等
ケーブルの敷設方法等	国による海域実地調査等 大水深ケーブルの開発等(I	NEDO事業)	
既存系統への影響評価等	影響評価		
敷設ルート・設備構成等	既存インフラの活用も含 多用途多端子技術の開発(

系統運用の高度化:ノンファーム型接続

- 再工ネ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、早期の再工ネ導入を進める方策の1 つとして、2021年1月より全国の空き容量の無い基幹系統において、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」の受付を開始した。
- 今後、再エネ主力電源化に向けて、基幹系統より下位のローカル系統等についても、ノンファーム型接続の適用の仕方について検討を進めていく必要がある。
- ローカル系統への適用については、先行して一部で試行的に取り組んでいるが、今後、**2023年4月1日にノンファー ム型接続の受付を順次開始することを目指して検討を進めている**。
- また、配電系統への適用については、当面、2020年度から行っている、分散型エネルギーリソース(DER)を活用したNEDOプロジェクトを進め、その結果を踏まえつつ、配電系統(高圧以下)への適用範囲の拡大を検討していく。



産業・人材育成:次世代型太陽電池の開発

再工ネ大量導入・次世代NW小委員会(第44回)(2022年8月17日)資料1より抜粋

- <u>軽量かつ高い性能(変換効率及び耐久性)</u>を満たすペロブスカイト太陽電池の社会実装を実現するため、グリーンイノベーション基金を活用した実用化に必要な製造技術の確立を目指した支援を実施中。
- グリーンイノベーション基金を活用した研究開発に取り組む積水化学工業株式会社は、一般供用施設における実証 計画を世界で初めて公表し、社会実装に向けた動きも加速。

グリーンイノベーション基金による開発の進捗状況

<実用化に向けた流れと課題>

①実験室レベルでの技術開発

②製品化に向けた大型化等

(80億円)

実施中

(120億円)

2022~2025年度 平)

大型化に向けた研究開発の進捗を踏まえ、早期社会実装に向けた実証に移行

③ユーザーと連携した実証

最速で2023年度から開始~2030年度を予定

積水化学工業・JR西日本プレスリリース(2022年8月3日)

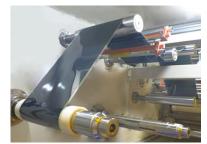
- ・積水化学工業は**屋外耐久性10年相当**を確認し、30cm幅のロールtoロール製造プロセスを構築。(発電効率15.0%)
- ·2025年に全面開業するJR西日本「うめきた(大阪)駅」広場部分にフィルム型ペロブスカイト太陽電池を設置。
- ※一般供用施設でのペロブスカイト太陽電池採用計画は世界初(JR西日本調べ)



ペロブスカイト太陽電池



JR西日本「うめきた(大阪)駅 Iイメージ図

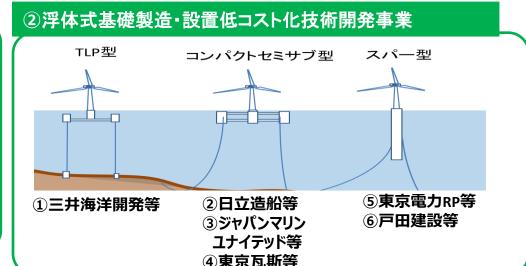


ロールtoロールによる製造

産業・人材育成:浮体式洋上風力の技術開発 (GI基金予算額:1,195億円)43

■ まずは、2022年より台風、落雷等の気象条件やうねり等の海象条件等のアジア市場に適合し、また(1)日本の強みを活かせる要素技術の開発を4分野(①~④)において進めつつ(フェーズ1:345億)、最速2023年度から(2)システム全体として関連要素技術を統合した実証を行う(フェーズ2:850億)ことで、商用化につなげる。

①次世代風車技術開発事業 ● ナセル内部部品(軸受・増速機) 【大同メタル工業株式会社】 風車主軸受の滑り軸受化開発 【株式会社 石橋製作所】 15MW超級増速機ドライブトレインの開発など 【NTN株式会社】 洋上風力発電機用主軸用軸受のコスト競争力アップ ● タワー 【株式会社駒井ハルテック】 洋上風車用タワーの高効率生産技術開発・実証



④洋上風力運転保守高度化事業

【関西電力等】

ドローンを使った浮体式風車ブレードの革新的点検技術の開発 【古河電気工業等、東京汽船等の2者】

海底ケーブル敷設専用船(CLV)、風車建設・メンテナンス専用船(SOV)

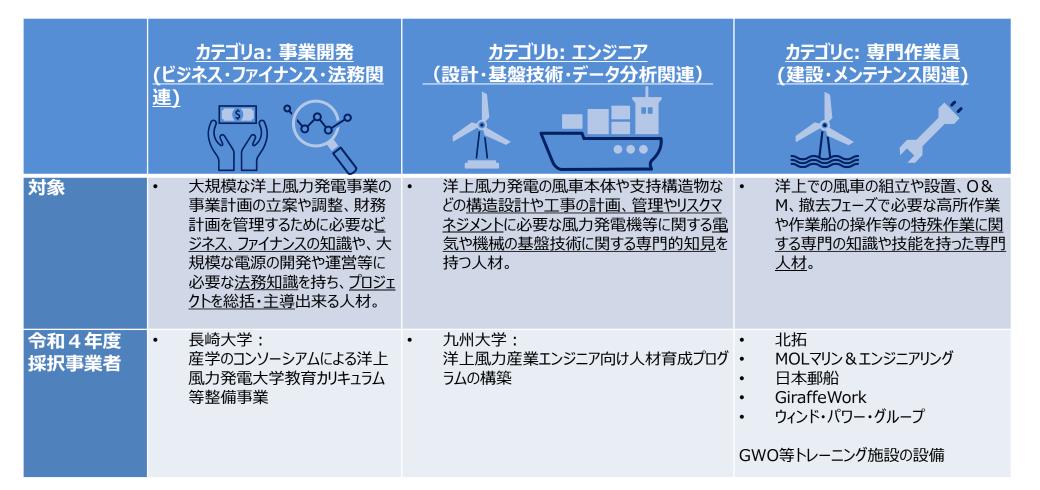
【東京電力RP等、株式会社北拓、NTN、戸田建設の4者】 デジタル技術やAI技術による予防保全やメンテナンス高度化

フェーズ2:風車・浮体・ケーブル・係留等の一体設計を行い最速2023年から実証を行う(上限額850億円)

ニューアブルパワーHP

産業・人材育成:洋上風力に関する人材育成

- これまで、洋上風力に必要なスキルの棚卸しを行い、スキルの習得やスキル転換を図っていくための方策を産官学で連携して検討していたところ。
- 今年度から、カテゴリa.事業開発(ビジネス・ファイナンス・法務関連)、カテゴリb.エンジニア(設計・基盤記述・データ分析関連)、カテゴリc.専門作業員(建設・メンテナンス関連)の3分野に関する、カリキュラム作成支援や、トレーニング施設の設備補助を予定しており、事業者を採択。



GX実行会議(第2回) (2022年8月24日) 資料1より抜粋

~2023春

~2025

2030年

2050年

【次世代ネットワークの構築】

- ●北海道等の再エネポテンシャルを活用するための**北海道~本州間の海底直流送電の整備**(200万kW新設)
- 東西の更なる連系に向けた50/60Hz変換設備の増強(210→300万kW(2027年度))
- ●2022年度中に策定予定の**マスタープランに基づく系統整備**(約3.8~4.8兆円:中間整理試算)
- 系統投資に必要な**資金(数兆円規模)の調達環境の整備**

【調整力の確保】

- ●定置用蓄電池の導入加速
 - 低コスト化、DRでの活用、接続ルールの整備等
- ●長期脱炭素電源オークション
 - 蓄電池、揚水、水素等の脱炭素電源に対する投資を促す仕組みの早期具体化
- ●水素・アンモニアの活用
 - 国際水素サプライチェーンの構築
 - 余剰再エネ等を活用した水電解装置による国産水素の製造

【イノベーションの加速】

- ●国産 次世代型太陽電池 (ペロブスカイト/屋根や壁面などの有効活用)
 - 実証(2023~)→社会実装(2025~)→早期に大規模活用
- ●洋上風力
 - 浮体式大規模実証(2023~)、セントラル方式導入による案件組成(2025~)

に向けた系統整備/ 調整力の確保

①再エネ大量導入

太陽光

2030年:104-118GW

洋上風力案件組成

2030年:10GW

2040年:30-45GW

②国産再エネの 最大限の導入

2030年36~38%実現 (2021年10月閣議決定)

【国産再エネの最大限導入】

- ●**事業規律の強化**に向けた制度的措置の強化
- ●国民負担軽減も見据え、入札制度の活用・新制度(FIP)の導入(2022年~) (FIT/FIP制度に基づく2022年度再エネ買取見込額: 4.2兆円)
- ●地域と共生した再エネの導入拡大
 - 公共部門の率先実行:設置可能な建築物等の約50%の導入(6.0GW)
 - 改正温対法に基づく促進区域制度等を通じた地域共生型再エネの推進(8.2GW)
- 既設再工ネ(太陽光約60GW)の最大活用:増出力・長期運転に向けた追加投資の促進

- 1. 国内外の再生可能エネルギーの現状
 - (1) 直近のデータ
 - (2) 国内の政策動向(再エネ政策の全体像)

2. 今年度の調達価格等算定委員会の論点案

● 足元のエネルギー情勢やGXの加速に向けた検討

- ▶ 再エネについては、2050年カーボンニュートラルや2030年度再エネ比率36~38%との野心的な導入目標の実現に向けて、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していくことが基本方針。
- ▶ 特に、足元、ロシアによるウクライナ侵略をきっかけに世界のエネルギー情勢が一変する中で、エネルギーの安定 供給の確保を大前提に、クリーンエネルギー中心の経済社会・産業構造の転換(GX)を加速させることが 必要。こうした中、再エネの導入拡大はエネルギー源の多様化にも資することから、再エネの最大限活用を進 めていくことが重要。
- ▶ 今年度の本委員会では、こうした点をふまえた、再エネ大量導入小委員会等の関係審議会における検討も ふまえつつ、調達価格/基準価格や入札制度等について検討すべきではないか。

(参考) 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	2024 年度	価格目標
						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 10円/9.88円/ 9.75円/9.63円 (250kW以上) ※6	以上)		
事業用太陽光 (10kW以上) 【20年】	40円	36円	32円	29円×1 27円	24円	21円 (10kW以上 2,000kW未	18円 (10kW以上 2,000kW未	14円 (10kW以上	12円 (50kW以上 250kW未満)	11円 (50kW以上 250kW未満)	10円 (50kW以上 250kW未満)	9.5円 (50kW以上 入札対象未満)		7円 (2025年)
				※1 7/1~ (利潤配慮期間 終了後)		満)	満)	500kW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)	10 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 ※3 出力制御	31円 33円※3 対応機器設置義務	28円 30円※3 あり(2020年度以降		24円 26円※3 かかわらず同区分)	21円	19円	17円	16円		卸電力 市場価格 (2025年)
風力 _{※4} 【20年】		22F	円 (陸上20kV					19円	18円 ′	入札制(250kW以上 人札外(250kW未満 17 円		50kW以上) (50kW未満) 15円	14円	8~9円
			55円 (陸上20kW未満) 36円 (洋上風力 (着床式・浮体式			孚体式))	36円((着床式)	入札制 34円	32円	29円	入札制	1113	(2030年)
								36円(浮体式)						
		24F	24円 21 (20,000 wb) 24円 (バイオマス液体燃料) 24円 (20,000 kw) 24円 (20,0				20.6円	入札制 19.6円	入札制 19.6円	入札制 18.5円	入札制 (_{事前非公表)}	入札制		
バイオマス		24	4円(一般木材	等)		24円 21円 (20,000kW以上		入札制 20.6円 (10 000MN/ F)						
【20年】			11 3(13×11)3	.37			·		0kW未満) ※5					
	,	32円(未利用	月材)				32円(2,00 40円(2,00	00kW以上) ※5 00kW未満) ※5						FIT制度 からの
					39F	(メタン発酵バイオガス	発電) ※5					35円 ※5		中長期的な
1th #h										自立化を				
地熱 【15年】									目指す					
		24円。	1,000kW以上30,0	00kW未満)		24円			000kW以上30,00			16円		
水力 *4		∠ II J(.	±,00000111以上30,00	OON VV 不利利)		29円(200kW以上1,000		1,000kW以上5,00	OkW未満)				4
【20年】							34円(200kW未満							

^{※2 10}kW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適用する。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・水力のリプレースは、別途、新規認定より低い価格を適用。 ※5 FITの新規認定には、2022年度から自家消費/地域消費・地域一体型の地域活用要件を適用する。

^{※6} 既築の建物への屋根設置または1,000kW未満のFIPの新規認定は、入札対象範囲外で調達価格・基準価格10円を適用。 ※7 既築の建物への屋根設置または500kW未満のFIPの新規認定は、入札対象範囲外で調達価格・基準価格9.5円を適用。

^{※8} 入札は、FIP新規認定について、2022年度は適用なし。

(参考) FIT/FIP・入札の対象(太陽光・風力)のイメージ

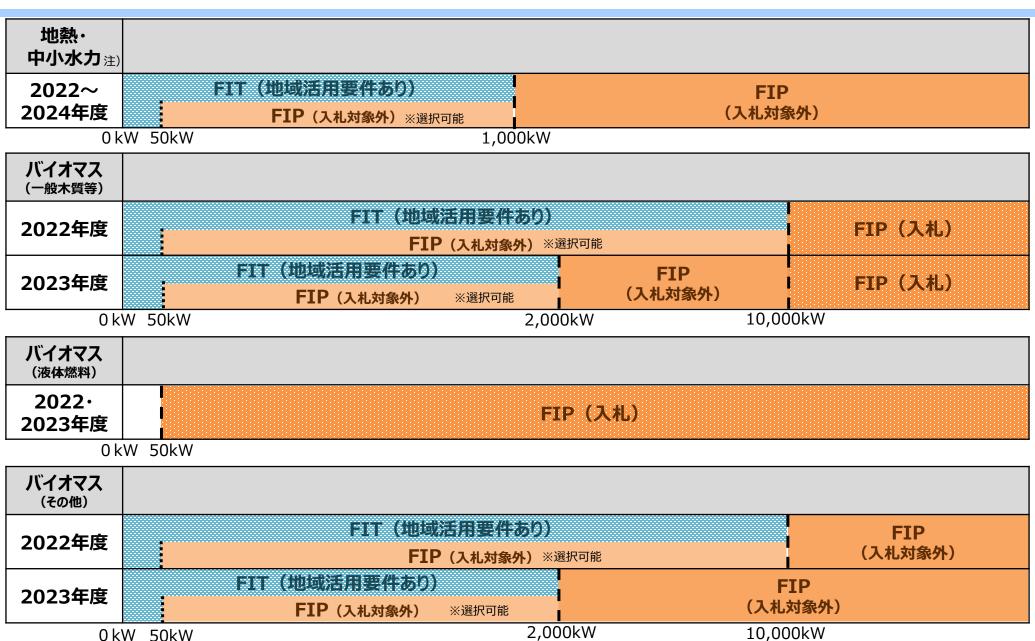


0 kW 50kW

注1) 太陽光の2023年度、2024年度の入札対象の閾値は、2022年度の閾値をそのまま仮定していることに留意。 注2) 2024年度にFIP制度のみ認められる対象は原則250kW以上

注1) ストルースは入札対象外。なおかつ1,000kW未満は、FIT/FIPが選択可能。 注4) 沖縄地域・離島等供給エリアは地域活用要件なしでFIT制度を選択可能とする。 注5) 浮体式洋上風力については、FIT/FIPが選択可能。

(参考) FIT/FIP・入札の対象(地熱・中小水力・バイオマス)のイメージ 50



注) 地熱・中小水力発電のリプレースは新設と同様の取扱い。

今年度の本委員会の主な論点(電源ごとの論点①)(案)

<太陽光発電>

- 事業用/住宅用太陽光発電の2024年度の調達価格/基準価格・入札上限価格等および価格目標に係る検証
 - ▶ 価格目標(※)の目標年が近づく中での価格目標の達成に係る進捗や太陽光発電の自立化に向けた道筋、地域と共生した再工ネの導入拡大に向けて、設置の形態(屋根設置/地上設置)等に基づき、メリハリをつけて更なる導入促進策を図ることが重要との方向性をふまえつつ、より効率的な事業実施を促すために、2024年度の調達価格/基準価格・入札上限価格等をどう設定するか。
 - ※ 事業用太陽光:2025年に発電コスト7円/kWh 住宅用太陽光:2025年に卸電力市場価格並みの価格水準
- 事業用太陽光発電の2023年度の入札制
 - ▶ 今年度の入札実績(既築建物への屋根設置案件の入札免除の活用状況を含む)等もふまえつつ、競争性の確保を前提として、更なる導入拡大と継続的なコスト低減の両立を図るため、2023年度のFIT/FIP入札の対象や募集容量等について、どう設定するか。
- 事業用太陽光発電の2023年度以降のFIT/FIPの対象
 - > 50kW以上の太陽光発電については、電源毎の状況や事業環境をふまえながらFIP制度の対象を徐々に拡大し、早期の 自立化を促していくとの、これまでの本委員会の意見をふまえつつ、2023年度以降のFIT/FIPの対象をどう設定するか。
 - ▶ **長期電源化や市場統合を促していく観点**や、**FIP制度の対象拡大による混乱を防ぐ観点**をふまえつつ、これまでFIP制度の 適用が認められていない**低圧事業用太陽光発電(10-50kW)へのFIP制度の適用**について、どう考えるか。
- 低圧事業用太陽光発電(10-50kW)の地域活用要件
 - 地域活用要件に係る実績(集合住宅の屋根設置(10-20kW)に対するみなし自家消費の活用状況や営農型太陽光 発電の農地転用許可の取得状況を含む)等をふまえつつ、地域との共生を図りながら最大限の導入を促す観点や地域活 用電源の趣旨をふまえて、どう設定するか。
- FIP移行案件の事後的な蓄電池併設時の価格変更
 - ▶ 蓄電池の活用を促す観点や国民負担の増大を抑制する観点をふまえつつ、FIP移行案件が事後的に蓄電池を併設する場合における基準価格の変更ルールについて、どう考えるか。

(参考) これまでの太陽光入札結果(2021年度まで)

- <u>事業用太陽光発電</u>については、2017年度から入札制を適用。入札対象範囲は、2017年度は「2,000kW以上」、 2019年度上期から「500kW以上」、2020年度上期から「250kW以上」に拡大。
- 2021年度太陽光入札では<u>価格予見性の向上や参加機会の増加</u>のため、<u>上限価格を事前公表に変更</u>するとともに、入札実施回数を年間4回に増加。この結果、2021年度太陽光入札(全4回)の<u>応札量は2020年度と比べて673MW増加(2.5倍増)</u>。また、2020年度最終回入札(第7回)と比較し、2021年度最終回入札(第11回)平均落札価格は<u>1.21円/kWh(11.20円/kWh⇒9.99円/kWh)低減。</u>

<事業用太陽光入札結果>

	事業用太陽光										
	第1回	第2回	第3回	第4回	第5回	第6回	第7回	第8回	第9回	第10回	第11回
実施時期	2017年度	2018年度 上期	2018年度 下期	2019年度 上期	2019年度 下期	2020年度 上期	2020年度 下期	2021年度 第1四半期	2021年度 第2四半期	2021年度 第3四半期	2021年度 第 4 四半期
入札対象		2,000kW以上	•	500k	N以上			250	kW以上		
募集容量	500MW	250MW	197MW	300MW	416MW	750MW	750MW	208MW	224MW	243MW	279MW
上限価格	21円/kWh	15.5円/kWh	15.5円/kWh	14.0円/kWh	13.0円/kWh	12.0円/kWh	11.5円/kWh	11.00円/kWh	10.75円/kWh	10.50円/kWh	10.25円/kWh
	事前公表	事前非公表	事前非公表	事前非公表	事前非公表	事前非公表	事前非公表	事前公表	事前公表	事前公表	事前公表
入札容量	141MW	197MW	307MW	266MW	186MW	369MW	79MW	249MW	270MW	333MW	269MW
(件数)	(9件)	(9件)	(16件)	(71件)	(72件)	(255件)	(92件)	(185件)	(215件)	(188件)	(273件)
平均入札	19.64円	17.06円	15.40円	13.46円	13.38円	11.49円	11.34円	10.85円	10.63円	10.34円	9.99円
価格	/kWh	/kWh	/kWh	/kWh	/kWh	/kWh	/kWh	/kWh	/kWh	/kWh	/kWh
落札容量	141MW	0MW	197MW	196MW	40MW	368MW	69MW	208MW	224MW	243MW	269MW
(件数)	(9件)	(0件)	(7件)	(63件)	(27件)	(254件)	(83件)	(137件)	(192件)	(81件)	(273件)
平均落札	19.64円	-	15.17円	12.98円	12.57円	11.48円	11.20円	10.82円	10.60円	10.31円	9.99円
価格	/kWh		/kWh	/kWh	/kWh	/kWh	/kWh	/kWh	/kWh	/kWh	/kWh

調達価格 決定方法

応札額を調達価格として採用 (pay as bid 方式)

(参考) 今年度の入札結果:第12回・第13回太陽光(第1四半期・第2四半期)53

- 第12回・第13回太陽光入札では、**上限価格は10.00円/kWh、9.88円/kWh**、募集容量は2回とも**FIT募 集容量(250-1,000kW)50MW、FIP募集容量(1,000kW以上)175MW**として実施。
- その結果、第12回太陽光入札では、FIT応札容量は25MW(応札件数39件)、FIP応札容量は129MW(応札件数5件)、第13回太陽光入札では、FIT応札容量は12MW(応札件数18件)、FIP応札容量は14MW(応札件数10件)という結果となり、2回とも全量落札となった。
- 一方で、**平均落札価格**は、第12回太陽光入札が<u>FIT:9.93円/kWh、FIP:9.87円/kWh</u>、第13回太陽光入札が**FIT:9.79円/kWh、FIP:9.81円/kWh**となり、**着実に低減**。

<第12回太陽光入札結果>

入札の結果								
	<u>FIT</u>	<u>FIP</u>						
募集容量	50MW	175MW						
入札参加件数·容量	55件/34MW	13件/181MW						
参加資格を得た件数・容量	54件/33MW	12件/179MW						
応札件数·容量	39件/25MW	5件/129MW						

落札の結果								
	<u>FIT</u>	<u>FIP</u>						
平均入札価格	9.93円/kWh	9.87円/kWh						
落札件数/容量	39件/25MW	5件/129MW						
最低落札価格	9.80円/kWh	9.85円/kWh						
最高落札価格	10.00円/kWh	9.90円/kWh						
平均落札価格	9.93円/kWh	9.87円/kWh						

<第13回太陽光入札結果>

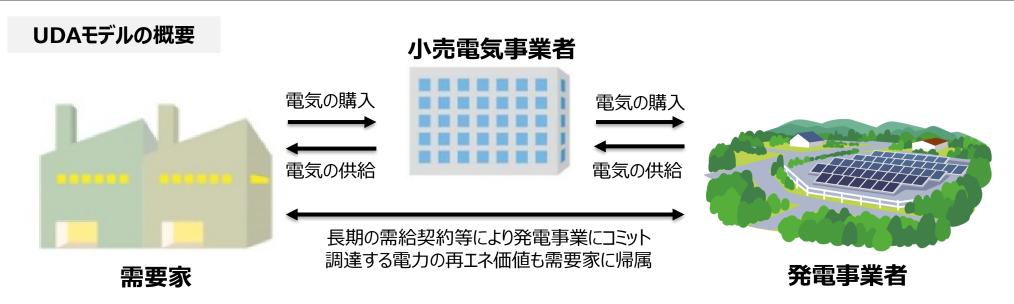
入札の結果								
<u>FIT</u> <u>FIP</u>								
募集容量	50MW	175MW						
入札参加件数·容量	23件/14MW	11件/44MW						
参加資格を得た件数・容量	23件/14MW	11件/44MW						
応札件数·容量	18件/12MW	10件/14MW						

	落札の結果	
	<u>FIT</u>	<u>FIP</u>
平均入札価格	9.79円/kWh	9.81円/kWh
落札件数/容量	18件/12MW	10件/14MW
最低落札価格	9.50円/kWh	9.70円/kWh
最高落札価格	9.88円/kWh	9.87円/kWh
平均落札価格	9.79円/kWh	9.81円/kWh

(参考) 需要家主導による再エネ導入の促進(再掲)

基本政策分科会(第50回)(2022年9月28日)事務局資料より一部修正

- 昨今、追加性のある再工ネ調達が求められる中、再工ネを必要とする需要家のコミットメント(長期買取や出資など)の下で、需要家、発電事業者、小売電気事業者が一体となって再工ネ導入を進めるUDA (User-Driven Alliance) モデルの拡大が重要。
- 経産省では、令和3年度補正予算及び令和4年度当初予算において、「需要家主導による太陽光発電導入促進補助金」を措置し、**FIT・FIP制度や自己託送制度によらない形で、太陽光発電により発電した電気を特定の需 要家に長期供給する**等の一定の要件を満たす場合の設備導入を支援。
- 令和3年度補正予算では、計19件・94MWの事業を採択(2022年度内に運転開始予定)。また、令和4年度当初予算では、計21件・115MWの事業を採択(2023年度末までに運転開始予定)。



- ✓ 電気を使用する需要家が長期にわたって電気を買い取ることで発電事業にコミットし、需要家主導による導入を進めるモデル。
 - ※オンサイトPPAやFIPによる相対取引などは、UDAの代表的な事例の一つ。

(参考)屋根設置太陽光の動向:環境省オンサイトPPA補助金など(再掲)

再工ネ大量導入・次世代NW小委員会(第44回)(2022年8月17日)資料1より抜粋

- 環境省では、民間企業における「PPAモデル」を含む**自家消費型太陽光発電**や**蓄電池の導入**を加速するため、補助事業を実施。
- 令和3年度の採択実績は、屋根太陽光が184MW、駐車場太陽光が8.4MW。
- 令和4年度の現時点での採択実績は、既に、屋根太陽光が<u>118MW</u>、駐車場太陽光が<u>9.5MW</u>。

民間企業による自家消費促進(令和3年度・4年度補助事業の実施結果)



【令和3年度】

屋根太陽光補助事業の採択実績(令和2年度第3次補正+令和3年度当初予算)

補助金所要額(千円)	太陽光パネル出力 (kW)	パワコン出力(kW)	蓄電池容量(kWh)	採択件数	蓄電池導入数	
8,839,952	229,333	184,169	6,428	728	85	

駐車場太陽光補助事業の採択実績(令和3年度当初予算)

補助金所要額(千円)	太陽光パネル出力 (kW)	パワコン出力(kW)	蓄電池容量(kWh)	採択件数	蓄電池導入数	
702,475	10,135	8,413	180	27	8	

【令和4年度】

屋根太陽光補助事業の採択実績(令和3年度補正+令和4年度当初予算)

補助金所要額(千円)	太陽光パネル出力 (kW)	パワコン出力(kW)	蓄電池容量(kWh)	採択件数	蓄電池導入数
5,187,730	148,364	118,384	5,107	396	108

※上記は1次公募の採択結果のみであり、2次公募の採択結果は含まれていない。

駐車場太陽光補助事業の採択実績(令和3年度補正+令和4年度当初予算)

補助金所要額(千円)	太陽光パネル出力 (kW)	パワコン出力(kW)	蓄電池容量(kWh)	採択件数	蓄電池導入数
857,456	11,365	9,546	183	24	3
and the second s	and the second s	A-1			

※上記は1、2次公募の採択結果のみであり、3次公募の採択結果は含まれていない。

(参考)事業用太陽光発電の年度別/規模別の認定/導入容量

2021年度の事業用太陽光発電の認定容量は約800MWに、認定取得期限に達していない第10回・第11回の落札容量を勘 案すると、2021年度は約1,300MWの認定量が見込まれ、2020年度の認定容量約900MWを上回る。

〈認定量:2022年3月末時点〉

単位:MW(件)

(注) オレンジハイライトは入札対象区分。

	10 -50kW	50 -100kW	100 -250kW	250 -500kW	500 -750kW	750 -1,000kW	1,000- 2,000kW	2,000kW-	10kW-全体合計
2012年度	2,251(93,804)	46(557)	389(2,447)	677(1,907)	543(962)	974(1,078)	3,433(2,181)	6,333(370)	14,646(103,306)
2013年度	6,434(214,962)	27(312)	368(2,164)	999(2,859)	828(1,498)	920(1,067)	5,163(3,409)	9,369(487)	24,107(226,758)
2014年度	3,296(134,217)	16(180)	277(1,666)	571(1,648)	381(688)	322(381)	1,606(1,065)	3,625(203)	10,094(140,048)
2015年度	1,546(57,759)	4(46)	90(540)	227(659)	143(253)	104(123)	476(319)	755(34)	3,345(59,733)
2016年度	2,283(72,745)	3(30)	104(598)	334(949)	185(324)	164(197)	542(379)	1,137(57)	4,752(75,279)
2017年度	1,663(50,800)	2(25)	69(390)	247(674)	95(159)	117(139)	382(257)	39(4)	2,613(52,448)
2018年度	2,269(65,470)	3(42)	121(665)	481(1,302)	221(362)	231(274)	961(626)	196(6)	4,484(68,747)
2019年度	1,684(45,151)	2(18)	55(299)	474(1,128)	1(2)	15(17)	85(48)	105(4)	2,422(46,667)
2020年度	224(5,510)	5(62)	260(1,190)	51(113)	18(29)	50(56)	129(80)	145(8)	881(7,048)
2021年度	212(5,111)	3(37)	289(1,323)	38(88)	35(59)	31(37)	152(97)	57(3)	817(6,755)
	21,863(745,529)	111(1,309)	2,022(11,282)	4,097(11,327)	2,451(4,336)	2,927(3,369)	12,929(8,461)	21,760(1,176)	68,160(786,789)

〈導入量:2022年3月末時点〉

単位: MW (件)

	10 -50kW	50 -100kW	100 -250kW	250 -500kW	500 -750kW	750 -1,000kW	1,000- 2,000kW	2,000kW-	10kW-全体合計
2012年度 2013年度	2,415(116,524)	45(534)	380(2,406)	561(1,610)	403(716)	640(707)	1,788(1,157)	539(55)	6,771(123,709)
2014年度	3,580(146,469)	23(271)	261(1,554)	562(1,645)	463(843)	542(624)	1,940(1,302)	1,000(85)	8,371(152,793)
2015年度	2,922(109,826)	13(150)	238(1,427)	562(1,618)	429(777)	441(515)	2,290(1,546)	1,255(91)	8,151(115,950)
2016年度	1,935(68,866)	8(91)	142(839)	356(1,016)	266(479)	250(292)	1,342(898)	1,145(87)	5,445(72,568)
2017年度	1,492(50,584)	4(43)	96(567)	295(848)	182(323)	185(215)	1,049(680)	1,443(96)	4,746(53,356)
2018年度	1,523(52,462)	4(44)	82(472)	267(742)	143(247)	162(189)	882(573)	1,843(100)	4,907(54,829)
2019年度	1,530(46,926)	3(29)	77(430)	288(780)	139(233)	164(192)	743(481)	1,937(104)	4,879(49,175)
2020年度	1,273(31,052)	2(24)	71(393)	317(832)	121(203)	156(183)	789(508)	2,271(129)	5,000(33,324)
2021年度	838(18,927)	4(47)	84(428)	219(563)	80(133)	100(117)	445(290)	1,963(98)	3,732(20,603)
	17,509(641,636)	105(1,233)	1,431(8,516)	3,428(9,654)	2,226(3,954)	2,639(3,034)	11,269(7,435)	13,395(845)	52,002(676,307)

※ 四捨五入の関係で合計が一致しない場合がある。

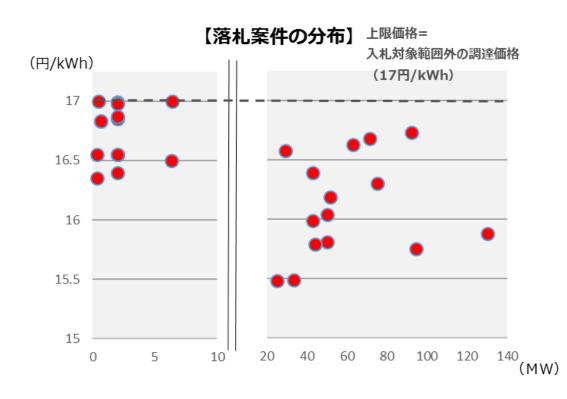
今年度の本委員会の主な論点(電源ごとの論点②)(案)

<風力発電>

- 陸上風力発電の2023年度以降の入札制 (募集容量・入札実施回数・上限価格等)
 - ▶ 今年度の入札結果(追加入札の有無を含む)や陸上風力発電の自立化に向けた道筋等をふまえつつ、導入ペースの加速を促すことと、より効率的な事業実施を促すため、2023年度入札の募集容量・入札実施回数等や、2025年度入札の上限価格について、どう設定するか。
- 小規模陸上風力発電(新設:50kW未満)の地域活用要件
 - 地熱発電・中小水力発電・バイオマス発電と同様に、太陽光発電と比べ立地制約が大きいことから、その地域活用要件の具体内容については、地熱発電・中小水力発電・バイオマス発電と同様の要件を設定するべきか。
- 着床式洋上風力発電(再エネ海域利用法適用外)の2023年度以降の取扱い
 - 着床式洋上風力発電(再エネ海域利用法適用外)の2023年度入札の上限価格やその事前公表/非公表、募集容量等について、どう設定するか。
- 浮体式洋上風力発電(再エネ海域利用法適用外)の2025年度の基準価格/調達価格
 - > 浮体式洋上風力発電(再エネ海域利用法適用外)の2025年度の基準価格/調達価格について、技術開発や環境整備の進展、海外における動向等をふまえて、どう設定するか。

(参考) これまでの入札結果(第1回陸上風力発電)

- 陸上風力発電については、2021年度から入札制に移行(対象:250kW以上)。
- 第1回入札は、上限価格を17.00円/kWh(事前公表)、募集容量を1,000MWとして、今年10月に実施。
- 応札件数・容量は32件・936MWと、募集容量1,000MWをわずかに下回り、応札分は全件落札された。
- 一方で、**平均落札価格は16.16円/kWh**と、**上限価格17.00円/kWhを大きく下回っており**、**コスト低減が着 実に進展している**と評価できる。
- なお、入札参加資格の審査のために事業計画を提出した件数・容量は44件・1,455MWであり、このうち12件・ 518MWは実際の入札まで進んでいない。その多くが、期日までの認定取得が困難等を理由に入札前に辞退した もの。



入札の結果

入札参加申込件数·容量 : **44件·1,455MW**

入札参加者の最大出力 : **130MW**

参加資格を得た件数・容量 : 39件・1,182MW

実際の入札件数·容量: 32件·936MW

落札の結果

上限価格 : **17.00円/kWh**

落札件数·容量 : **32件· 936MW**

平均落札価格 : 16.16円/kWh

今年度の本委員会の主な論点(電源ごとの論点③・その他)(案)

<地熱発電・中小水力発電>

- 地熱発電・中小水力発電の2024年度以降の取扱い
 - > 2024年度及び2025年度の調達価格/基準価格について、コスト動向等をふまえつつ、どう設定するか。
 - ・ 特に中小水力発電(1,000kW以上30,000kW未満)については、コスト実績が調達価格の水準を下回る中で、オーバーホールによる 運転維持費や設備利用率への影響実態等ふまえて、どう設定するか。
 - > 2025年度のFIT/FIPの対象について、電源の発電特性等をふまえつつ、どう設定するか。

<バイオマス発電>

- バイオマス発電の2024年度以降の取扱い
 - ▶ 2024年度の調達価格/基準価格について、コスト動向等をふまえつつ、どう設定するか。
 - ▶ **2024年度のFIT/FIPの対象**について、バイオマス発電の特性等をふまえつつ、どう設定するか。
- バイオマス発電の2023年度の取扱い
 - ▶ 2022年度も入札対象とされている一般木材等(10,000kW以上)及びバイオマス液体燃料(全規模)について、募集容量や上限価格、その事前公表/非公表等をどう設定するか。
 - ▶ また、バイオマス持続可能性WGにおいて、ライフサイクルGHGの確認手段等の残された論点に関する同WGの結論を得た上で、新規燃料の取扱いについて、どう検討するか。

くその他の論点>

- インボイス制度の導入に伴う調達価格における消費税の取扱い
 - ▶ 新規認定については、課税事業者の場合、インボイス発行事業者として登録を行うことを認定要件とする方向性の中で、インボイス発行事業者と非インボイス発行事業者で、調達価格における消費税の取扱いについて、どう設定するか。

60

第74回調達価格等算定委員会(2022年1月17日)資料1より一部修正

■ **昨年度のバイオマス持続可能性WG**(12月までに5回開催)では、「令和2年度の調達価格等に関する意見」等を踏まえ、「ライフサイクルGHG」、「新第三者認証スキームの追加等」の項目を検討。その内容は以下のとおり。

検討項目	整理した内容(要旨)	継続検討する内容(要旨)
ライフサイクルGHG	 【算定式】 復路便の扱い、土地利用変化を含む炭素ストックの変化に関する扱いについて整理。 【排出量の基準】 比較対象電源: 2030年のエネルギーミックスを想定した火力発電 比較対象電源のライフサイクルGHG: 180g-CO2/MJ電力 削減率: 2030年度以降に使用する燃料について▲70%を達成することを前提に、2022年度以降の認定案件(2021年度までの既認定案件のうち燃料の計画変更認定を受けたものを含む)に対し、制度開始後、2030年までの間は燃料調達毎に▲50%を要求。 2021年度までの既認定案件の扱い: ライフサイクルGHG排出量の基準に照らした最大限の排出削減に努めることを求め、当該取組内容等の自社のホームページ等での情報開示及び報告を求める。望ましい情報開示・報告の在り方は確認方法と併せて今後検討。 【確認手段】 ①FIT認定時、②燃料納入時に所定の削減率を下回ることを確認し、事業実施期間にわたりその書類の保存するとともに、報告を求める。 	【確認手段】 ● 以下2点について2022年以降に速やかに検討。 ● 既定値の策定。 ● 確認手段の整理。 ▶ 農産物の収穫に伴って生じるバイオマ
新第三者認証 スキームの追加	 第三者認証の中立性に関する基準の追加】 第三者認証スキームの中立性の担保に関する要件として、①認定機関がISO17011に適合しており、②認定機関においてISO17011に適合した認証機関の認定スキームが整備されていること、を持続可能性基準の評価項目として追加。 【新第三者認証の追加】 現行認められているRSPO・RSB・GGLに加えて、ISCC Japan Fit (PKSとパームトランクが対象)を追加。 【持続可能性確認に係る経過措置について】 パーム油については、持続可能性の確保に関する情報公開の履行徹底を求めたうえで、経過措置の期間を1年間延長し、2023年3月31日を確認の期限とする。コロナ禍における認証の手引きの整備による認証取得のペースの改善が予想されることから、これ以上の経過措置の延長は原則として行わないことを条件とする。 PKS及びパームトランクについては、従前のとおり2023年3月31日を確認の期限とするが、2022年夏頃を目途に、事業者による認証取得の加速化の取組及び認証体制の拡充を踏まえた認証の進捗や持続可能性の確保に関する情報公開の状況等を踏まえ、本WGにおいて改めて検証・検討を行う。 	【新第三者認証の追加】 ● 今回の評価では不採用となった第三者認証について、アップデートを確認し再検討。 ● 新たな第三者認証が整備され、評価を求められた場合は、新たに検討。

(参考) FIT制度におけるインボイス制度導入の影響について

再工ネ大量導入・次世代NW小委員会(第42回)(2022年6月7日)資料2より抜粋

- 現行制度においては、**買取義務者は、仕入れの事実を記載した帳簿および区分記載請求書の保存を要件として、 全ての認定事業者(課税・免税の区別無し)との取引について仕入税額控除ができる**。
- インボイス制度開始後は、認定事業者へ支払う買取価格のうち、買取義務者は仕入れの事実を記載した帳簿および適格請求書(インボイス)の保存等を要件として、インボイス発行事業者との取引についてのみ仕入税額控除が可能。
- インボイスを発行できない**免税事業者などとの取引において、買取義務者はインボイスを取得できないため、当該取** 引分の仕入税額控除ができない。

<FIT制度における資金の流れ概要(イメージ)>

○現在(~2023.10まで)



○インボイス導入後(2023.10~)



(参考) 再エネ大量導入小委員会における御議論(インボイス制度)

再工ネ大量導入・次世代NW小委員会(第42回)(2022年6月7日)資料2より抜粋

インボイス制度の導入に伴うFIT制度運用上の対応方針(案)

- FIT制度下においては、買取義務者(すなわち買手事業者)に法律に基づき特定契約の申込みに応じる義務が課せられているため、FIT認定を受けた発電事業者がインボイス発行事業者として登録を受けない場合や免税事業者である場合など、**当該取引分の仕入税額控除ができない場合**、買取義務者に新たな消費税負担が生じることとなる。
- こうした買取義務者の新たな税負担は、消費税制度の改正に伴い、FIT制度に係る全ての取引を対象にやむを得ず生じるものであることから、買取義務者に過度な負担が生じ買取業務の継続が困難となることのないよう、以下の様な措置を検討することとしてはどうか。

1. 新規認定の扱い

- ▶ 新規認定ついては、課税事業者がインボイス発行事業者として登録を行うことを認定要件とする。
- ▶ その上で、インボイス発行事業者と非インボイス発行事業者で、買取価格における消費税の取扱いについて、区別して設定する方向で、調達価格等算定委員会にて検討することとしてはどうか。

2. 既認定の扱い

- ▶ 課税事業者がインボイス発行事業者として登録を行うことを求めた上で、課税事業者に対してインボイス発行事業者としての登録に係る周知徹底に取り組むことを前提に、インボイスが発行されない取引については、当該取引による買取義務者の消費税負担分を制度的に措置することとしてはどうか。
- ▶ ただし、課税事業者がインボイス発行事業者として登録を行うよう買取義務者とも連携してしっかりと広報等に取り組むと共に、具体化に向けた影響調査等を行うこととしてはどうか。