

再生可能エネルギーの主力電源化 に向けた課題と展望

2019年7月10日

経済産業省 資源エネルギー庁

省エネルギー・新エネルギー部 政策課長

山崎琢矢

Takuya Yamazaki

本日はお話しすること

1. 再生可能エネルギーが置かれた現状
2. 主力電源化に向けた課題と対応
3. 今後の課題

1. 再生可能エネルギーが置かれた現状

2. 主力電源化に向けた課題と対応

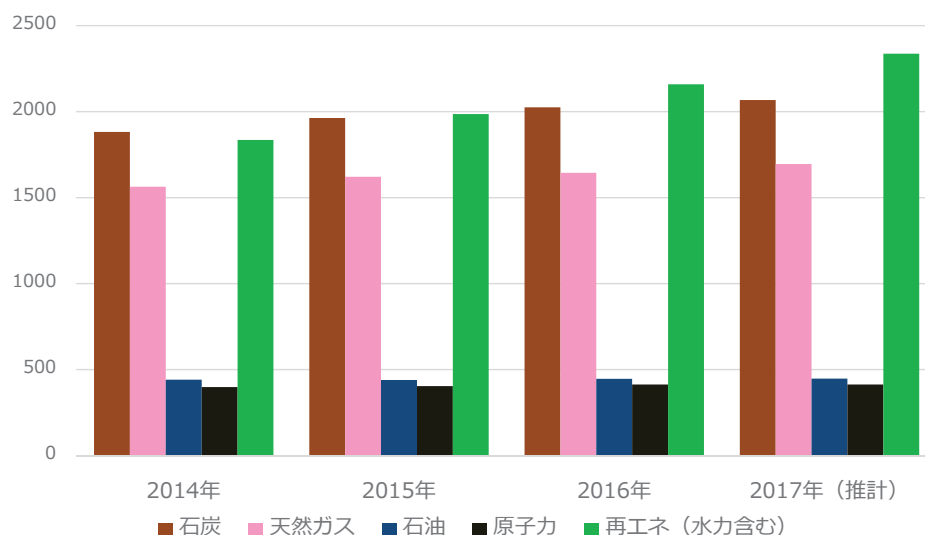
3. 今後の課題

世界の再生可能エネルギーの導入状況

3

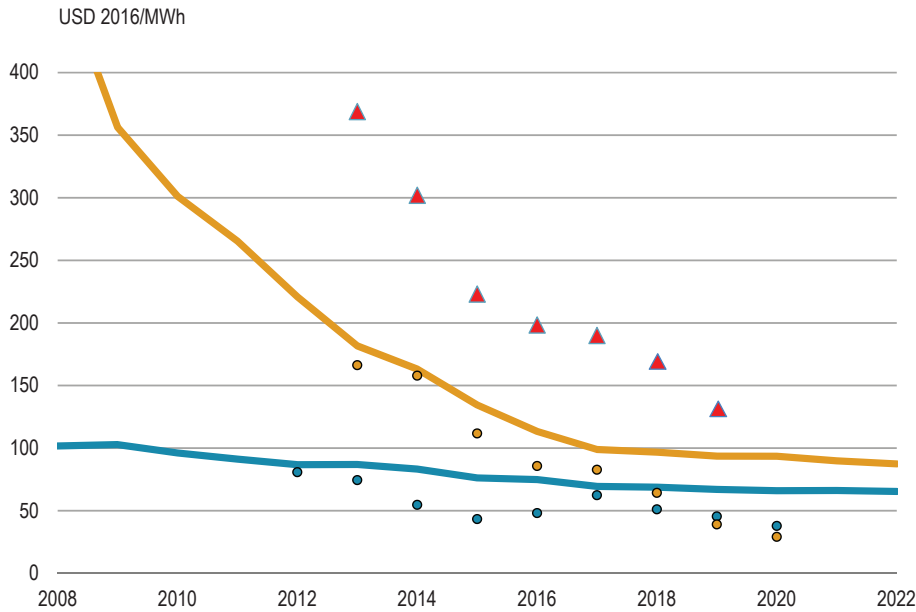
- 2015年に、発電設備容量（ストック）ベースではじめて再エネ>石炭。
- その後も、発電設備容量（ストック）、年間導入量（フロー）ともに、着実に増加している。

世界全体の発電設備容量（ストック）



IEA「World Energy Outlook」2016~2018年度版より資源エネルギー庁作成

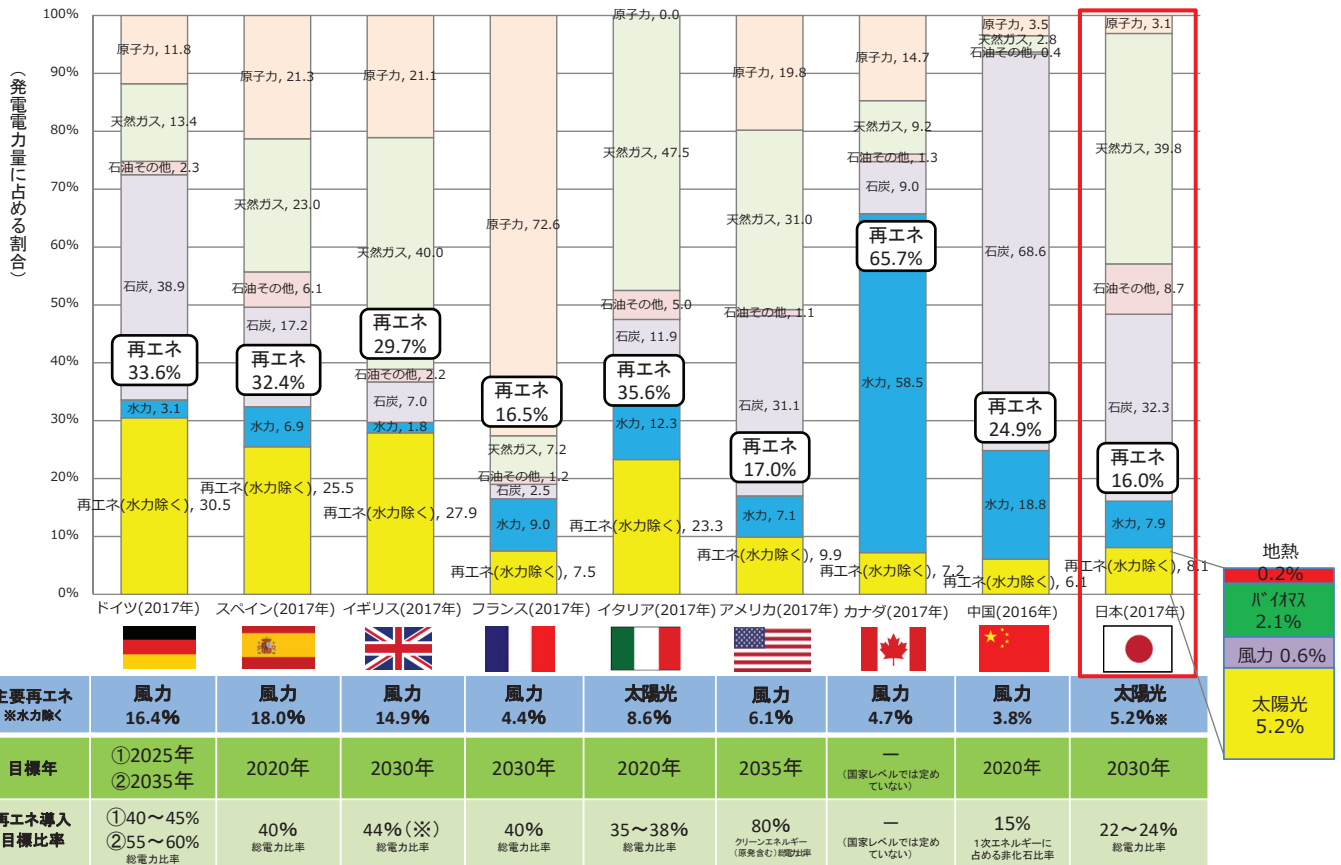
- 太陽光・風力ともに、10円/kWh未満での売電契約が広がる。



- Onshore wind average auction price
- Solar PV average auction price
- Solar PV - utility scale LCOE
- Onshore wind LCOE
- ▲ Japan FIT - PV-utility

出典: IEA Renewables 2017

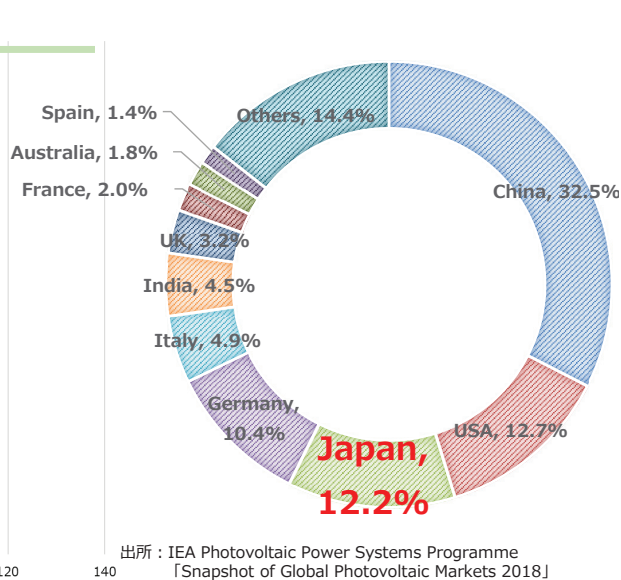
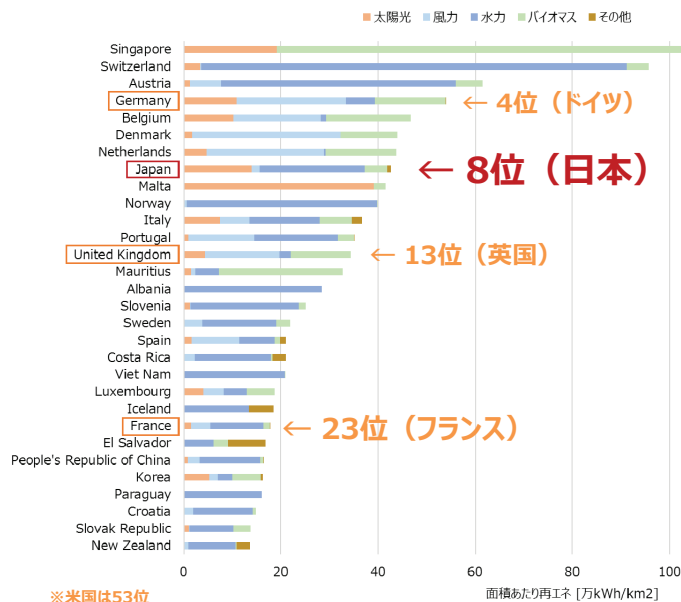
欧州主要国の再エネ発電比率は、30%前後に到達



- **面積当たり再エネ導入量（2016年）**については、**日本は世界第8位（英国やフランスより上）**。
- **太陽光発電の累積導入容量（2017年）**については、**日本は世界第3位**。

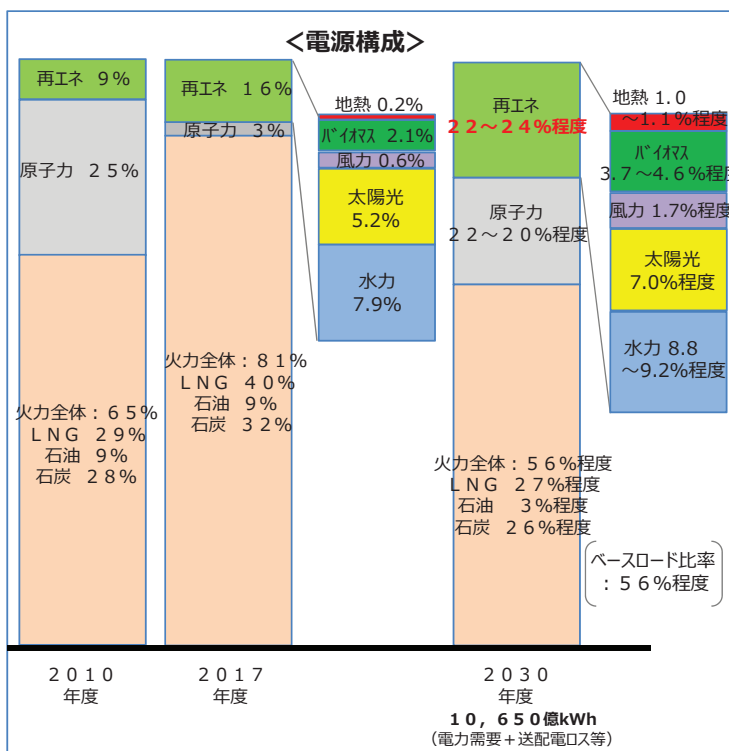
面積当たり再エネ導入量（上位30か国：2016年）

累積太陽光発電設備容量（2017年）



出所：IEA World Energy Balances, 総務省統計等より作成

「エネルギーミックス」実現への道のりは、道半ば

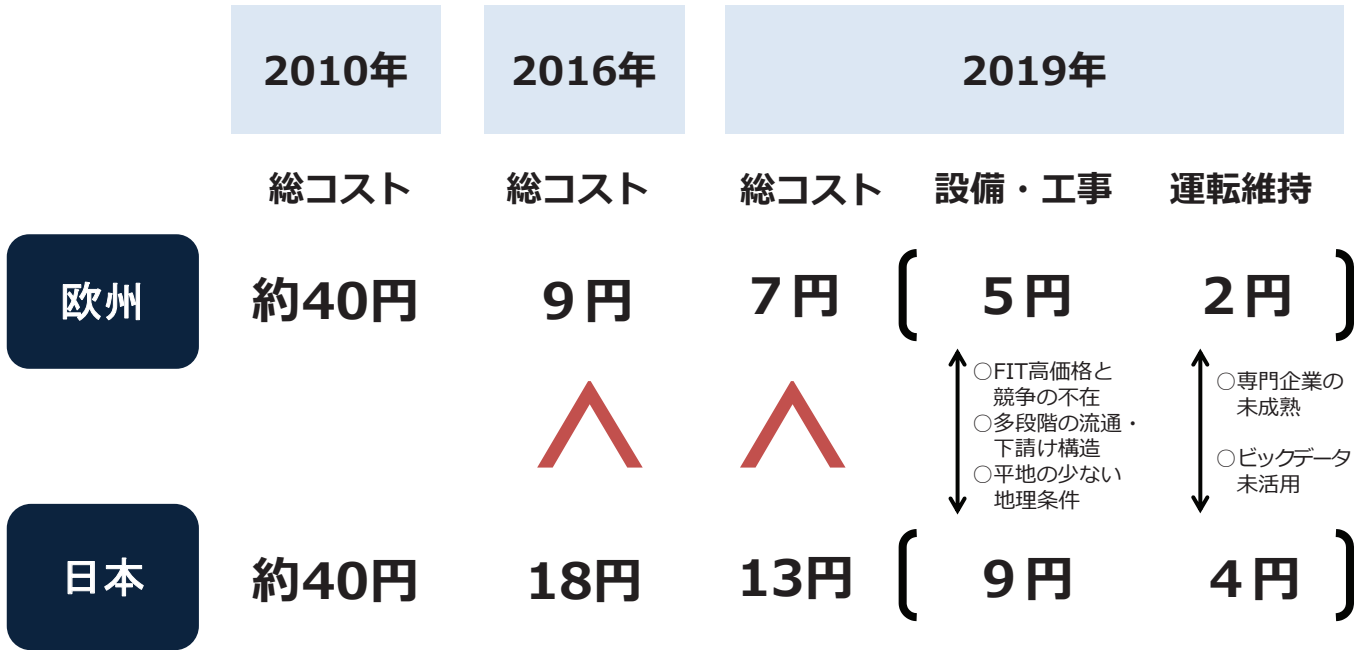


(kW)	導入水準 (18年12月)	FIT前導入量 + FIT認定量 (18年12月)	ミックス (2030年度)	ミックスに 対する 導入進捗率
太陽光	4,870万	7,830万	6,400万	約76%
風力	370万	960万	1,000万	約37%
地熱	51万	60万	140~155万	約35%
中小水力	970万	990万	1,090~1,170万	約86%
バイオ	380万	1,100万	602~728万	約58%

※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（2019年1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。

日本もコストダウン進む。一方で、いまだに欧州の2倍

欧州と日本の太陽光発電コストの推移 [円/kWh]

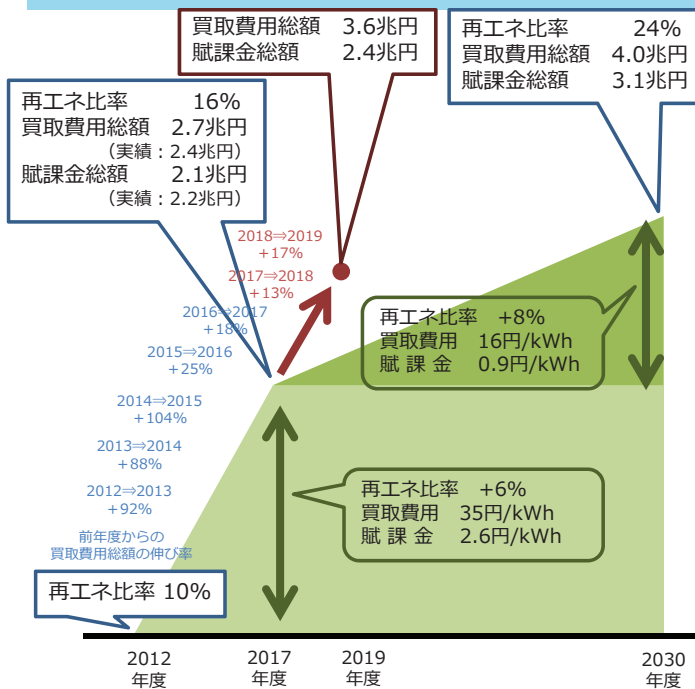


※ 2010年の欧州・日本の総コストは、世界平均の太陽光発電コスト。1\$ = 110円換算。欧州は、独仏英伊の平均値。

(出所) Bloomberg New Energy Financeデータより資源エネルギー庁推計

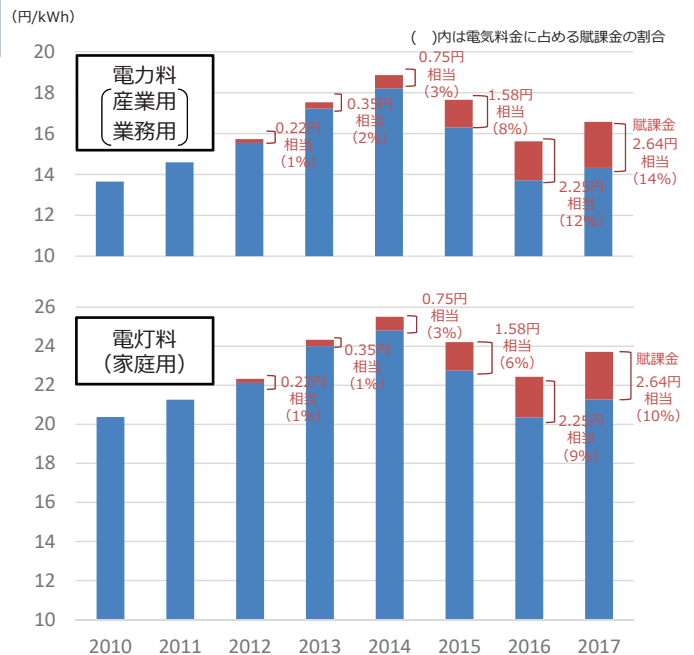
国民負担の増大が続く

- 2019年度の買取費用総額は3.6兆円、賦課金総額は2.4兆円。
- 再エネ比率10%→16% (+6% : 2017年度) に約2兆円/年の賦課金。今後、16%→24% (+8%) を+約1兆円/年で実現。



(注) 2017~2019年度の買取費用総額・賦課金総額は試算ベース。
 2030年度賦課金総額は、買取費用総額と賦課金総額の割合が2030年度と2017年度が同一と仮定して算出。
 kWh当たりの買取金額・賦課金は、(1) 2017年度については、買取費用と賦課金については実績ベースで算出し、
 (2) 2030年度までの増加分については、追加で発電した再エネが全てFIT対象と仮定して機械的に、①買取費用は総買取費用を総再エネ電力量で除したものと、②賦課金は賦課金総額を全電力量で除して算出。

<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。

- FIT認定容量約8,977万kWの約81%を太陽光発電が占める。国民負担（2019年度の買取費用総額3.6兆円）の約7割※が事業用太陽光発電。
※残りは、1割強がバイオマス発電、2割弱がその他の電源。
- 特に、制度創設初期の2012・13・14年度に認定を受けた事業用太陽光発電のFIT認定容量が約5,369万kW。買取費用が総額3.6兆円の6割超（約2.2兆円）。

＜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 23%
	2013年度認定	1.0兆円 29%
	2014年度認定	0.4兆円 10%
	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	0.03兆円 0.7%
	2018年度認定	0.03兆円 1%
	2019年度認定	0.01兆円 0.3%
	(合計)	(2.5兆円) (70%)
風力発電		0.1兆円 4%
地熱発電		0.02兆円 0.5%
中小水力発電		0.06兆円 2%
バイオマス発電		0.4兆円 10%
移行認定分（※約半数が住宅用太陽光）		0.3兆円 9%
合計		3.6兆円 —

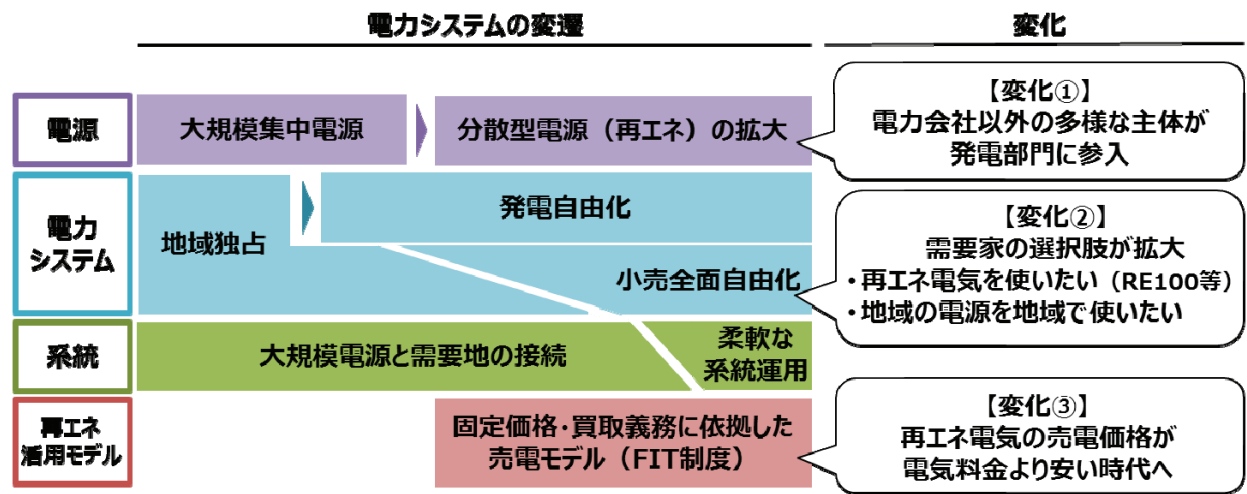
「再エネ」を求めるモメンタム（RE100プロジェクト）

- 2019年7月現在、177社がコミットしており、日本企業も19社が加盟。「再生可能エネルギーとしての付加価値」への需要が高まっている。



再生可能エネルギーがもたらす電力システムの変容

● 電力システム改革の進展と再生可能エネルギーの大量導入によって、電力供給の担い手と需要家側のニーズが多様化し、「大手電力会社が大规模電源と需要地を系統でつなぐ従来の電力システム」から「分散型電源も柔軟に活用する新たな電力システム」へ着実に変化。



1. 再生可能エネルギーが置かれた現状
2. 主力電源化に向けた課題と対応
3. 今後の課題

- 第5次エネルギー基本計画では、「**再生可能エネルギーの主力電源化**」を目指すことを明確化。
- 中長期的には、他の電源と比較して競争力ある水準までの**コスト低減**と**FIT制度からの自立化**を図り、再エネを**日本のエネルギー供給の一翼を担う長期安定的な主力電源**にしていく。

＜エネルギー基本計画の概要＞

＜エネルギー基本計画における記載＞

<p>「3E+S」</p> <ul style="list-style-type: none"> ○ 安全最優先 (Safety) ○ 資源自給率 (Energy security) ○ 環境適合 (Environment) ○ 国民負担抑制 (Economic efficiency) 	⇒	<p>「より高度な3E+S」</p> <ul style="list-style-type: none"> + 技術・ガバナンス改革による安全の革新 + 技術自給率向上/選択肢の多様化確保 + 脱炭素化への挑戦 + 自国産業競争力の強化
<p>2030年に向けた対応 ～温室効果ガス26%削減に向けて～ ～エネルギーミックスの確実な実現～</p> <p>〔現状は道半ば 計画的な推進〕 〔実現重視の取組 施策の深掘り・強化〕</p> <p>＜主な施策＞</p> <ul style="list-style-type: none"> ○ 再生可能エネルギー <ul style="list-style-type: none"> ・主力電源化への布石 ・低コスト化、系統制約の克服、火力調整力の確保 ○ 原子力 <ul style="list-style-type: none"> ・依存度を可能な限り低減 ・不断の安全性向上と再稼働 ○ 化石燃料 <ul style="list-style-type: none"> ・化石燃料等の自主開発の促進 ・高効率な火力発電の有効活用 ・災害リスク等への対応強化 ○ 省エネ <ul style="list-style-type: none"> ・徹底的な省エネの継続 ・省エネ法と支援策の一体実施 ○ 水素/蓄電/分散型エネルギーの推進 		<p>2050年に向けた対応 ～温室効果ガス80%削減を目指して～ ～エネルギー転換・脱炭素化への挑戦～</p> <p>〔可能性と不確実性 野心的な複数シナリオ〕 〔あらゆる選択肢の追求 科学的レビューによる重点決定〕</p> <p>＜主な方向＞</p> <ul style="list-style-type: none"> ○ 再生可能エネルギー <ul style="list-style-type: none"> ・経済的に自立し脱炭素化した主力電源化を目指す ・水素/蓄電/デジタル技術開発に着手 ○ 原子力 <ul style="list-style-type: none"> ・脱炭素化の選択肢 ・安全追求/バックエンド技術開発に着手 ○ 化石燃料 <ul style="list-style-type: none"> ・過渡期は主力、資源外交を強化 ・ガス利用へのシフト、非効率石炭フェードアウト ・脱炭素化に向けて水素開発に着手 ○ 熱・輸送、分散型エネルギー <ul style="list-style-type: none"> ・水素・蓄電等による脱炭素化への挑戦 ・分散型エネルギーシステムと地域開発 (次世代再エネ・蓄電、EV、マイクログリッド等の組合せ)
<p>基本計画の策定 ⇒ 総力戦（プロジェクト・国際連携・金融対話・政策）</p>		

第2章第1節3.
(1) 再生可能エネルギー
②政策の方向性

再生可能エネルギーについては、2013年から導入を最大限加速してきており、引き続き積極的に推進していく。(略) これにより、2030年のエネルギーミックスにおける電源構成比率の実現とともに、**確実な主力電源化への布石としての取組を早期に進める。**(略)

第2章第2節3.
(略)

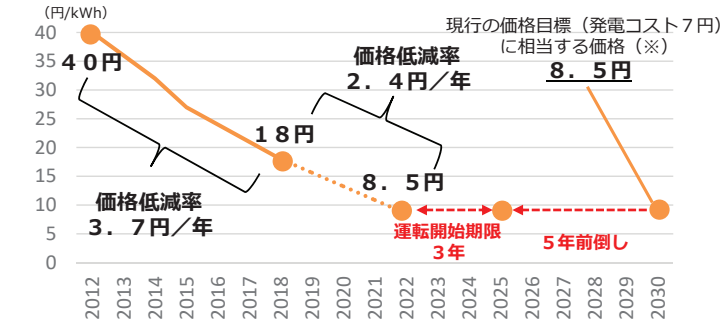
他の電源と比較して競争力ある水準までのコスト低減とFIT制度からの自立化を図り、**日本のエネルギー供給の一翼を担う長期安定的な主力電源**として持続可能なものとなるよう、円滑な大量導入に向けた取組を引き続き積極的に推進していく。
(略)

第5次エネルギー基本計画を踏まえた検討の視点



- **事業用太陽光の価格目標を「2030年発電コスト7円/kWh」から5年間前倒し。**
- **事業用太陽光の入札対象範囲を2019年度は500kW以上に拡大**（現行2,000kW以上）。
 - **入札対象範囲外の調達価格については、2019年度は14円/kWh**（2018年は18円/kWh）。
- **風力発電も、今後、原則入札制導入の方向**（洋上風力はすでに決定）。

<事業用太陽光の価格目標のイメージ>



(※) 割引率 (IRR) は現在の調達価格の想定 (5%) を用いており、この水準が変動する場合、価格目標を達成するための価格は変わります。

<主な調達価格・入札対象範囲>

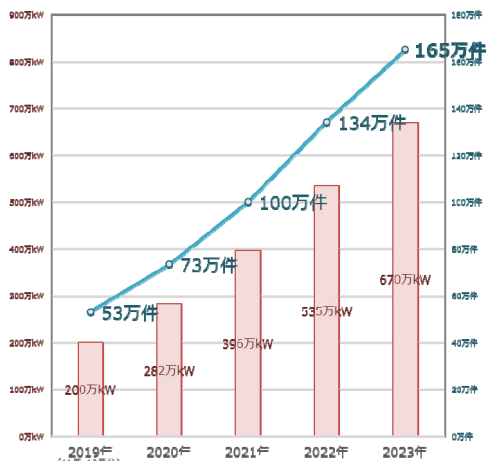
	2016年度	2017年度	2018年度	2019年度
事業用太陽光	24円	21円	18円	14円
洋上風力 (着床式)	36円	36円	36円	36円
バイオマス (※1)	24円	24円 (20,000kW以上) 21円 (20,000kW未満)	24円	24円

※1 一般木材等及びバイオマス液体燃料
 ※2 10,000kW以上の一般木材等及び全規模のバイオマス液体燃料

住宅用太陽光発電は今年から買取期間が順次終了、自立化への第一歩¹⁷

- 2019年11月より、10kW未満の住宅用太陽光発電設備はFIT買取期間が順次終了（2023年までの累積で約165万件・670万kW）。**自家消費**か、**相対・自由契約による売電**を選択することとなる。

FITを卒業する
住宅用太陽光発電の推移 (累積)



(出典) 費用負担調整機関への交付金申請情報、設備認定公表データをもとに作成。一部推定値を含む

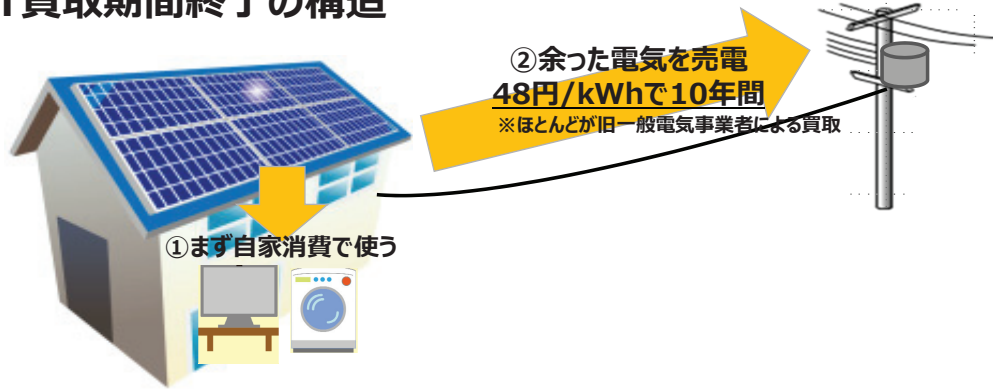
具体的な対応

政府による広報等	<ul style="list-style-type: none"> ● 情報提供サイトの設置、新聞・webへの周知広告等 ● 消費者庁等の関係省庁との連携 ● 自治体等による特色ある取組との連携
買取事業者への個別通知	<ul style="list-style-type: none"> ● 全ての対象世帯に買取事業者から個別に通知 ● 大手電力会社による個別通知は、自社の買取メニューだけでなく中立的な記載と必ずセットにする
買取事業者の対応	<ul style="list-style-type: none"> ● 買取メニューの2019年4月から6月末までに具体的な買取メニュー等を発表 ● 契約締結の解禁は、2019年4月以降の買取メニュー等の発表から
契約・営業活動の制約 (大手電力のみ)	<ul style="list-style-type: none"> ● 契約の解除を著しく制限する契約は結ばない (例：買取期間終了後1回目の契約では、違約金を設定しない)

(参考) FIT買取期間終了の構造

18

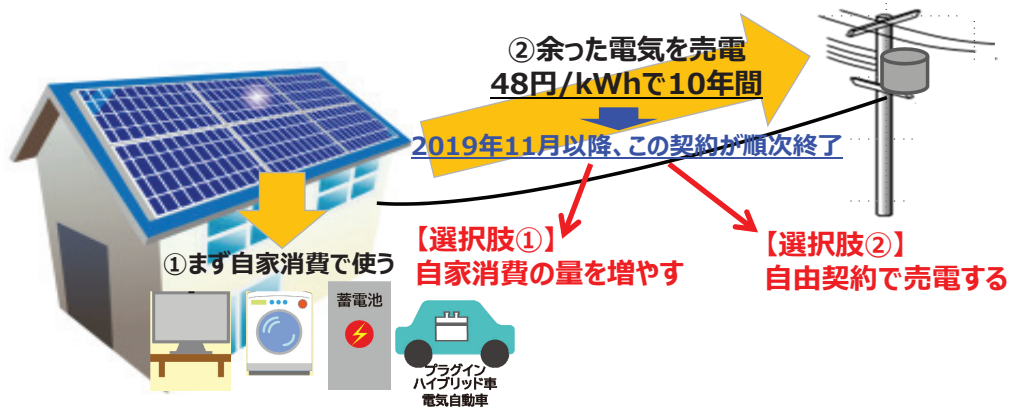
FIT買取期間中



<住宅用太陽光発電の調達価格 (/kWh)>

2009年度	2010年度	2011年度	2012年度	2013年度	2014年度
48円		42円		38円	37円

FIT買取期間終了後



FIT買取期間終了後の主な買取メニュー（大手電力）

19

- 大手電力会社の買取メニューについては、本小委員会とりまとめの要請どおり、2018年内に買取メニュー等の発表時期が公表され、そのスケジュールに従って2019年4月から6月までの間に具体的な買取メニューが発表された。

大手電力の買取メニュー

北海道電力	6/27発表	<u>8円/kWh</u> 、 <u>8円+北電ポイント/kWh</u>
東北電力	5/30発表	<u>9円/kWh</u> 、 <u>預かりプラン(電気使用量から差し引き)</u>
東京電力	6/27発表	<u>8.5円/kWh</u> 、 <u>預かりプラン(詳細は後日発表)</u>
中部電力	4/24発表	<u>7~8円/kWh</u> 、 <u>8.1円相当/kWh(Amazonギフト券)</u> 、 <u>7円+2WAONポイント/kWh</u>
北陸電力	4/26発表	<u>8円/kWh</u> 、 <u>年間定額プラン(1.5~3.5万円/年)</u>
関西電力	4/22発表	<u>8円/kWh</u>
中国電力	4/23発表	<u>7.15円/kWh</u>
四国電力	4/22発表	<u>7円/kWh</u> 、 <u>預かりプラン(電気使用量から差し引き。150kWh超は8円買取)</u>
九州電力	6/6発表	<u>7円/kWh</u>
沖縄電力	6/3発表	<u>7.5円/kWh</u>

※このほかにも、契約条件等によりカスタマイズされた様々なプランあり。

(出典) 各社HP・プレスリリースより資源エネルギー庁作成

● 新電力からも特色のある買取メニュー発表が相次いでおり、顧客獲得競争が本格化。

広域型	スマートテック	10円/kWh	東北、関東、中部、近畿、中国、九州エリア
	シェアリングエネルギー	8円/kWh	東北、関東、中部、近畿、中国、九州エリア
	出光昭和シェル	8.5円/kWh (九州エリア以外) 7.5円/kWh (九州エリア)	全国（沖縄除く）
	JXTGエネルギー	10円/kWh	中部、北陸、関西、中国、四国エリア※他エリアは今後発表
地域型	静岡ガス	7+α円/kWh※+αは増額分で今後発表	静岡全域、山梨・長野の一部
	東邦ガス	9円/kWh、 9.5円/kWh(同社サービス利用者)	愛知、岐阜、三重及び周辺地域
	大阪ガス	8.5円/kWh 9~9.5円/kWh(同社サービス利用者)	関西エリア
	サーラグループ	8円相当ポイント/kWh 10円相当ポイント/kWh(同社サービス利用者)	中部エリア
	宮崎電力	8円/kWh 10円/kWh(同社サービス利用者)	宮崎県内
	和歌山電力	8円/kWh 10円/kWh & 11円/kWh(7・8月のみ)	関西エリア
限定型	積水ハウス	11円/kWh	同社の住宅オーナー
	積水化学工業	9円/kWh 12円/kWh (蓄電池あり)	同社の住宅オーナー
	ならコープでんき	10円/kWh 11円/kWh(同社サービス利用者) 11円/kWh(同社サービス利用者+再エネ基金参加者)	組合員

※このほかにも、契約条件等によりカスタマイズされた様々なプランあり。

(出典) 各社HP・プレスリリースより資源エネルギー庁作成

「需給一体型」の再エネ活用モデル

① 家庭

① 家庭用太陽光と蓄エネ技術を組み合わせた効率的な自家消費の推進

- 蓄エネ技術の導入コストの低減
- ZEH+の活用、ZEH要件の在り方

② VPPアグリゲーターによる蓄電池等を活用した余剰電力の有効活用

- 蓄電池の導入コストの低減
- 制御技術の向上や各種電力市場の設計
- 柔軟な電気計量制度

② 大口需要家

① 敷地内（オンサイト）に設置された再エネ電源による自家消費

② 敷地外または需要地から一定の距離を置いた場所（オフサイト）に設置された再エネ電源による供給

- 関係機関で連携した相談・紛争処理機能による対応

<国内のオフサイト再エネ電源による供給事例（さくらインターネット）>

優先制御のしくみ

- 太陽光が発電していれば、優先して給電
- 太陽光がなくなれば、電力会社から給電
- 停電になれば、非常電池から給電

③ 地域

① 地域における再生可能エネルギーの活用モデル

- 地域の再エネと熱供給、コジェネなど他の分散型エネルギーリソースを組み合わせ経済的に構築したエネルギーシステムの普及拡大
- 海外事例を踏まえた事業構築のガイドライン等自立的に普及する支援策

② 地域の分散型エネルギーシステムを支える電力ネットワークの在り方

- 託送サービスや費用負担の在り方の検討



anholt 洋上風力発電所（デンマーク）
（400MW, 111基）

再エネ海域利用法の成立、施行

● 昨年臨時国会において「再エネ海域利用法」が成立、2019年4月1日施行。

【課題】

課題① 占有に関する統一ルールがない

- 海域の大半を占める一般海域は海域利用（占有）の統一ルールなし（都道府県の占有許可は通常3～5年と短期）
- 中長期的な事業予見可能性が低く、資金調達が困難。

課題② 先行利用者との調整の枠組みが不明確

- 海運や漁業等の地域の先行利用者との調整に係る枠組みが存在しない。

課題③ 高コスト

- FIT価格が欧州と比べ36円/kWhと高額。
- 国内に経験ある事業者が不足。

課題④ 系統につなげない・負担が大きい

- 洋上風力発電に適した地域において、系統枠が確保できない懸念。系統の負担が過大。

課題⑤ 基地となる港湾が必要

- 洋上風力発電の導入計画に比べて洋上風力発電設備の設置及び維持管理の基地となる港湾が限定的。

【対応】

- 国が、洋上風力発電事業を実施可能な促進区域を指定し、公募を行って事業者を選定、長期占有を可能とする制度を創設。

→ FIT期間とその前後に必要な工事期間を合わせ、十分な占有期間（30年間）を担保し、事業の安定性を確保。

- 関係者間の協議の場である協議会を設置。地元調整を円滑化。

- 区域指定の際、関係省庁とも協議。他の公益との整合性を確認。

→ 事業者の予見可能性を向上、負担を軽減。

- 価格等により事業者を公募・選定。

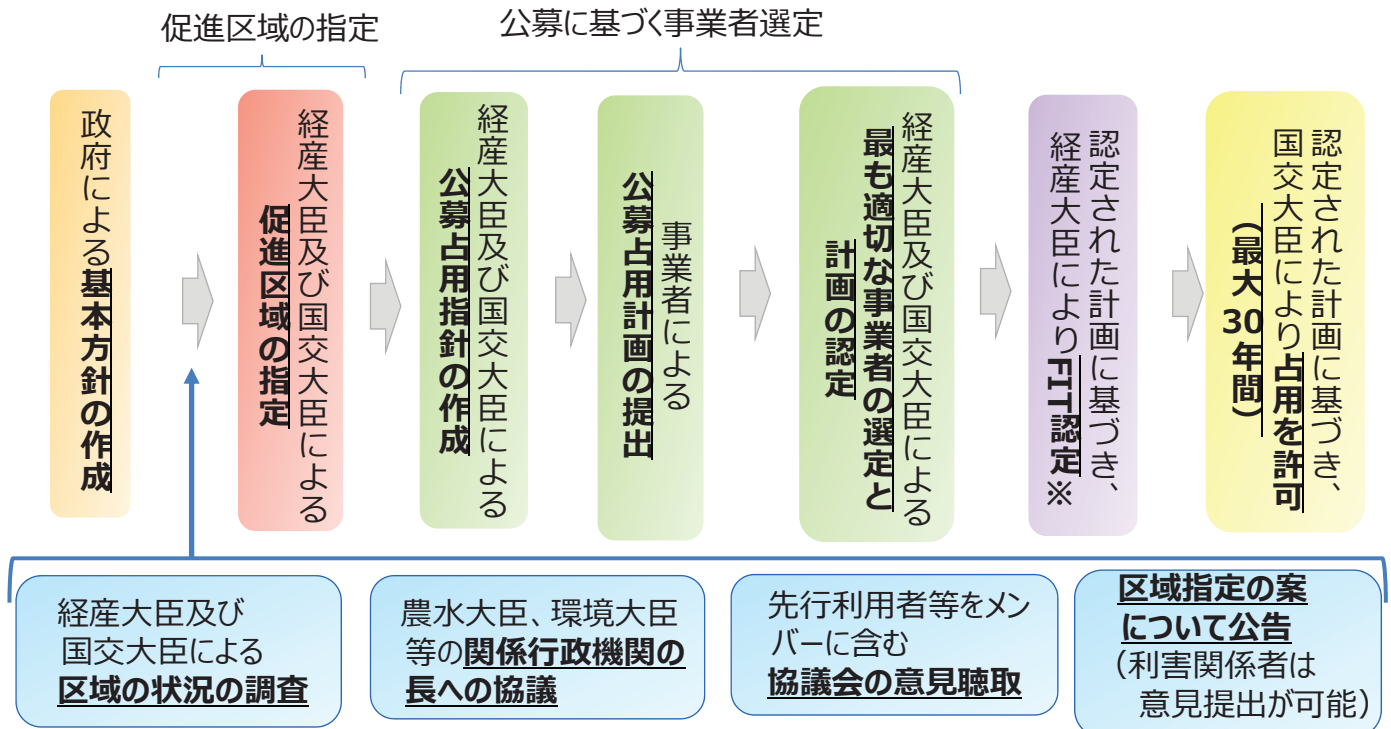
→ 競争を促してコストを低減。

- 日本版コネクト&マネージによる系統制約の解消や次世代電力ネットワークへの転換（託送制度改革等）に取り組む。この成果を洋上風力発電にも活用可能。

- 洋上風力発電に取り組もうとしている事業者や港湾管理者の意見を聞きながら基地となる港湾の整備のあり方を検討。

再エネ海域利用法の創設により実現

- **2019年5月17日に「基本方針」が閣議決定**。今後、経産大臣・国交大臣による「促進区域」の指定、事業者の公募と手続きが進む。



※電気事業者による再生可能エネルギー電気の調達に関する特別措置法第9条に基づく経済産業大臣による発電事業計画の認定

(2) 長期安定的な事業運営の確保

- 急速に参入が拡大した太陽光を中心に、工事の不備等による**安全面の不安**や、景観や環境への影響等をめぐる**地元との調整における課題**、**太陽光発電設備の廃棄対策等**、地域の懸念が顕在化。
- 一方、風力（特に洋上風力）・水力・地熱のような、**立地制約の強い電源の新規導入は限定的**。

FIT認定基準に基づく柵塀の設置に関する事例

(適切な柵塀設置の事例)



(柵塀未設置の事例)



(不適切な柵塀設置の事例)



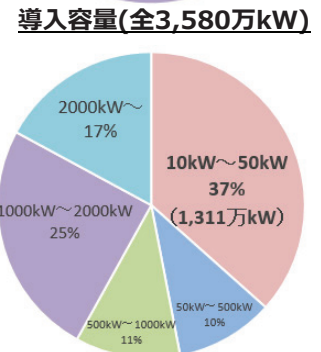
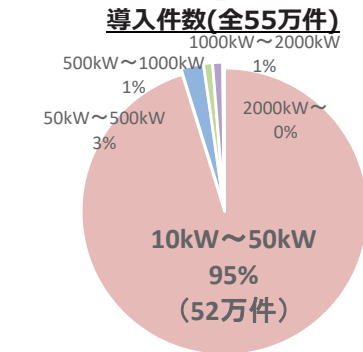
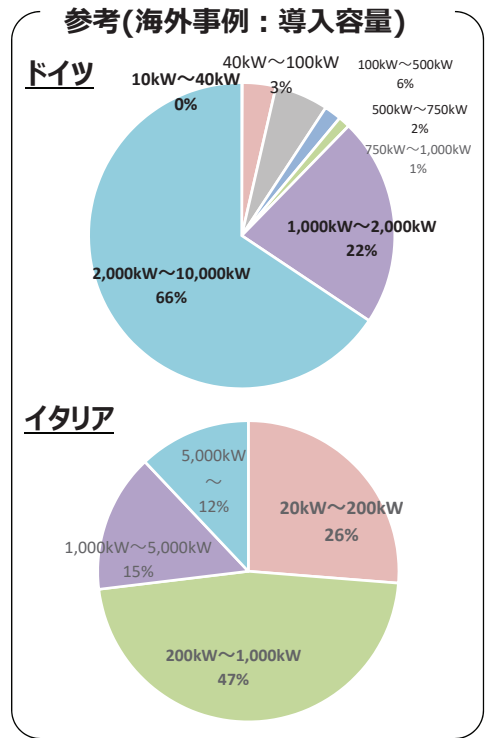
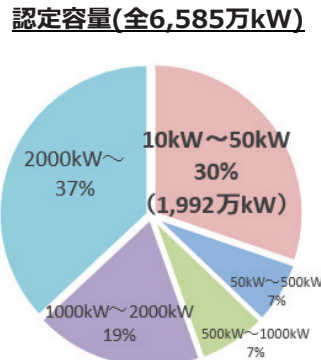
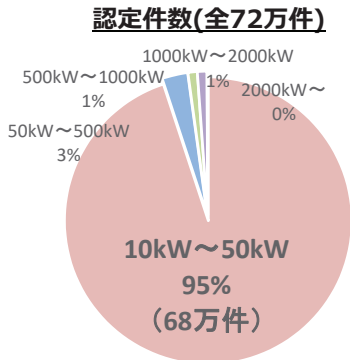
自治体から情報提供のあった不適切案件

A市	条例違反	<ul style="list-style-type: none"> ● 市内において、太陽光発電設備の設置により景観が悪化することを理由に、反対運動が発生 ● 一定規模以上の太陽光発電設備を設置するに当たり、市への届出と市長の同意を求める条例に違反しているため、事業者に対して、工事を中止し、市への届出及び市長の同意手続を行うよう指導
B市	法令違反	<ul style="list-style-type: none"> ● 電事法に基づく技術基準適合義務が遵守されていないおそれがある ● 架台は単管パイプを用いた自立式であり、基礎は地中に単管パイプを打ち込み、クランプで固定したのみであるため、飛散のおそれがある ● 設備の周囲は杭にロープを回したのみであり、容易に人が立ち入ることができる
C町	地元との調整	<ul style="list-style-type: none"> ● 小型風力発電の建設に関して、繰り返し民家との距離が近すぎるため、別の候補地を探すように指導したものの、事業者は投資家側の事情を理由に強行建設 ● 住民は騒音問題について、直接事業者に申し入れを行っている状況
D市	地元との調整	<ul style="list-style-type: none"> ● 太陽光発電設備の敷地内からつるが生い茂っており、道路まではみ出している状況 ● 景観が損なわれるほか、道路の通行に支障が出るため、草刈りをするよう指導してほしい

西日本豪雨による太陽光発電設備の被害例



- 10～50kWの小規模太陽光が件数ベースでは95%と大宗 (認定68万件、導入52万件) を占め、容量ベースでも30～40%程度にのぼる。



※改正FIT法による失効分 (2019年1月時点で確認できているもの) を反映済。
 ※ドイツは2014~2017年の累積導入量 (ドイツ連邦ネットワーク庁EEG対象の太陽光発電設備登録簿のデータに対して、EEG in Zahlen 2015のデータのうち、地上設置の割合を乗じて推定。)
 ※イタリアは2009~2017年の累積導入量 (イタリアGSE Reporto Statistico)。ただし、2009年は1,000kW超の区分のみであり、当該区分に5,000kW超のデータが含まれる。

再生可能エネルギーを電源として社会に定着させていく

安全の確保

電気事業法に基づく**技術基準の適合性に疑義ある案件の取締り**
 (違反した場合はFIT認定取消へ)

技術基準が定めた「性能」を満たす「仕様」を設定し、**原則化**
 (知識不足でもクリアしやすく、外部からの適合性確認も容易に)

設置環境に応じた技術基準の検討
 (斜面等に設置する際はより厳しい基準を課すなど)

地域との共生

FIT認定基準に基づく**標識・柵堀の設置義務に違反する案件の取締り**
 (違反した場合はFIT認定取消へ)

地方自治体の条例等の先進事例を共有する情報連絡会の設置
 (条例策定等の地域の取組をサポート)

太陽光発電設備の廃棄対策

廃棄費用の積立計画と進捗状況の報告を義務化し、実施状況を公表する
 (悪質な事例には、報告徴収・指導・改善命令を行う)

原則として外部積立を求め、発電事業者の売電収入から源泉徴収的に積立を行う方向性で専門的な検討を進める

- 我が国の電力系統は、再エネ電源の立地ポテンシャルのある地域とは必ずしも一致せず、**再生可能エネルギーの導入量増加に伴い、系統制約が顕在化**。

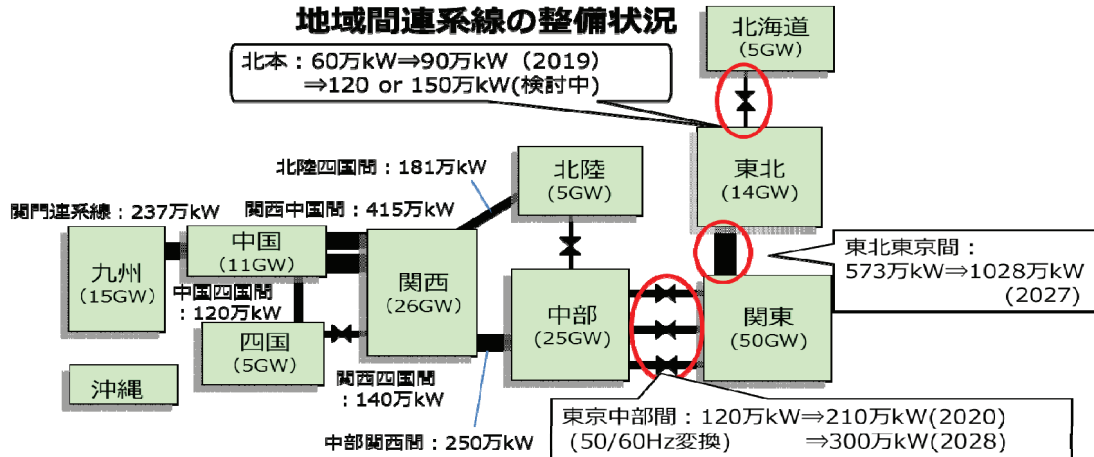
<発電事業者の声・指摘>

「 つなげない 」 (送電線の平均利用率が10%未満でもつなげない)	「 高い 」 (接続に必要な負担が大きすぎる)	「 遅い 」 (接続に要する時間が長すぎる)
--	-----------------------------------	----------------------------------

<実態>

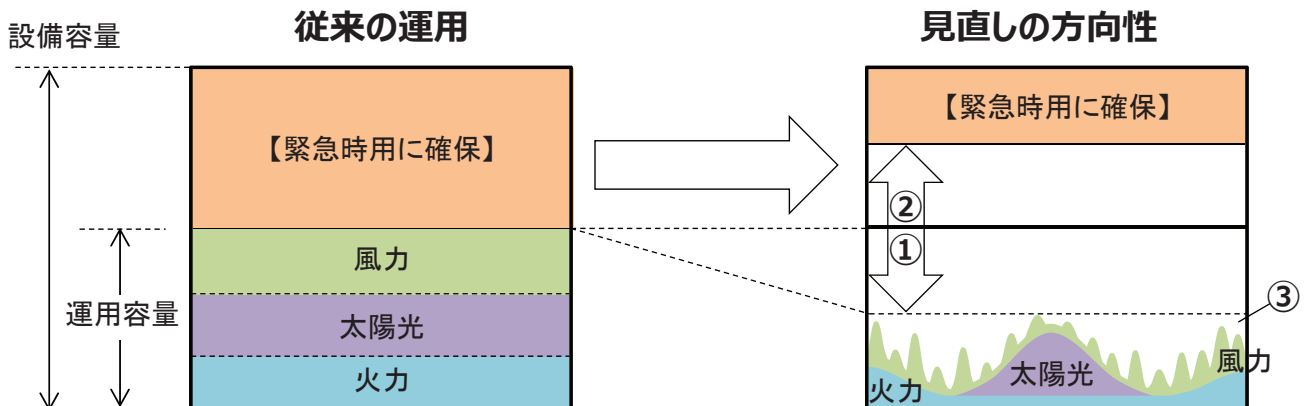
「送電容量が空いている」のではなく、 停電防止のため一定の余裕が必要 <ul style="list-style-type: none"> 50% = 「上限」(単純2回線) 「平均」ではなく「ピーク時」で評価 	欧州の多くも、日本と同様の 一部特定負担 (発電事業者負担) <ul style="list-style-type: none"> モラルハザード防止のため、大半の国は一般負担と特定負担のハイブリッド 	増設になればどの国でも一定の時間が必要 <ul style="list-style-type: none"> ドイツでも工事の遅れで南北間の送電線が容量不足
---	---	---

地域間連系線の整備状況



まずは、既存の系統を最大限活用 (日本版「コネクト&マネージ」) 29

	従来の運用	見直しの方向性	実施状況 (2018年12月時点)
① 空き容量の算定	全電源フル稼働	実態に近い想定 (再エネは最大実績値)	2018年4月から実施 約590万kWの空容量拡大 を確認
② 緊急時用の枠	半分程度を確保	事故時に瞬時遮断する装置の設置により、枠を開放	2018年10月から一部実施 約4,040万kWの接続可能容量 を確認
③ 出力制御前提の接続	通常は想定せず	混雑時の出力制御を前提とした、新規接続を許容	制度設計中

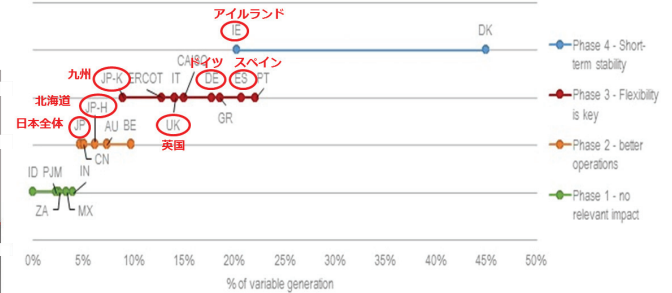
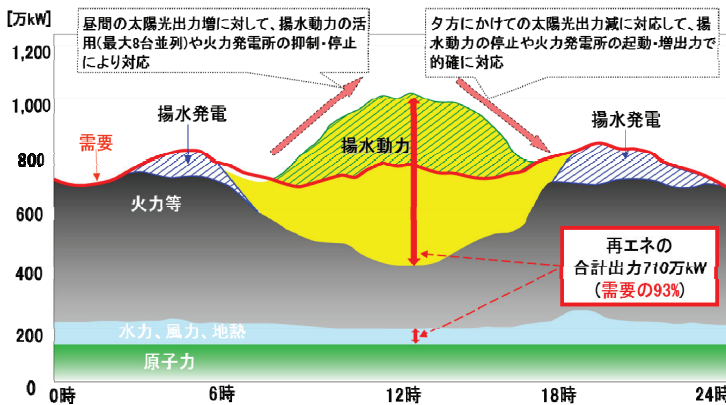


※ 1 最上位電圧の変電所単位で評価したものであり、全ての系統の効果を詳細に評価したものではない。
 ※ 2 速報値であり、数値が変わる場合がある。

- 自然変動再エネ（太陽光・風力）の導入拡大により、「調整力」を効率的かつ効果的に確保することが、国際的に見ても課題に。
- 日本においては、「火力発電等の調整力に依存するモデル」から、「再エネ自身も一定の調整力を具備し、市場等を活用した効率的な調整が行われるモデル」への転換を図るとともに、九州エリアにおける出力制御から得られた示唆も踏まえた、調整力の確保・調整手法の高度化に向けた検討も必要。
- 将来的には、調整力のカーボン・フリー化を進めていくことも重要。

<2018年5月3日の九州の電力需給実績>

<各国の変動再エネ比率と運用上のフェーズ（2016）>



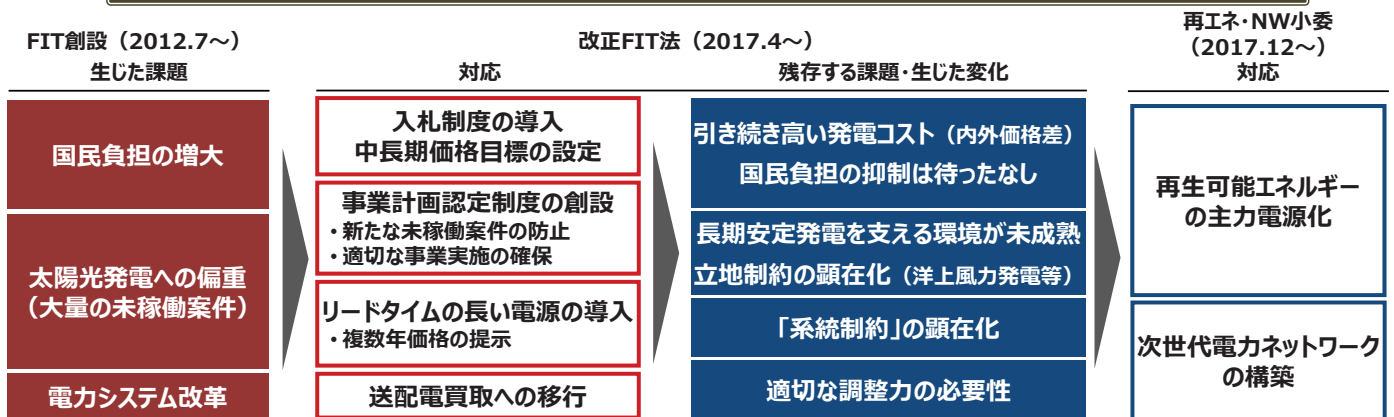
各フェーズの特徴
フェーズ4：特定の時間に再エネの割合が大きくなり安定性が重要になる
フェーズ3：需給の変動に対応できる調整力が必要となる
フェーズ2：オペレーターが認識できる負荷が発生
フェーズ1：システムに対して顕著な負荷無し

(出所) IEA「System Integration of Renewables」を基に作成

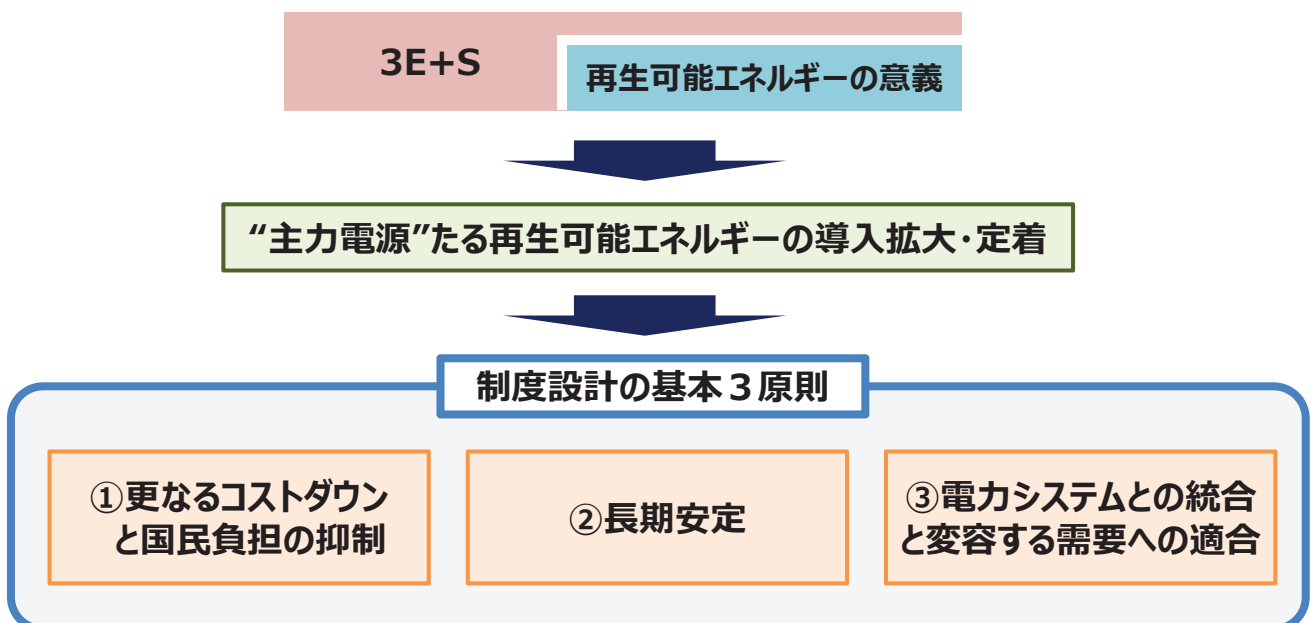
1. 再生可能エネルギーが置かれた現状
2. 主力電源化に向けた課題と対応
3. 今後の課題

- FIT制度は、再生可能エネルギー導入初期における普及拡大と、それを通じたコストダウンを実現することを目的とする制度。
- 時限的な特別措置として創設されたものであり、「特別措置法」であるFIT法にも、2020年度末までに抜本的な見直しを行う旨が規定されている。

電気事業者による再生可能エネルギー電気の調達に関する特別措置法（平成23年法律第108号）附則（見直し）
 第二条
 3 政府は、この法律の施行後平成三十三年三月三十一日までの間に、この法律の施行の状況等を勘案し、この法律の抜本的な見直しを行うものとする。



- 先行してFIT制度を導入した諸外国においてはFITからの制度移行が進んでいるが、我が国においても、FIT制度がもたらした成果と課題を踏まえ、FIT制度を残すのか、新たな制度の構築を含め政策の転換を図るのか等について、丁寧な検討を行っていく必要がある。
- こうした検討は、以下3つの視点を基本原則とし、これを念頭に置いて進めていく。



- **FIT制度がもたらした成果と課題**を踏まえると、**それぞれの電源の特性や置かれた現状をよく見極めながら、我が国エネルギー供給の一翼を担う責任ある長期安定的な電源となるための枠組み**とともに、**再生可能エネルギーが電力システムに適正に受け入れられるような事業環境**を構築していく必要がある。
- こうしたFIT制度の抜本見直しを含む**Post-FITの再生可能エネルギー政策の在り方**については、以下のようなフレームワークの下で検討を進めていく。

検討の視点

電源の特性に応じた
制度の在り方

- 電源の特性に応じた効果的な政策措置
- 主力電源にふさわしいコスト低減と電力市場への統合
- 既認定案件の適正な導入と新規開発の促進
- 地域と共生する分散型エネルギー供給構造の構築

適正な事業規律

- 長期安定的な事業運営の確保
- 適切な廃棄を含めた責任ある事業実施
- FIT期間終了後の再エネ事業継続・拡大の確保

次世代電力NW
への転換

- 再生可能エネルギーの適地偏在性への対応
- NW整備に対する適正な費用負担
- NW運用において再エネ発電事業が果たす役割

まとめ

- ◆ 「再エネ＝主力電源化」を明確に位置付け
- ◆ 今後は、主力電源の条件である「コスト競争力＋長期安定電源化」を加速的に深堀り
- ◆ 2020年度末までの抜本見直しを待たずして、FITからの自立ケースを可能な限り早く、可能な限り多く示す
 - ✓ 「2019年」は1つのチャンス：次世代分散型への第一歩、自立化モデルの先駆け
 - ✓ RE100など変容する電力・再エネ需要に適応し、買取（価格）依存型から脱却
 - ✓ 「競争力のある」洋上風力発電の推進
- ◆ その前提となる系統制約の克服には継続的に取り組み
- ◆ FIT制度の抜本見直しに向けた議論がキックオフ
 - ✓ 「量」の電源政策から、NW政策・市場統合へシフト
 - ✓ 長期安定化への盤石な道筋

電源別・活用モデル別に、それぞれの「自立」に向け、再生可能エネルギー政策を再構築