資料３

再生可能エネルギーの大量導入時代における政策課題について

平成29年５月25日
省エネルギー・新エネルギー部

目次

１．再生可能エネルギーの導入状況とコスト競争力

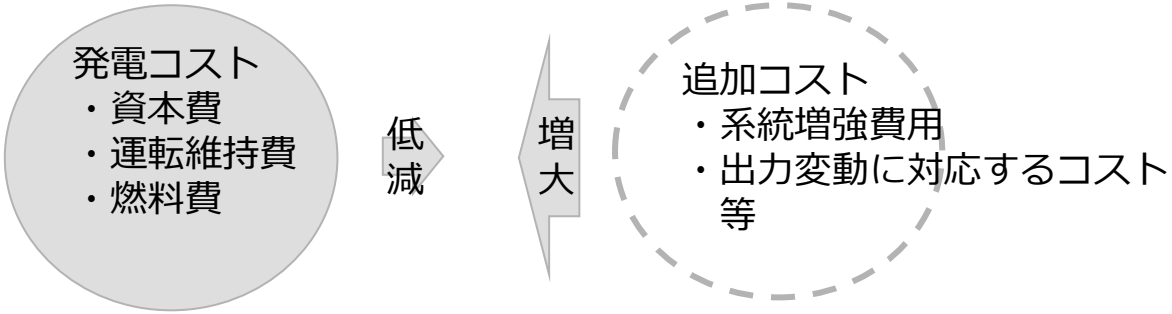
２．自立化に向けた導入支援策のあり方について

３．円滑な導入を進めるための電力系統の運用・整備の在り方

１．再生可能エネルギーの導入状況とコスト競争力

1．再生可能エネルギーの導入状況とコスト競争力【問題意識】

- 世界的には、再生可能エネルギーの導入拡大の中で、発電コストの低減が進み、他の電源と比較してもコスト競争力のある電源となってきたことで、更なる導入拡大を生むというサイクルが生じている。【参考1-1～1-6】
- 一方で、我が国の状況を見ると、2012年7月の固定価格買取制度（FIT）導入以降、急速に再生可能エネルギーの導入が進んでいるが、発電コストについては、国際水準と比較して高い状況。【参考1-6～1-10】
- 他国とは気象・地理条件等が異なる点にも留意する必要はあるものの、国民負担を抑制し、再生可能エネルギーを持続的かつ効率的に導入していくためには、コスト競争力のある電源としていくことが必須。先般のFIT法改正で入札制度の導入等を行ったところであるが、その他研究開発等の施策を組み合わせて、発電コストの低減を図っていくべきではないか。
- また、太陽光・風力のような変動電源が増加し、さらに、需要地から離れた地点に導入されていくことに伴い、送電網（系統）の増強に伴う追加コストや、出力変動に対応するための費用の増加が、課題となってきている。【参考1-10～1-11】再生可能エネルギーの最大限の導入にあたっては、こうした追加的なコストも含めた社会コスト全体を最小化するという視点が不可欠ではないか。

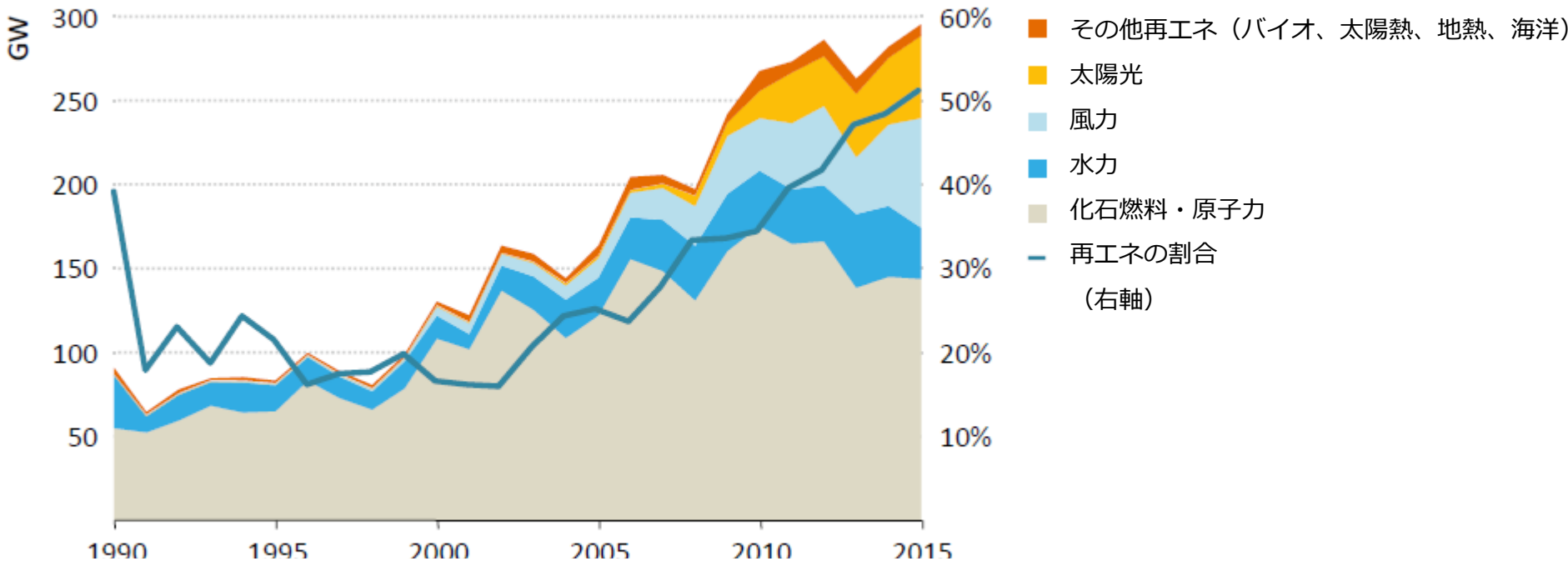


再エネの導入拡大に伴い、
発電コストは低減する一方で、
その他の追加的コストが増大

（参考1-１）再生可能エネルギーをめぐる世界の状況

■ 世界的に、発電設備に占める再生可能エネルギーの割合は増加しており、2015年に導入された設備の50%以上を再生可能エネルギーが占めている。

【世界の各年の発電設備導入量、再生可能エネルギーの割合の推移】

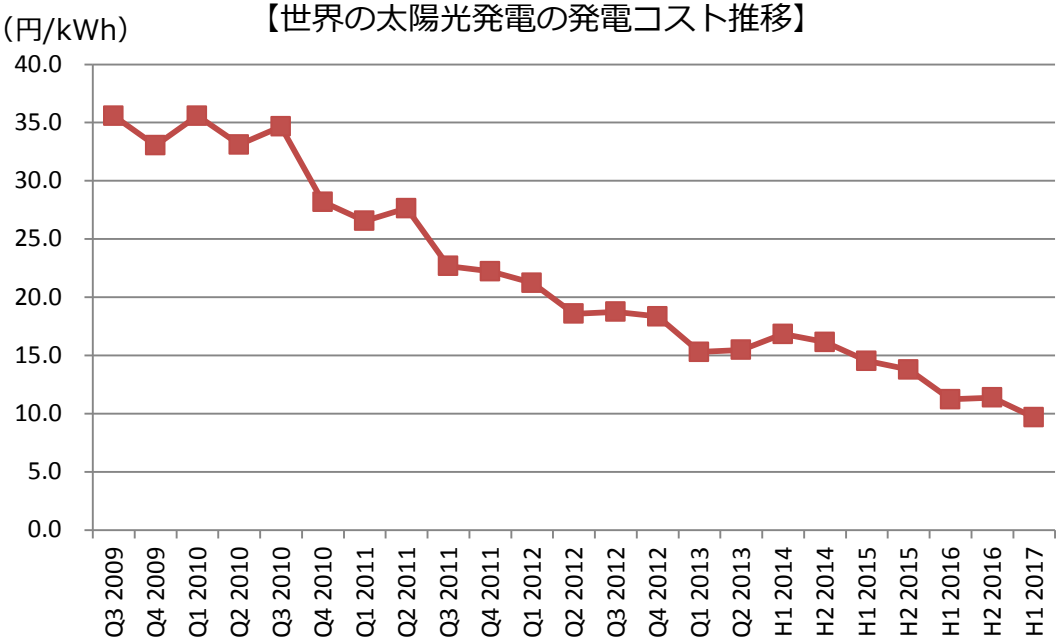


（IEA　WEO2016より）

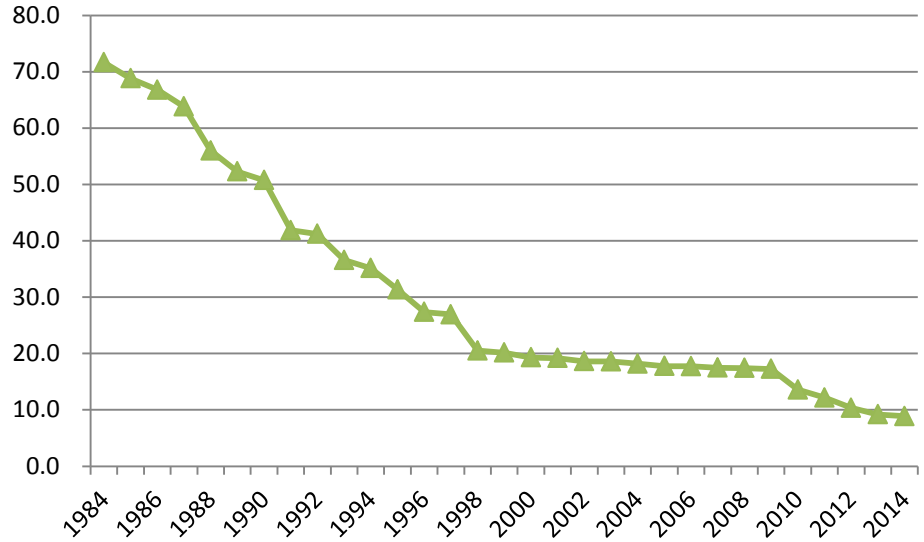
（参考1-２）世界の太陽光・風力発電のコスト低減

- 太陽光発電については、2009年以降のシリコン価格の低減等によるモジュール価格の低減、これと並行した導入量の拡大とFIT価格の引き下げ等により、大幅に発電コストの低減が進んでいる。
- 風力発電については、1980～1990年代にかけて発電設備の大型化、市場の拡大に伴うコスト削減効果により、発電コストは大幅に低減。原材料費高騰等による風車価格の上昇により、一時期鈍化したが、2010年頃から、更なる大型化、風力新興国での導入等により、更なるコスト低減が進む。

【世界の太陽光発電の発電コスト推移】

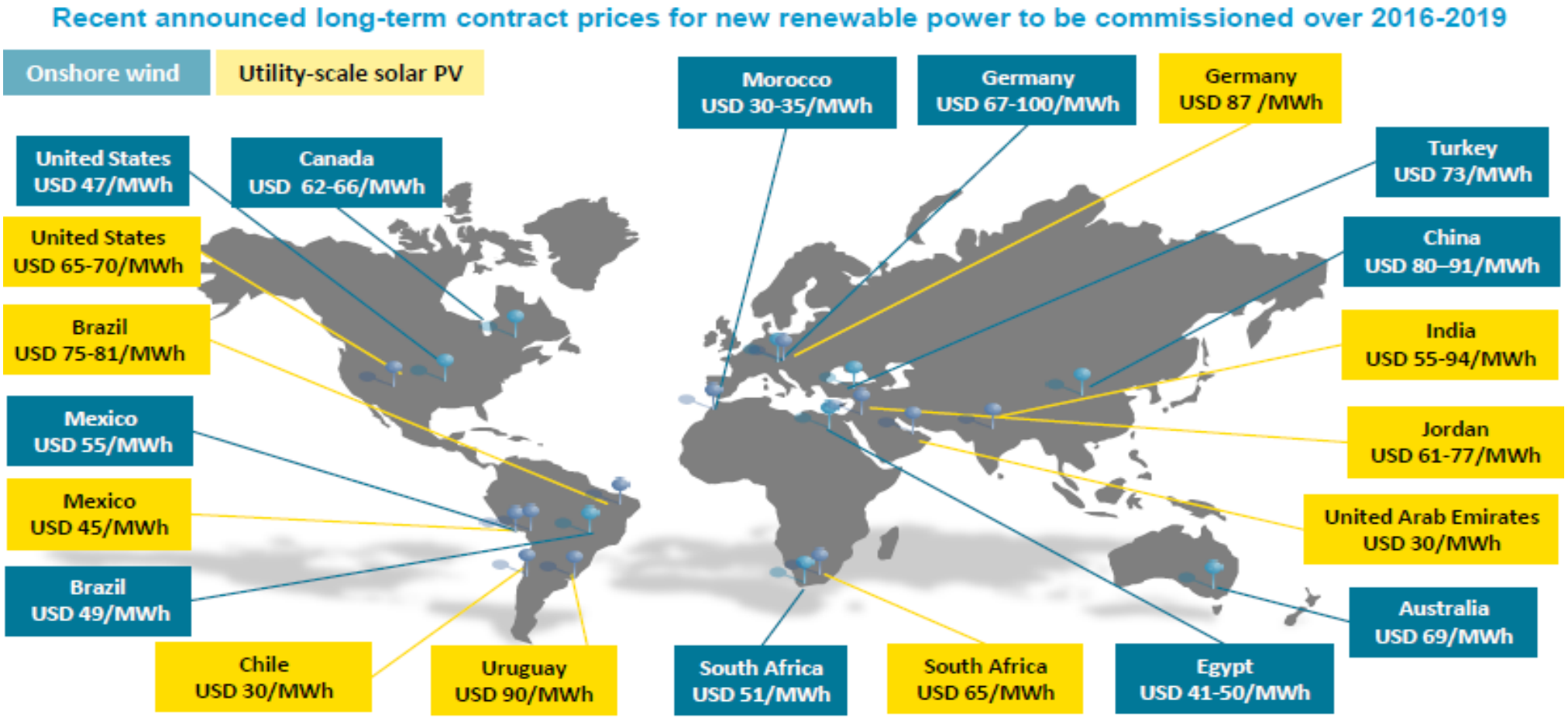


【世界の風力発電の発電コスト推移】



出典：Bloomberg new energy financeより
為替レート：日本銀行基準外国為替相場及び裁定外国為替相場
（平成29年5月中において適用：1ドル＝113円、1ユーロ＝121円）

（参考1-3）世界の太陽光・風力発電の低コスト事例



This map is without prejudice to the status or sovereignty over any territory, to the delimitation of international frontiers and boundaries and to the name of any territory, city or area

Note: Values reported in nominal USD includes preferred bidders, PPAs or FITs. US values are calculated excluding tax credits. Delivery date and costs may be different than those reported at the time of the auction.

Best results occur where price competition, long-term contracts and good resource availability are combined

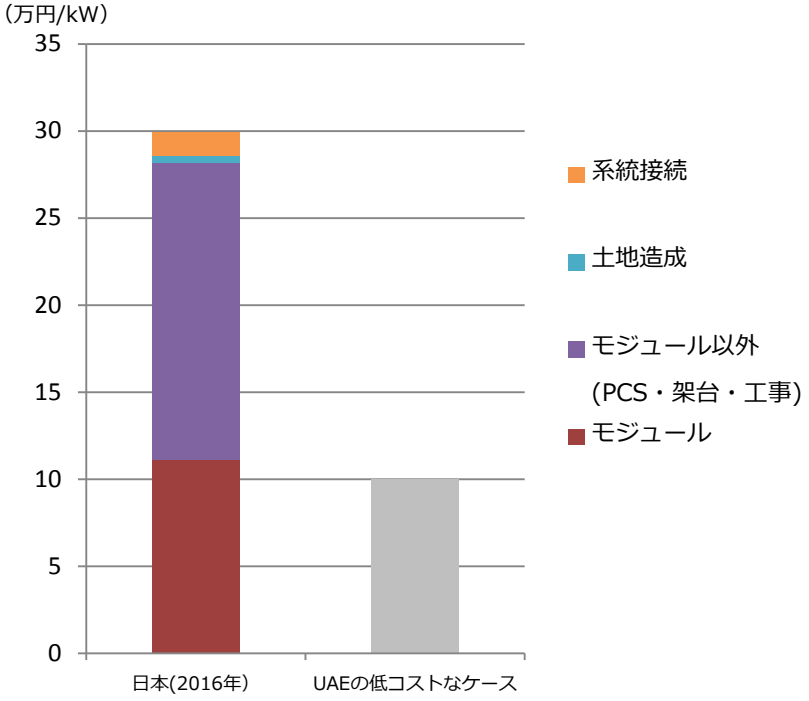
© OECD/IEA 2016

出典：*Renewable Energy Division, International Energy Agency (2016)*

（参考1-4）UAEにおける太陽光発電の低コストなケースについて

- 太陽光の最安入札価格は、2016年にUAEで落札された2.3セント/kWh。規模は118万kW、契約期間は25年間。
- UAEにおける低コストの要因としては、①大量調達や、低い労働単価により、資本費が日本の3分の１程度であること、②強い日照による設備利用率が日本の1.5倍以上であることと推計される。

【資本費の内外比較】



【資本費の違い】
日本約30万円：UAE約10万円程度（推計）
・モジュール・PCS：大量調達によるコスト低減
・架台・工事費用等：低い労働単価、台風等の天災なし
・接続費用：電力側負担や、系統近くへの設置で軽微なケースが多い
・土地造成費：発生しない、又は軽微のケースが多い

【設備利用率の違い】
日本１５％：UAE２０%台
・追尾式で更に稼働率が高いケースもあり

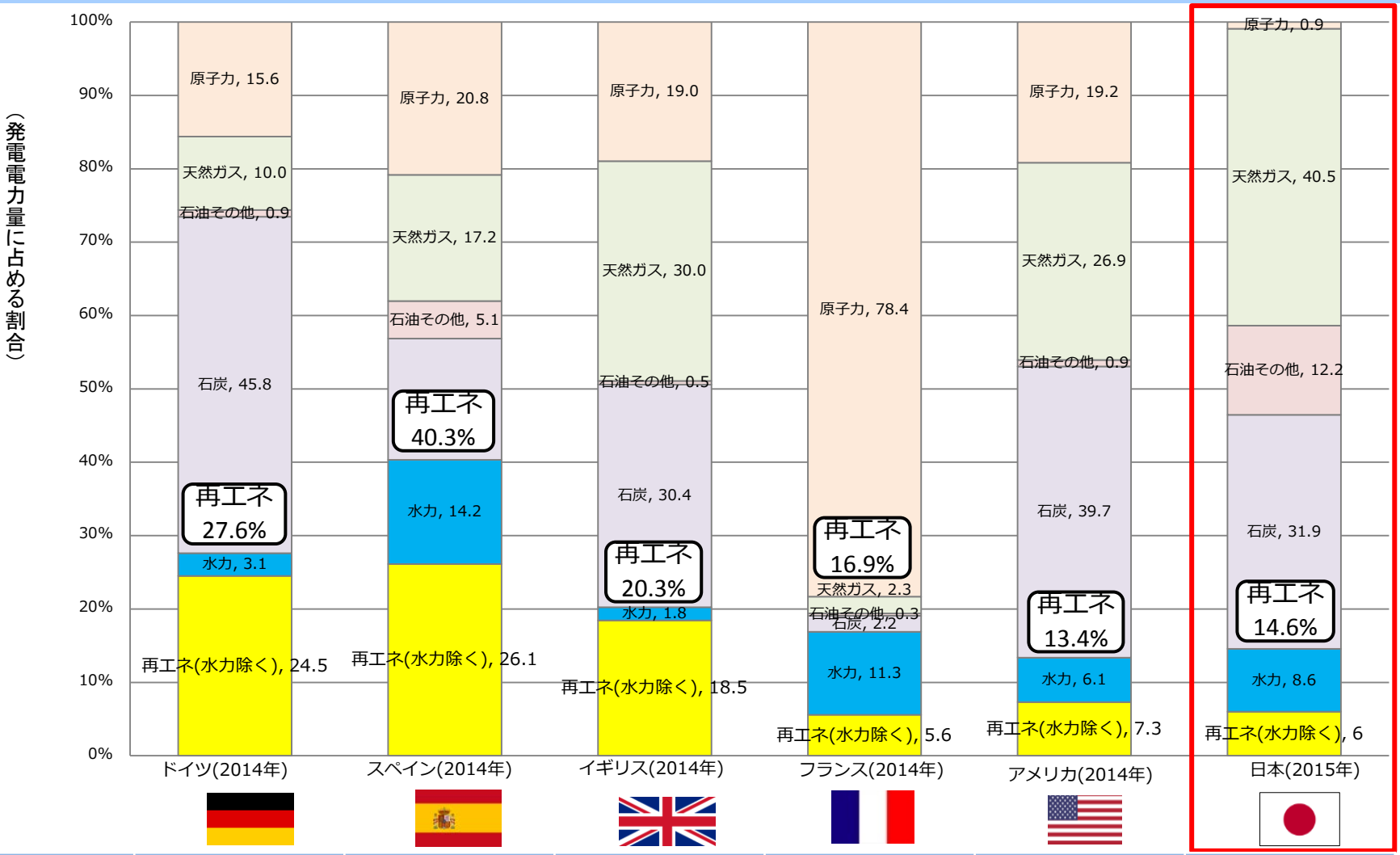
（参考1-5）欧州洋上風力市場　事業入札動向

■ 近年、欧州では、洋上風力発電の入札価格が急激に下落している。

入札時期	国	サイト名	規模	価格
2015. 2	デンマーク	Horns Reef 3 (Vattenfall)	406 MW	104 EUR/MWh
2016.2	オランダ	Borssele 1+2 (DONG)	350MW × 2	72.7 EUR/MWh
2016.9	デンマーク	Danish Nearshore (Vattenfall)	350MW	63.7 EUR/MWh
2016.11	デンマーク	Kriegers Flak (Vattenfall)	600MW	49.9 EUR/MWh
2016.12	オランダ	Borssele 3+4 (Shell, Van Oord, Eneco, 三菱商事)	350MW × 2	54.5 EUR/MWh
2017.4	ドイツ	Gode Wind III (DONG)	110MW	60.0 EUR/MWh
	ドイツ	Borkum Riffgrund West II + OWP West (DONG)	240MW + 240MW	市場価格（補助金ゼロ）
	ドイツ	He Dreiht (EnBW)	900MW	市場価格（補助金ゼロ）

（出典）MHI Vestas社調査

（参考1-6）主要国の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9.2%	風力19.2%	風力9.5%	風力3.1%	風力4.2%	太陽光3.4%
目標年	2030年	2020年	2020年	2030年	2035年	2030年
再エネ導入目標比率	50%以上 総電力比率	40% 総電力比率	31% 総電力比率	40% 総電力比率	80% クリーンエネルギー（原発含む）総電力比率	22～24% 総電力比率

（参考1-7）再生可能エネルギーの導入状況について

- ２０１２年７月の固定価格買取制度開始後、平成２８年１２月時点で、新たに運転を開始した設備は約３３６５．８万ｋＷ（制度開始前と比較して約１．６倍）。
- 制度開始後、認定された容量のうち、運転開始済量の割合は約３７．９％。
- 制度開始後の導入量、認定量ともに太陽光が９割以上を占める。

＜２０１６年１２月末時点における再生可能エネルギー発電設備の導入状況＞

設備導入量（運転を開始したもの）								認定容量
再生可能エネルギー発電設備の種類	固定価格買取制度導入前	固定価格買取制度導入後						固定価格買取制度導入後
	平成24年６月末までの累積導入量	平成24年度の導入量（７月～３月末）	平成25年度の導入量	平成26年度の導入量	平成27年度の導入量	平成28年度の導入量（12月末まで）	制度開始後合計	平成24年7月～平成28年12月末
太陽光（住宅）	約４７０万ｋＷ	96．9万kW（211,005件）	130．7万kW（288,118件）	82．1万kW（206,921件）	85．4万kW（178,721件）	59．4万kW（120,426件）	４５４．５万ｋＷ（１，００５，１９１件）	５３０．８万ｋＷ（１，１５９，８４５件）
太陽光（非住宅）	約９０万ｋＷ	70．4万kW（17,407件）	573．5万kW（103,062件）	857．2万kW（154,986件）	830．6万kW（116,700件）	414．8万kW（55,794件）	２７４６．５万ｋＷ（４４７，９４９件）	７，５５２．５万ｋＷ（９０２，３７９件）
風力	約２６０万ｋＷ	6．3万kW（5件）	4．7万kW（14件）	22．1万kW（26件）	14．8万kW（61件）	16．3万kW（69件）	６４．２万ｋＷ（１７５件）	３０７．８万ｋＷ（３，７６６件）
地熱	約５０万ｋＷ	0．1万kW（1件）	0万kW（1件）	0．4万kW（9件）	0．5万kW（10件）	0万kW（7件）	１．０万ｋＷ（２８件）	７．９万ｋＷ（９２件）
中小水力	約９６０万ｋＷ	0．2万kW（13件）	0．4万kW（27件）	8．3万kW（55件）	7．1万kW（90件）	6．9万kW（79件）	２２．９万ｋＷ（２６４件）	７９．５万ｋＷ（５３５件）
バイオマス	約２３０万ｋＷ	1．7万kW（9件）	4．9万kW（38件）	15．8万kW（48件）	29．4万kW（56件）	25．0万kW（54件）	７６．８万ｋＷ（２０５件）	３９８．７万ｋＷ（４６７件）
合計	約２，０６０万ｋＷ	175．6万kW（228,440件）	714．2万kW（391,260件）	986．0万kW（362,045件）	967．7万kW（295,638件）	522．4万kW（176,429件）	３３６５．９万ｋＷ（１，４５３，８１２件）	８，８７７．３万ｋＷ（２，０６７，０８４件）

37.9%

※　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ります。

（参考1-8）太陽光発電のコスト低減イメージ

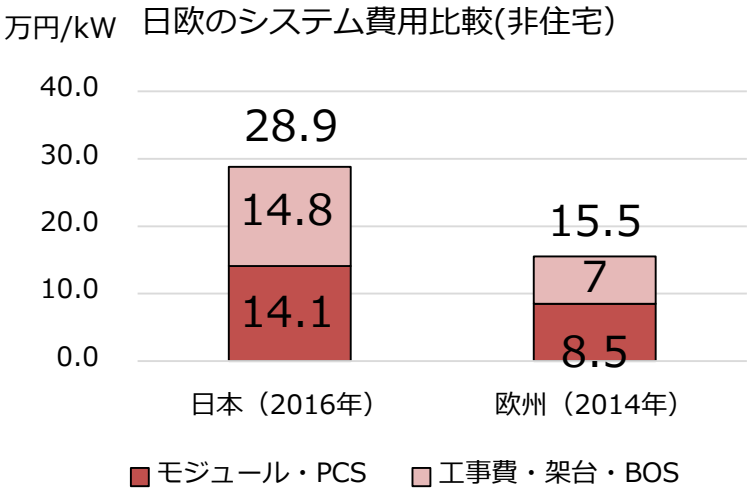
- 欧州の約２倍のシステム費用を大幅に引き下げ、市場価格水準をそれぞれ達成。　（＝自立化）
- このため、非住宅については、2030年10万円/kW、住宅用については、2020年以降できるだけ早い時期に20万円/kWの達成を目指す。

【現状】

現行のシステム費用は、約30万円/kWで欧州の2倍

モジュール・PCS：1.7倍
- 国際流通商品でも内外価格差が存在。
- 住宅用は過剰な流通構造で3倍の価格差。

工事費・架台等：2.1倍
- 太陽光専門の施工事業者も少なく、工法等が最適化されていない。
- 日本特有の災害対応や土地環境による工事・架台費増。



競争促進と
技術開発により
国際価格に収斂

工法等の最適化、
技術開発等により低減

【目標】

＜非住宅用太陽光＞
- **2020年　20万円/kW**
（発電コスト14円/kWh※に相当）
- **2030年　10万円/kW**
（発電コスト7円/kWh※に相当）

＜住宅用太陽光＞
- **2019年　30万円/kW**
（売電価格が家庭用電力料金24円/kWh並み）
- **出来るだけ早期に　20万円/kW**
（売電価格が電力市場価格11円/kWh並み）

※2020年14円/kWh、2030年7円/kWhはNEDO技術開発戦略目標

（参考1-9）風力発電のコスト低減イメージ

■ 2030年までに、発電コスト8～9円/kWhを実現し、FITから自立した形での導入を目指していく。

【現状】

現行の発電コストは、13.9円/kWhで、世界平均（８.8円/kWh）の約1.６倍

風車：16.0万円/kW
（世界平均の1.４倍）
・競争力の高い国内メーカーの不在、環境アセス・系統の予見可能性の低さ等により、高止まり。

工事費等：12.2万円/kW
（世界平均の1.6倍）
・地理的制約、小さいWF規模等により割高に。

運転維持費：0.9万円/kW/年
（世界平均の2倍）
稼動年数：20年
・風車メーカー・O&M事業者の適切な競争の不在。
・メンテナンス効率化の未徹底。

競争促進・強い風車産業育成により国際水準を目指す

WF・風車の大規模化による低コスト化

競争促進・メンテナンス効率化により国際水準を目指す

【目標】

2030年までに発電コスト８～９円/kWh　FITから自立した導入を目指す

風車・工事費等：23.9～25.3万円/kW

運転維持費：0.41～0.46万円/kW/年
稼動年数：25年

※目標の数値はJWPA WIND VISION（2030年）より

（参考1-10）LCOEとシステム価値

- IEAの報告書では、LCOEとシステム価値について、以下の通り記載。
  - 電気の価値は発電の時間と場所によって大きく異なるため、発電所単位での従来のＬＣＯＥ手法（投資費用や燃料費等）は必ずしも効果的ではない。
  - 一方、システム価値（System Value）の手法は、電力システムに電源が追加設置された場合の全体の便益を考慮する。
  - ＬＣＯＥとシステム価値は相互に補完するもの。ＬＣＯＥは発電所単位であるのに対し、システム価値は電力システム全体の効果を考慮する。

Levelized Cost of Electricity (均等化発電原価)とシステム価値の概念図

LCOE

- 投資コスト
- 運転・メンテナンス費用（燃料費等）
- ファイナンス費用
- …

システム価値

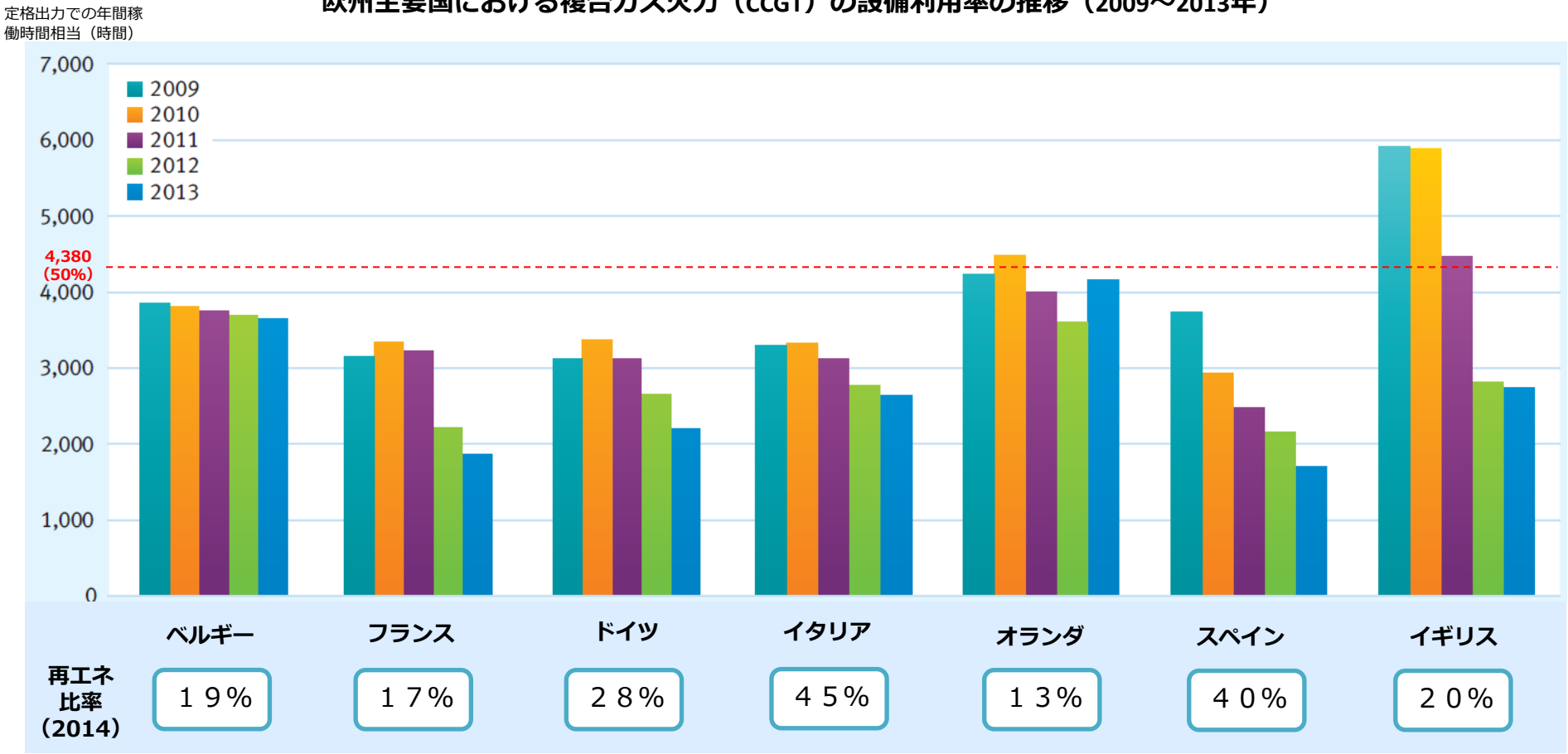
＋	• 燃料・ＣＯ２削減費用 • 再エネ増加に伴う他の電源設備の設置費用の削減 • 既存系統の使用やロスの削減可能性
－	• 火力等の他の電源の運転費用の増加 • 系統インフラの追加コスト • 出力抑制

出所）IEA Report; Next Generation Wind and Solar PV – From Cost to Value -

（参考1-11）再エネ発電導入量増加に伴う従来型発電設備の稼働率低下の海外事例

- スペインでは２０００年代に入り、風力発電を中心とした再生可能エネルギー発電の導入拡大を受けて、ガスや石炭火力の設備稼働率が低下。国内の複合ガス火力発電（CCGT）の設備利用率は１０％台まで低下。
- このような状況下で、欧州各国の火力発電事業者は再エネ電源の大量導入等による火力発電所の収益悪化のため、投資計画の見直しを余儀なくされている。
- ドイツ最大のエネルギー供給事業者であるE.ON社は、２０１５年に会社を２分割し、発電（石炭・ガス）・国際エネルギー取引・上流部門を新事業会社にスピン・オフさせた。

欧州主要国における複合ガス火力（CCGT）の設備利用率の推移（2009～2013年）



出所：欧州電気事業者連盟（Eurelectric),「RENEWABLE ENERGY AND SECURITY OF SUPPLY: FINDING MARKET SOLUTION」

２．自立化に向けた導入支援策のあり方について

2．自立化に向けた施策のあり方について【問題意識】

- 再生可能エネルギーを最大限に導入し、その導入を持続的にしていくためには、将来的にはFITから卒業し、自立化が図られることが必要である。
- 自立化にあたっては、再生可能エネルギーの各電源ごとの導入状況と課題を分析しつつ（後述）、①現在FITによって導入を支えているものの過剰支援となり、国民負担抑制との両立等との観点から持続可能でない部分、②現在のFITでは、その電源が自立するための課題を解決しきれていない部分について、継続的に施策を見直していく必要があるのではないか。その際、特に以下の点に留意が必要ではないか。

（１）市場を活用した制度設計

- ドイツやスペインなど、我が国に先んじて大幅な導入が進んでいる国では、当初はFITを採用していても、進捗に応じて、市場連動型のFIPや市場直売制などの制度への転換が進んでいる。【参考2-1-1～2-1-2】

（２）エネルギーマネジメントシステムの構築

- これまでは、太陽光単体としてその売電量を最大化する傾向にあったが、「太陽光発電システム」としてEV・PHVや蓄電池等とも連携したエネルギーマネジメントを実現するなど、今後は、自家消費モデルを拡大することにより国民負担の少ない自立的な電源を増やしていくことが重要。
- 特に2019年は、家庭用の太陽光発電設備において、固定価格での買取が終了する電源が出始める重要な契機であり、適切な環境整備等により、自立的な太陽光発電の導入拡大を図るべき。また、その実現に当たっては、太陽光発電設備のみならず、併せて蓄電池のコストダウンも図っていく必要がある。【参考2-2-1～2-2-6】

（３）立地制約のある電源の導入促進（後述）

電源毎の現状と課題　① 太陽光発電

- FITにより10kW以上の非住宅用（事業用）を中心に急速に導入が拡大し、住宅用も着実に増加。
- 買取価格（発電コスト）もFIT導入後、着実に低下する一方、諸外国と比べて依然として高い水準。また、①高い価格での大量導入による国民負担の急増、②非住宅用50kW未満の小規模案件の増大、③不十分な設計・施工・メンテナンス、④立地地域とのトラブル等が課題。
- 今後、我が国においてどのようにコスト低減を図り、またコストが低減した電源をどのように有効活用することにより、自立化を達成していくか。２０１９年以降住宅用で順次発生するFIT切れ電源の扱いを含め、諸外国と比べても小規模案件が極めて多い状況下で、買取期間終了後も安定的に発電を継続するための環境整備をどのように行っていくか。太陽光発電が地域と調和した形で導入されるための環境をどのように整備していくべきか。

＜導入量・認定量・ミックス水準＞

	FIT導入前	FIT後導入量 ※	認定量 ※	ミックス水準
住宅	470万kW	454.5万kW	530.8万kW	6400万kW
非住宅	90万kW	2746.5万kW （うち10kW-50kW 1040.5万kW（425,276件））	7552.5万kW （うち10kW-50kW 2704.2万kW（867,131件））	

※平成28年12月時点

＜買取価格＞

	平成24年度	平成29年度
住宅	42円（税込）	28円（税込）
非住宅	40円	21円 ※ 2MW以上は入札

電源毎の現状と課題　② 風力発電

- 系統制約、環境アセスメントや地元調整等の開発段階での高い調整コストにより、FIT開始後も導入量は伸びていない。また、世界的にコストが低減する流れの中で、発電コストが高止まっている。
- このため、今般の改正FIT法において、①複数年度分の買取価格を決定し、②事業者のイノベーションを促すための中長期的な価格目標を設定したところ（2030年　発電コスト 8～9円/kWh）。
- 着実にコストを低減させていくためにどのような施策が有効か。また、地元調整の円滑化や、ポテンシャルの大きい洋上風力の推進のためには、どのような環境整備が必要か。また、小形風力（20kW未満）については、調整コスト等が低く導入が容易なため導入量・認定量が急増している一方で、安全上のトラブル等が発生していることをどのように考えるか。

＜導入量・認定量・ミックス水準＞

FIT導入前	FIT後 導入量 ※	認定量 ※	ミックス 水準
260万kW	64.2万kW （小形風力件数 115件）	307.8万kW （小形風力件数 3483件）	1000万kW

※平成28年12月時点

＜買取価格＞

	平成24年度	平成29年度
20kW以上	22円	22円/21円
20kW未満	55円	55円
洋上	–	36円

電源毎の現状と課題　③ バイオマス発電

- FIT開始後、輸入材を用いた大型案件を中心に導入が拡大する一方、メタンガス等、それ以外の電源の導入規模は限定的。また、全体的に高コスト。
- 買取期間終了後も安定的に発電が継続されるためには、木質バイオマスで全体コストの７割程度を占めると言われる燃料コストの低減や、安定的な燃料確保が大きな課題。コスト低減や自立化への道筋をどのようにつけていくか。また、導入が進んでいない木質バイオマス以外の電源が導入拡大していくために必要な条件は何か。さらに、木質バイオマスについては、輸入材の活用や石炭との混焼による発電について、エネルギーセキュリティや温暖化対策といった観点からどのように評価するか。

＜導入量・認定量・ミックス水準＞

	FIT 導入前	FIT後 導入量 ※	認定量 ※	ミックス 水準
未利用材	230万kW	28.4万kW	42.1万kW	602万～ 728万kW
一般材		27.4万kW	321.2万kW	
リサイクル材		0.9万kW	3.7万kW	
廃棄物		17.5万kW	25.1万kW	
メタンガス		2.6万kW	6.5万kW	
合計		76.8万kW	398.7万kW	

＜買取価格＞

	平成24年度	平成29年度
未利用材	32円	32円
一般材	24円	24円/21円（2万kW以上） 24円（2万kW未満）
リサイクル材	13円	13円
廃棄物	17円	17円
メタンガス	39円	39円

※平成28年12月時点

電源毎の現状と課題　④ 中小水力発電

- FITにより導入が進展しつつあるが、初期リスクや建設コスト上の課題から、新規地点の開発が十分進んでいるとは言いがたい状況。
- 中小水力発電については、特に中規模の新規地点開発による量的な拡大を進めるともに、リスクが低くコスト効率的なものについては、FITからの自立を図っていくことが重要ではないか。
- 地元調整の円滑化のためには、どのような環境整備が必要か。

＜導入量・認定量・ミックス水準＞

	FIT導入前	FIT後導入量 ※	認定量 ※	ミックス水準
200kW未満	960万kW	1.4万kW	2.7万kW	1084～1155万kW
200-1000kW未満		2.6万kW	6.8万kW	
1000-3万kW未満		18.9万kW	70.1万kW	
合計		22.9万kW	79.5万kW	

※平成28年12月時点

＜買取価格＞

	平成24年度	平成29年度
200kW未満	34円	34円
200-1000kW未満	29円	29円
1000-3万kW未満	24円	24円/20円（5000-3万kW未満） 27円（1000-5000kW未満）

電源毎の現状と課題　⑤ 地熱発電

- FITにより開発案件が増加。比較的小規模な開発案件については、既に現時点でも運転を開始。
- 一方、大規模な開発案件については、①掘削成功率が低く、開発コストが高い、②リードタイムが長い、等の課題が存在し、現時点での導入量は限定的。また、立地制約が大きい電源であり、系統接続の問題や、環境アセスメントや地元調整などに時間がかかることも、開発にあたっての課題。
- 導入促進や将来的なFITからの自立を図っていくために、①掘削成功率の向上や、開発コストの低減に、どのように取り組んで行くべきか。また、②立地制約を踏まえた事業環境の整備をどのように図るべきか。地元調整の円滑化のために、地方自治体に期待される役割が大きくなってきているところ、どのような政策支援が有効か。

＜導入量・認定量・ミックス水準＞

FIT導入前	FIT後 導入量 ※	認定量 ※	ミックス水準
50万kW	1.0万kW	7.9万kW	140-155万kW

※平成28年12月時点

＜買取価格＞

	平成24年度	平成29年度
15000kW未満	40円	40円
15000kW以上	26円	26円

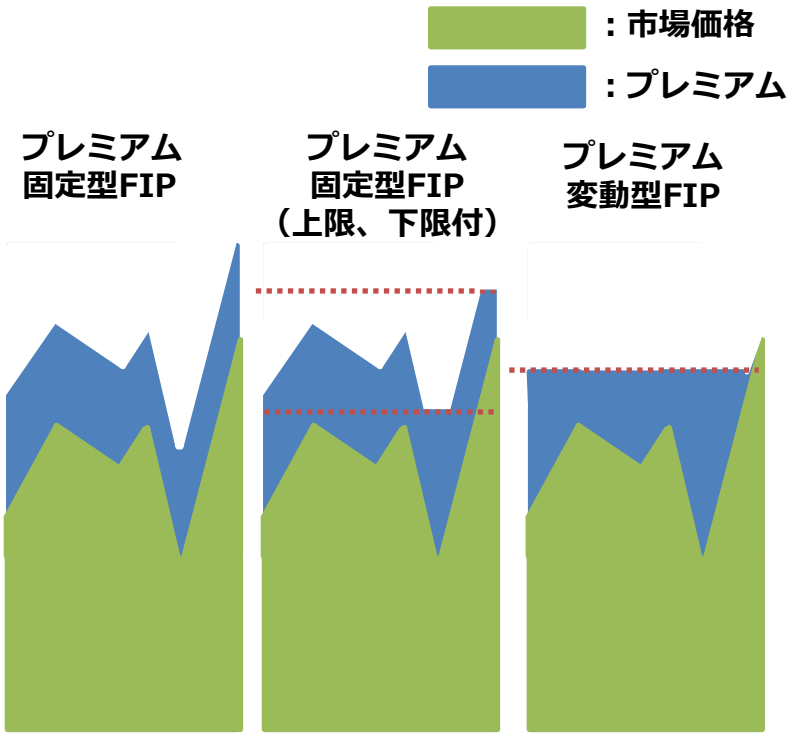
（参考2-1-1） FIP（feed in premium）について

- FIPとは、再生可能エネルギーの自立普及･完全自由競争に向けて、再エネ発電事業者が市場価格で電力販売する場合（市場での売却など）に、市場価格にプレミアムを上乗せする方式。
- 日本におけるFITは、回避可能費用を市場価格に連動させているため（ただし、激変緩和措置あり）、再エネ事業者に対する交付金の設定方法という点ではプレミアム変動型FIPと近くなる。

FIPについて（比較）

FIP制度の種類	概要	メリット	デメリット	採用実績のある国
プレミアム固定型FIP	電力卸市場価格に固定されたプレミアムを付与	電力需要の大きい時間帯における再エネ供給インセンティブが高まる。	卸電力価格の変動に再エネ事業者の利益が大きく左右される。	• スペイン（-2007）
プレミアム固定型FIP（上限・下限付）	市場価格とプレミアムの和に上限と下限を設定したもの	卸電力価格の変動による事業の収益性への影響をある程度低減出来る。	適正な上限値、下限値の設定が難しい。	• スペイン（2007-13） • デンマーク
プレミアム変動型FIP	電力卸市場価格の上下に応じて、付与するプレミアムが変動する	卸電力価格の変動による収益性への影響を低減出来る。	市場価格が低下した場合、賦課金が増大。	• イタリア • ドイツ • オランダ • スイス

主なFIPの種類（イメージ図）



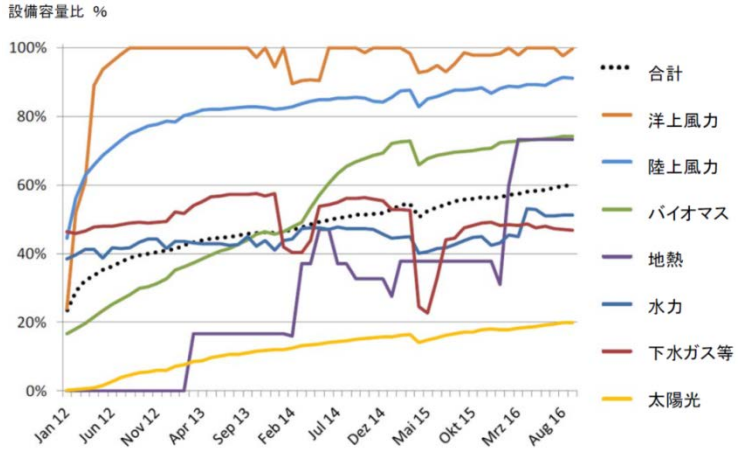
（参考2-1-2）ドイツ：直接販売+プレミアム価格制度（２０１２年導入）

- ドイツでは、２０１２年から市場プレミアムの設定により再生可能エネルギー電力の卸電力市場等への直接販売を促進する制度を導入。２０１４年８月の改正法で、一定規模以上の新規の再生可能エネルギー発電設備は段階的に直接販売及び市場プレミアム制度の適用が義務化される。
- 再生可能エネルギー発電事業者は直接、卸電力市場もしくは相対取引で発電電力を販売し、加えて、市場プレミアムとして基本となる市場価格とＦＩＴ買取価格の差額を上乗せして補填される。

- 再生可能エネルギーの市場への統合を図る方針の下、市場プレミアム導入による直接販売促進が図られた。
- ２０１２年に市場プレミアム制度を導入後、風力、バイオマス発電を中心として直接販売への移行が進み、　２０１４年８月時点の状況は以下のとおり。

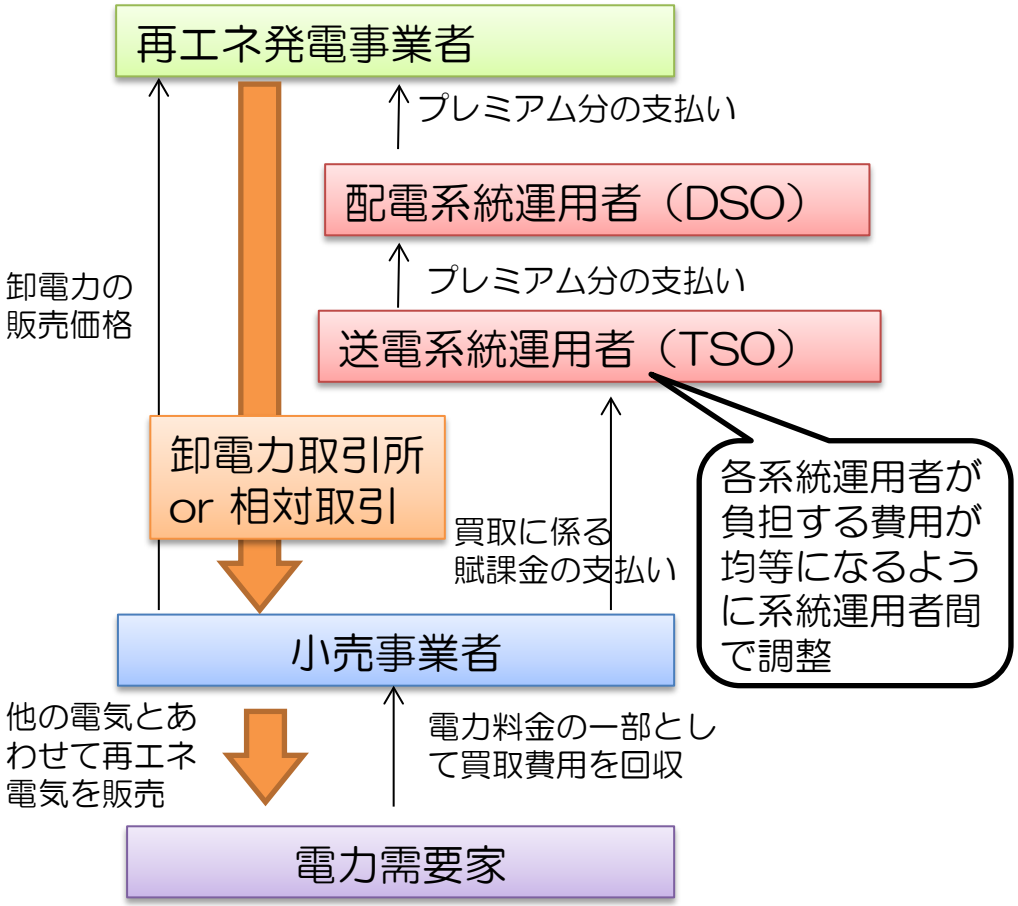
✓ 陸上風力：　30,310MW　（FIT対象設備容量の約89%）
✓ 洋上風力：　622MW　（FIT対象設備容量の100%）
✓ バイオマス：4,270MW　（FIT対象設備容量の約67%）
✓ 水力：　738MW　（FIT対象設備容量の約46%）
✓ 太陽光：　5,497MW　（FIT対象設備容量の約15%）

FIT対象設備容量に占める直接販売された出力の比率（2016年8月時点）



出所：連邦経済・エネルギー省資料

直接販売及び市場プレミアムの電力・賦課金フロー



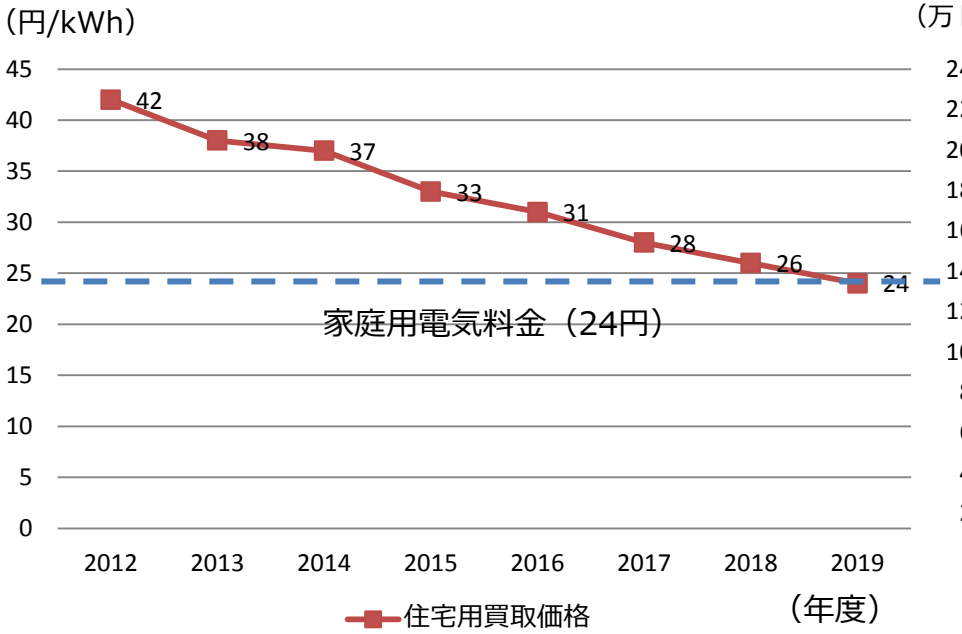
（参考2-2-1）2019年における住宅用太陽光をめぐる状況について

■ これまでは10kW未満（住宅用）太陽光の買取価格が電気料金よりも高いため、売電量の最大化を図る傾向にあったが、2019年には、

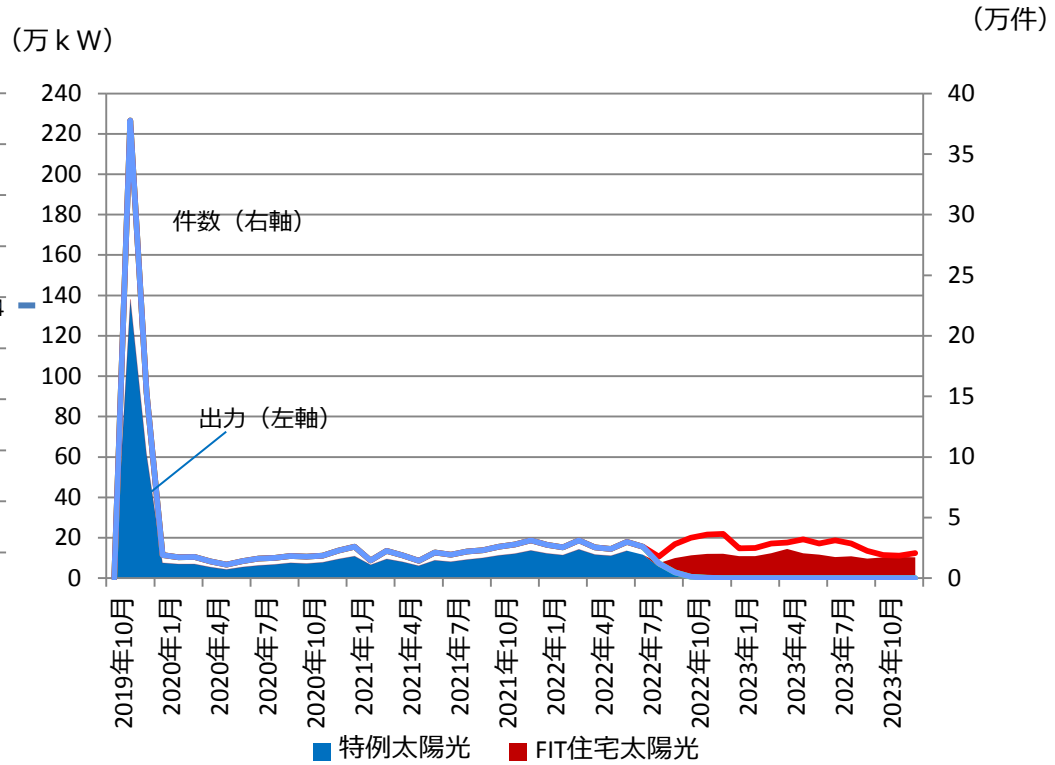
①買取価格が家庭用電気料金と同額となり、より自家消費の方がメリットが大きくなり、

②既に2009年に余剰電力買取制度で導入され、買取期間が終了する案件も生じ始めることになる。

【10kW未満太陽光の買取価格の推移】



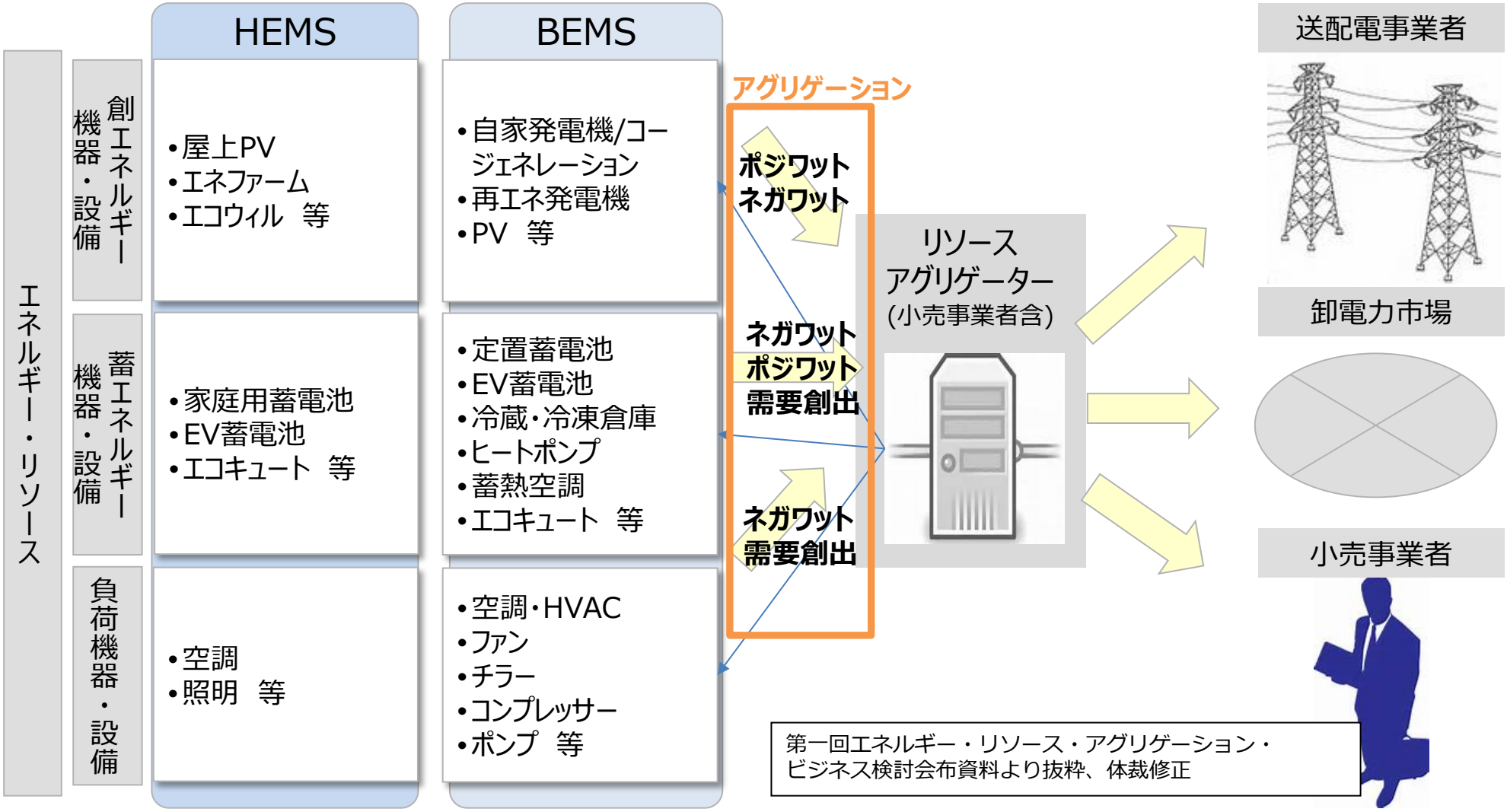
【特例太陽光とFIT対象の太陽光の買取期間終了時期と出力／件数】



※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

（参考２-2-2）IoTを活用した需要家側のエネルギーリソースアグリゲーションについて

■ アグリゲーターが需要家側のエネルギーリソース（ＰＶ、蓄電池、ＥＶ、エネファーム、ネガワット等）を最適遠隔制御する。さらに、IoTを活用して需要家群を統合することで、あたかも一つの発電所（仮想発電所:Virtual Power Plant）のように機能させ、系統の調整力としても活用する。

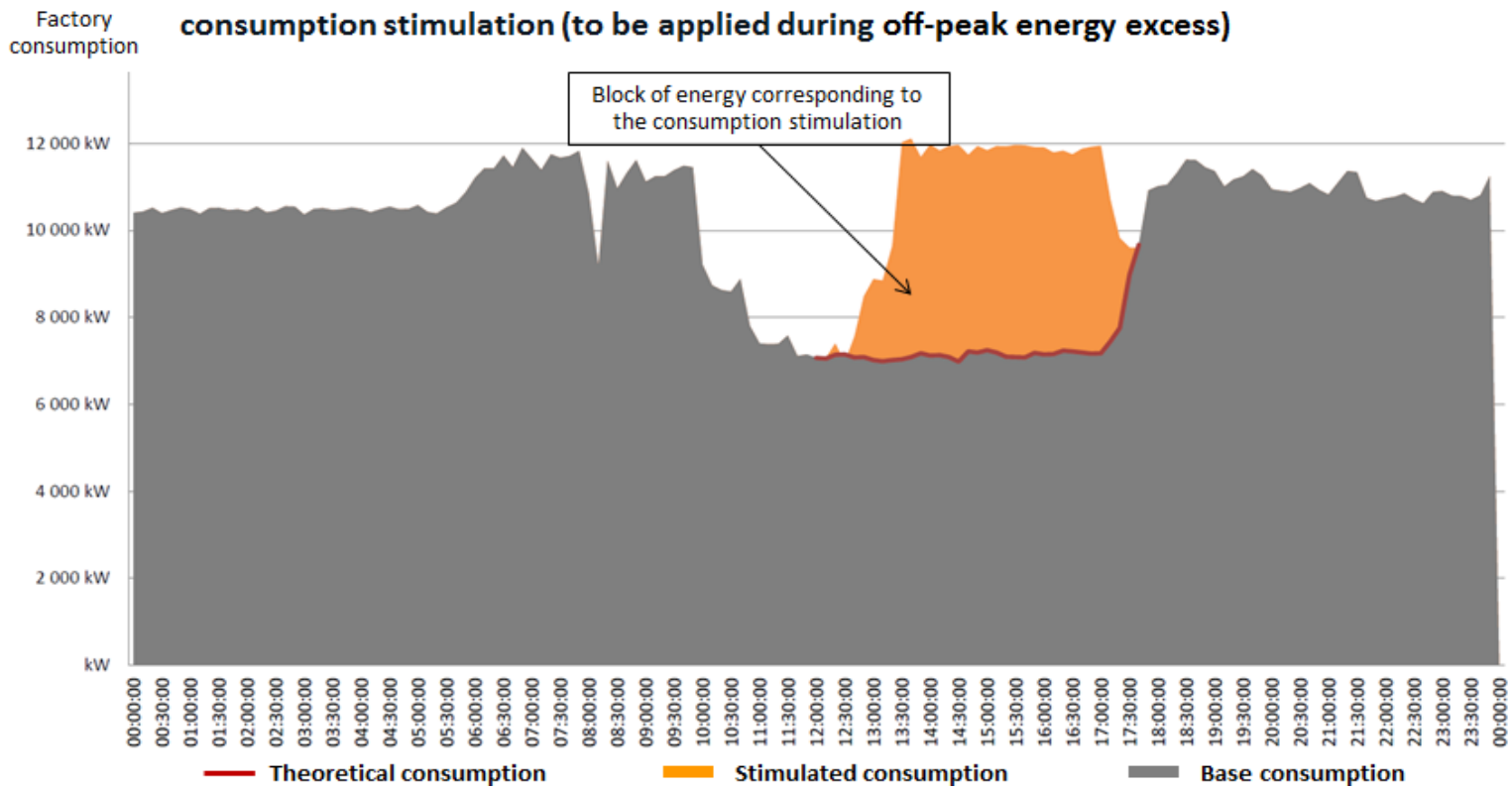


第一回エネルギー・リソース・アグリゲーション・ビジネス検討会布資料より抜粋、体裁修正

（参考2-2-3）需要創出型ディマンドリスポンス（上げＤＲ）の海外事例（フランス）

生産設備を動かし需要を創出

- 再生可能エネルギー余剰時に、一部休止中の生産設備に増産を要請し需要を創出
- 発電量全てを余すところなく活用することで、再エネを有効活用
- フランスではその実効性を実証済み

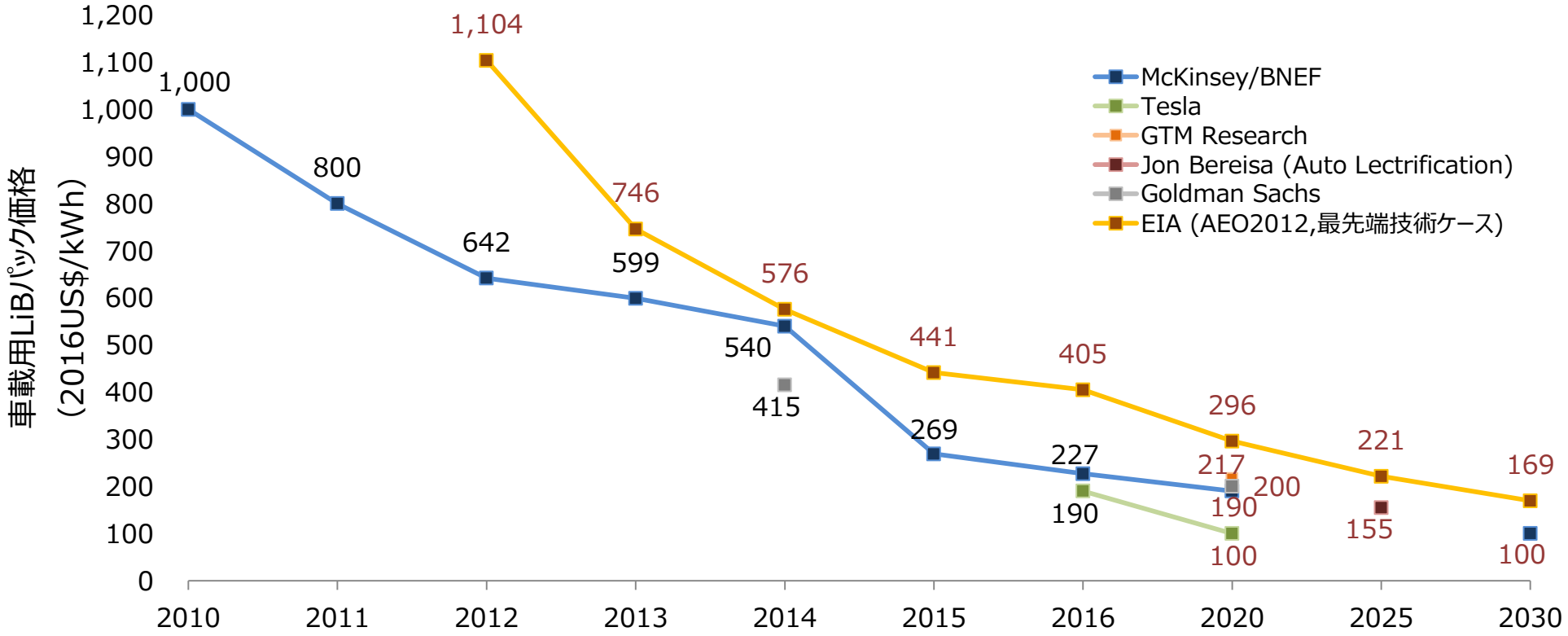


出典：エナジープールジャパン資料

（参考２-2-4）世界の車載用リチウムイオン電池パックの価格推移

■ 各種レポートによれば、世界の車載用蓄電池市場の拡大により、車載用リチウムイオン電池パックの価格は大きく低下することが予想されている。

【車載用蓄電池のバリューチェーン】※日産LEAFの事例



（参考２-2-5）定置用蓄電池の目標価格の設定

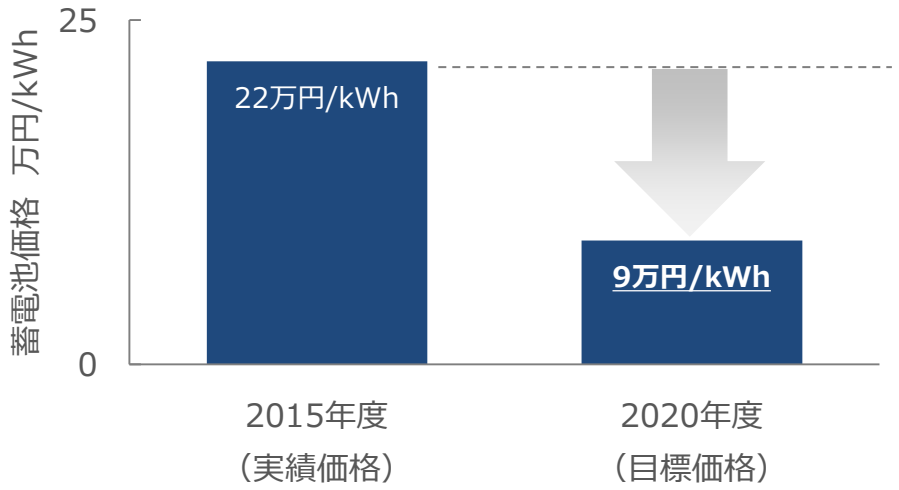
第五回エネルギー・リソース・アグリゲーション・ビジネス検討会布資料より抜粋、体裁修正

■ 第4回エネルギー・リソース・アグリゲーション・ビジネス検討会（ERAB検討会）において、2020年のVPP（Virtual Power Plant）の自立化を目指した定置用蓄電池の価格の考え方を提示。

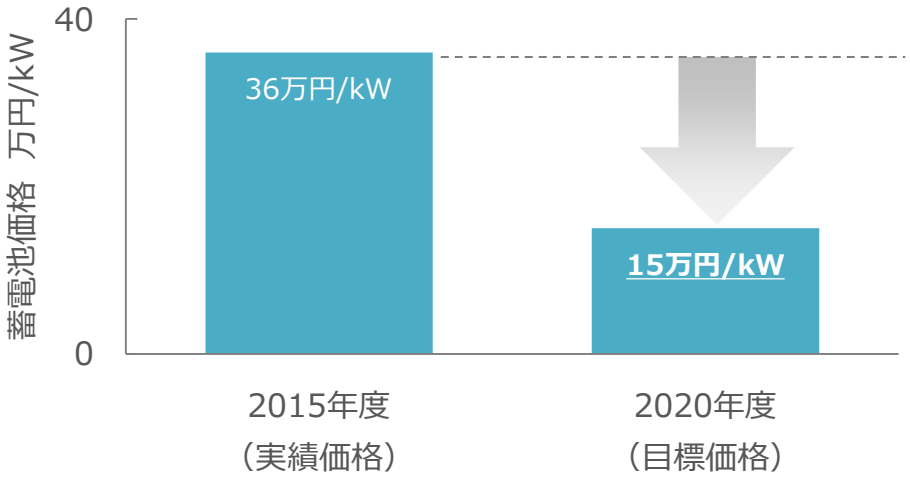
	（2015年度）実績価格	（2020年度）目標価格	目標価格の考え方
kWh用蓄電池（主に家庭用）	約22万円/kWh	**9万円/kWh以下**	➢ 住宅用太陽光の余剰買取期間を終了した需要家が、太陽光電気の自家消費の拡大により、15年程度で投資回収可能。
kW用蓄電池（主に産業用）	約36万円/kW	**15万円/kW以下**	➢ ピークカットによる契約電力削減により、7年程度で投資回収可能。

※ なお、業務用蓄電池をはじめ上記分類に当てはまらないケースについては、蓄電池の用途によっていずれかの価格を目指すこととする。

kWh用蓄電池（主に家庭用）



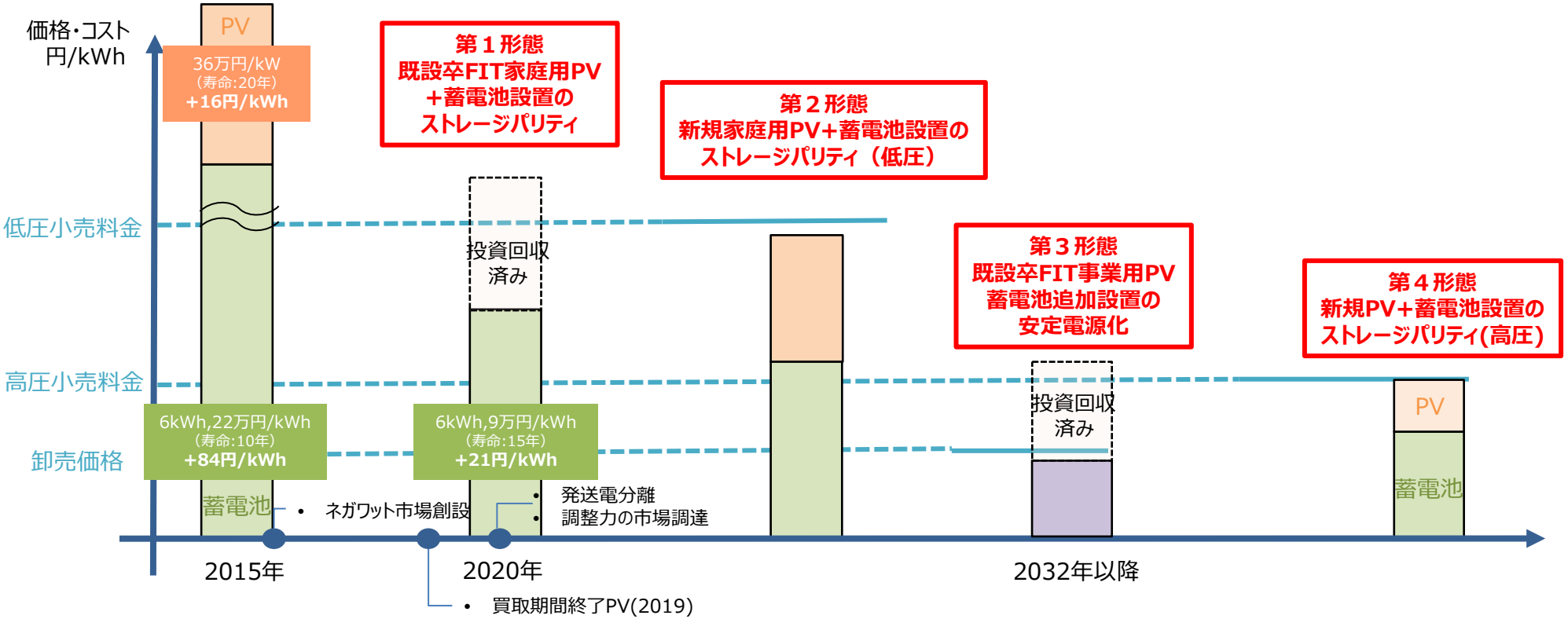
kW用蓄電池（主に産業用）



（参考２-2-6） PV+蓄電池による自家消費型エネルギー供給形態の実現イメージ

- 第１形態：2019年以降、家庭の卒ＦＩＴ案件への蓄電池の追加導入
- 第２形態：家庭の新規ＰＶ＋蓄電池の同時導入（低圧ストレージパリティ）
  ＝ソーラーシンギュラリティ（PV＋蓄電池が経済的に優位性を持つ特異点）
- 第３形態：2032年以降、事業用の卒ＦＩＴ案件への蓄電池導入による安定電源化
- 第４形態：高圧需要家の新規ＰＶ＋蓄電池の同時導入（高圧ストレージパリティ）

※それぞれの実現時期については、PV・蓄電池の価格やその時点での小売料金等によって前後する可能性がある。



（3）立地制約のある電源の導入促進について【問題意識】

- ２０１２年７月のFIT開始後、太陽光を中心に再生可能エネルギーの導入が拡大。また、バイオマスについても、一般木質バイオマスを中心に急速に認定量が拡大。他方、風力（特に洋上風力）、水力、地熱のように、立地制約の強い電源については、新規導入は限定的である状況。
- この点、欧州においては、例えば洋上風力発電において、環境アセスメントや地元関係者との調整、系統接続等を政府等が主導することによって、全体プロセスの透明化を図り、事業者のリスクを軽減する仕組みが採用されているところ。その結果、発電コスト低減のための競争が有効に行われ、入札において、10円/kWh以下で20年間電力を供給するといった案件が出ているところ。【参考2-3-1～2-3-3】
- 立地制約が強く、地元調整や系統制約等が課題となっている電源の導入に当たっては、経済的な支援とは別に、地元調整等のリスクを軽減する仕組みを通じて、よりコスト競争力のある電源が導入される環境を整備することが有効ではないか。

（参考2-3-1）洋上風力発電の導入制度の概要・特徴

- 洋上風力発電について、欧州（デンマーク、オランダ等）では、政府の大規模な導入目標の打ち出しと合わせ、プロジェクトの事前調査や環境アセスメント、地元調整等を政府等が主導することにより全体のプロセスが明確化されており、また、系統連系に必要な費用も送電系統運用者が負担した上で、入札が行われている。
- これにより事業者の開発リスクが低減されており、価格競争が活発化している。

＜デンマークの洋上風力発電の導入制度の概要＞

洋上風力発電の開発手続き

- ◆洋上風力発電の入札に参加を希望する事業者は、デンマークエネルギー庁による事前審査を受ける必要あり。
- ◆入札参加の必須要件として、財政能力及び技術的能力をあらかじめ設定。
- ◆送電系統運用者であるEnerginet.dkが、入札開始前に費用を負担し、環境影響評価及び予備調査（地質・波浪調査）を実施。
- ◆事前調査、建設、発電の主な許認可を全てデンマークエネルギー庁が発行できるようにする「ワンストップ・ショップ」で、洋上風力発電に関する許認可の行政手続きを簡易化。
- ◆洋上風力発電の契約が締結され次第、許認可を発行できるようにしており、発電事業者の負担を大幅に軽減。

入札制度以外の洋上風力支援策

- ◆系統連系に必要な費用は、送電系統運用者（Energinet.dk）が負担し、系統利用料金に加算して需要家から徴収。
- ◆左記のデンマークエネルギー庁による入札制度以外に、開発事業者側で、洋上風力の開発希望地域について申請し、ライセンス付与の手続きを始めることも可能。

デンマークにおける洋上風力発電プロジェクトの落札価格

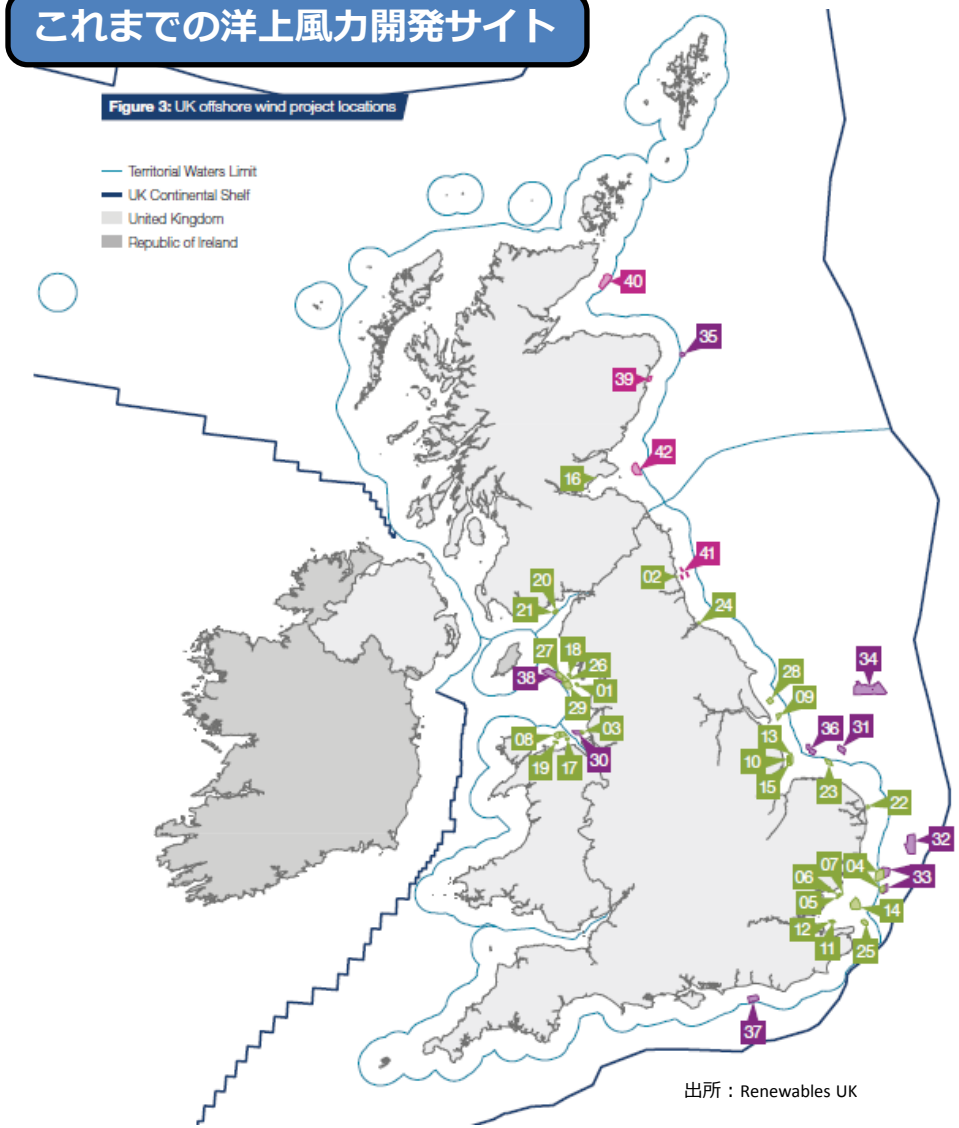
プロジェクト名	稼動開始	出力	落札固定価格（/kWh）	買取対象期間
Horns Rev 2	2009年9月	209MW	0.518DKK （8.8円）	10TWh分
Rødsand 2	2010年10月	207MW	0.629DKK （10.7円）	10TWh分
Anholt	2013年9月	400MW	1.051DKK （17.9円）	20TWh分
Horns Rev 3	2019年（予定）	400MW	0.77DKK （13.1円）	20TWh分
Vesterhav Syd	2020年（予定）	170MW	0.475DKK （8.1円）	8.5TWh分
Vesterhav Nord	2020年（予定）	180MW	0.475DKK （8.1円）	9TWh分
Kriegers Flak	2022年（予定）	600MW	0.372DKK （6.3円）	30TWh分

※1デンマーククローナ（DKK）＝17円として換算

（参考2-3-2）英国①：ゾーニングに基づく洋上風力発電の開発状況

■ イギリスでは、洋上風力発電の開発にあたり、あらかじめ政府機関が戦略的環境アセスメントを実施し、開発可能な「再生可能エネルギー海域」を指定。英国の土地と海域を管理する政府系機関であるCrown Estateが、洋上風力発電事業者向けに入札を行い、事業者と用地のリース契約を締結する形で、立地地点を選定。

これまでの洋上風力開発サイト



出所：Renewables UK

イギリスにおける洋上風力発電の開発状況（2016年4月時点）

Operational: Total capacity of wind farms that have been fully commissioned.

		Capacity MW ▼
01	Barrow	90
02	Blyth	3.8
03	Burbo Bank	90
04	Greater Gabbard	504
05	Gunfleet Sands Demonstration	12
06	Gunfleet Sands I	108
07	Gunfleet Sands II	64.8
08	Gwynt y Môr	576
09	Humber Gateway	219
10	Inner Dowsing	97.2
11	Kentish Flats	90
12	Kentish Flats extension	49.5
13	Lincs	270
14	London Array	630
15	Lynn	97.2
16	Levenmouth Demonstration Turbine	7
17	North Hoyle	60
18	Ormonde	150
19	Rhyl Flats	90
20	Robin Rigg East	90
21	Robin Rigg West	90
22	Scroby Sands	60
23	Sheringham Shoal	316.8
24	Teesside	62.1
25	Thanet	300
26	Walney (Phase 1)	183.6
27	Walney (Phase 2)	183.6
28	Westermost Rough	210
29	West of Duddon Sands	389
Total		5,093.6

Under construction: Total capacity of wind farms that are under construction or where the developer has confirmed a final investment decision, but are not yet fully operational.

		Up to capacity MW ▼
30	Burbo Bank extension	258
31	Dudgeon	402
32	East Anglia ONE	714
33	Galloper[1]	336
34	Hornsea project 1	1,200
35	Hywind 2 Demonstration (Buchan Deep)	30
36	Race Bank[1]	546
37	Rampion[1] (Southern Array)	400
38	Walney extension	660
Total		4,546

Government support on offer: Total capacity of wind farms that have secured a Contract for Difference or whose publicly stated timescales are consistent with accessing the Renewables Obligation (RO).

		Up to capacity MW ▼
39	Aberdeen Demonstration	66
40	Beatrice	664
41	Blyth Demonstration	99
42	Neart na Gaoithe (NNG)	448
Total		1,211

1. RO feasible based on published grid connection dates as per TEC register – Mar 2016.

出所：Renewables UK

（参考2-3-3）英国②：洋上風力発電の開発状況

■ 入札は、複数のラウンドに分かれており、これまでにラウンド1～3の3回、スコットランド領海を対象としたラウンドの入札を実施済み。2017年4月末時点で、28プロジェクト、５，０９８MW分が稼動中。

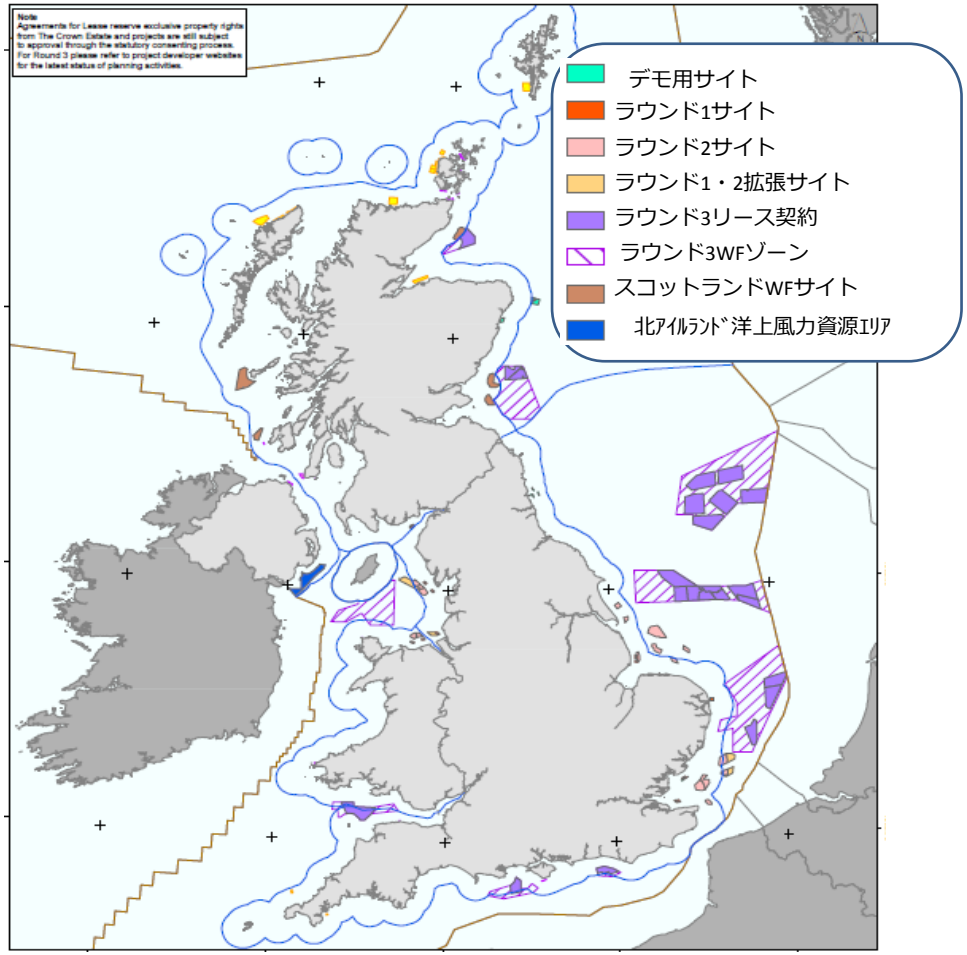
これまでの入札の経緯

◆ラウンド1：2001年に立ち上げ。沿岸に近い領海内を対象として認可。13プロジェクトが稼動済み。
◆ラウンド2：2003年2に、約7GW分の対象事業を決定。2017年5月時点で12プロジェクト、3,847MWが稼動。拡張分も含めて約3GWのプロジェクトが認可取得済み。
◆ラウンド3：2010年1月に55事業の落札企業が決定。対象海域9ゾーンのうち、3ゾーンは英国東岸沖の排他的経済水域（EEZ） 境界線までの海域が対象。
⇒ラウンド1からラウンド3に進むにつれ、発電規模が拡大され、対象海域も沖に進出。

英国における洋上風力発電の開発状況（2017年5月時点）

ケース	稼動中		認可済み
ラウンド1	13プロジェクト	1,182MW	
ラウンド2	12プロジェクト	3,847MW	1,882MW
ラウンド1＆2拡張	1プロジェクト	50MW	1,254MW
ラウンド3			10,865MW
デモ用サイト	2プロジェクト	19MW	140MW
スコットランドWF			9,052MW
合計	**28プロジェクト**	**5,098MW**	**23,193MW**

出典：Renewables UK



出典：Crown Estate

３．円滑な導入を進めるための電力系統の運用・整備の在り方

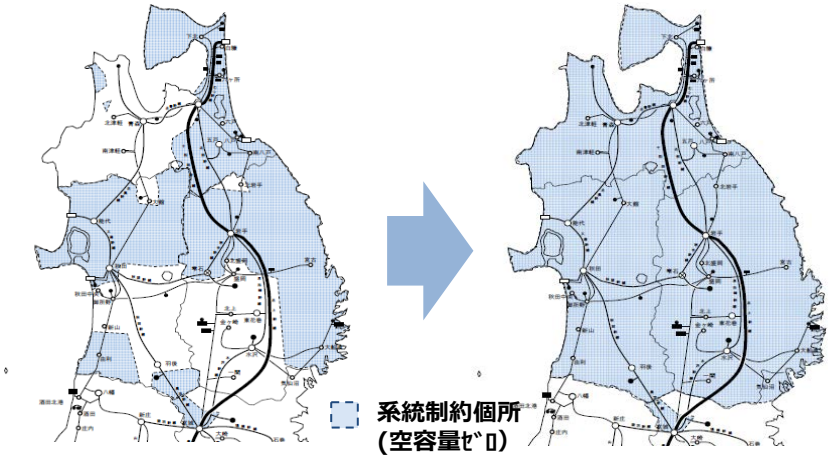
系統制約の種類について

- 系統制約は、容量面での系統制約と変動面での系統制約に大別される。
- 容量面での系統制約は以下の２種類が存在。
  - ①局所的な系統制約　　：連系のために送電線の増強が必要
  - ②エリア全体の系統制約：需給一致のために余剰電力の出力制御が必要
- 変動面での系統制約　：太陽光・風力の出力変動に追随するため、調整力の拡大が必要

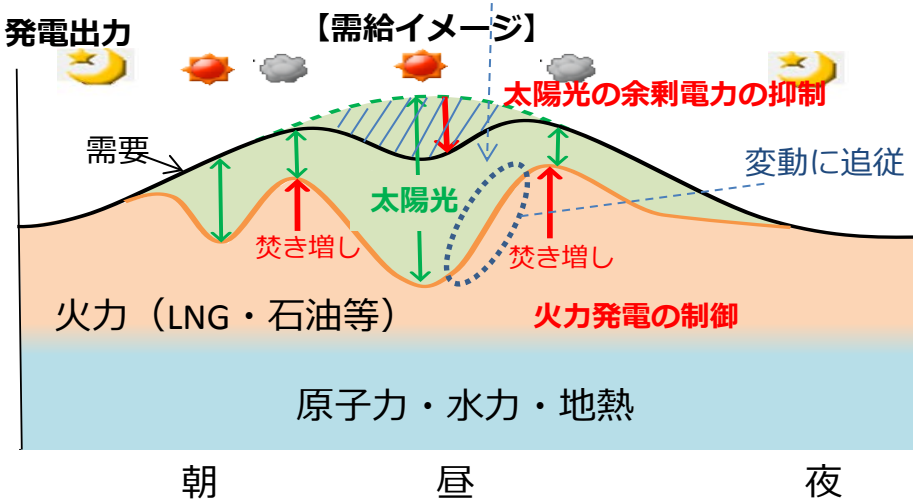
系　統　制　約

容量面での系統制約　　**変動面での系統制約**

①局所的な系統制約



②エリア全体の系統制約



系統制約を克服するために検討すべき具体的な課題について

- 再生可能エネルギーの増加に伴い、系統制約に関する様々な課題が顕在化している。
- 再生可能エネルギーの大量導入時代におけるこれらの問題を克服するため、以下の①～④の４つの課題の克服について具体的な検討を行うべきではないか。

系統制約の種類	再生可能エネルギーの増加に伴って顕在化している課題	検討すべき課題
局所的な系統制約	■ 系統の空き容量不足により、系統接続の前に系統増強が必要。 ■ 系統増強に要する費用が高く、期間も長期化する場合が多い。	**①既存系統の最大限の活用** **③系統増強のあり方**
エリア全体の系統制約	■ ３０日等出力制御枠に達した以降に系統に接続を申し込む案件には指定ルール（無制限無補償の出力制御ルール）が適用され、出力制御の見通しの困難性を理由としたファイナンス制約が発生。 ■ 事業者間の公平性と予見可能性の確保が困難。 ■ 広域融通の必要性。	**②出力制御の最小化と公平性・予見可能性確保** **③系統増強のあり方**
変動面の系統制約	■ 再エネの増加に伴って必要な調整コストが増加。 ■ 系統側と発電側との役割分担について検討が必要。	**④適切な調整力の確保**

課題①：既存系統の最大限の活用　【問題意識】

- 現在の日本では、新規に電源を系統に接続する際、系統の空き容量の範囲内で先着順に受入れを行い、空き容量がなくなった場合には系統を増強した上で追加的な受入れを行うこととなっている。
- 一方で、ヨーロッパにおいては、「Connect & Manage」（英国等）、「Priority Connection」（ドイツ等）、「Non Firm Access」（アイルランド等） といった考え方に基づき、既存系統の容量を最大限活用し、一定の条件付での接続を認める制度を導入しているところ。
- 日本でも、電力広域的運営推進機関において広域系統長期方針が本年３月に取りまとめられ、それに基づき、流通設備効率の向上に向けた検討が始まっている。また、地域間連系線について、2018年度から、先着優先ではなく「間接オークション方式（ Implicit Auction）」を採用することを目指すとされている。また、東北北部地域で行われている電源接続案件募集プロセス（昨年10月13日より開始）においては、系統事故等の必要時には電源制限（出力の抑制）を可能とする条件で暫定的に接続を行う措置が導入されている。
- 今後はこれまでの取組の更なる普及促進を含め、海外事例も踏まえ、既存系統の更なる活用を促していく、コネクト＆マネージの仕組みに見直していくべきではないか。その際、他の電源との関係を含め、合わせて考慮すべき点は何か。

＜コネクト＆マネージ（系統容量不足の管理等）※に関する海外事例＞

国名	政策名	概要
イギリス	Connect & Manage （狭義）	送電網の増強前に接続許可し、出力抑制時には有償。
アイルランド	Non-Firm Access	系統増強前にNon-Firm契約を結び、接続許可。ローカル系統混雑時にはNon-Firm契約者は最初に出力抑制対象となり、かつ無補償。
ドイツ	Priority Connection	系統運用者は再エネを優先的に接続許可し、系統容量不足時は遅滞なく系統増強する。系統混雑による出力制御時には有償。
アメリカ	Implicit Auction	市場原理に基づきスポット市場を介して系統利用を行う方式。

出所）IEA-RETD RES-E-NEXT等をもとに経済産業省作成。　※IEA報告書ではManaging scarce transmission capacityと呼ばれている。

課題②：出力制御の最小化と公平性・予見可能性確保　【問題意識】

- 再生可能エネルギーの増加に伴い、再生可能エネルギーの出力制御が起きる可能性が顕在化している。
- 再生可能エネルギーの出力制御を行うに当たっては、できる限り効率的に行い、再生可能エネルギーを有効に活用する観点や、他の電源も含めた公平性・予見可能性を確保することが重要。
- したがって、連系線も含めた既存系統や調整力を柔軟に活用するなど、出力制御の最小化と公平性・予見可能性を確保するため、追加的にどのような工夫がありうるかについて検討を行うべきではないか。
- また、総合資源エネルギー調査会 省エネルギー・新エネルギー部会 新エネルギー小委員会 系統ワーキンググループにおいては、既存電源と将来電源の公平性等の観点から、30日等出力制御枠（接続可能量）を設定せずに全てを指定ルールとすること（他の電源と同様、原則として無制限無補償の出力制御を行う）について意見が出されている。このような意見も踏まえ、必要に応じて、出力制御ルールの見直しも検討すべきではないか。

＜優先給電ルール＞

a．一般送配電事業者があらかじめ確保する調整力（火力等）（電源Ⅰ）及び一般送配電事業者からオンラインでの調整ができる火力発電等（電源Ⅱ）の出力抑制及び揚水式発電機の揚水運転
b．一般送配電事業者からオンラインでの調整ができない火力発電等（電源Ⅲ）の出力抑制
c．連系線を活用した広域的な系統運用（広域周波数調整）
d．バイオマス電源の出力抑制
e．自然変動電源（太陽光･風力）の出力抑制
f．電気事業法に基づく広域機関の指示（緊急時の広域系統運用）
g．長期固定電源の出力抑制

課題③：系統増強の在り方（増強判断及び費用負担）【問題意識】

- 既存系統を最大限活用したとしても、再生可能エネルギーの増加等に伴い、なお一定の系統増強及び更新投資は必要となる。
- 現在、大規模な系統増強に当たっては、電力広域的運営推進機関が策定する広域系統整備計画に基づく地域間連系線の増強や電源接続案件募集プロセスによる地内系統の増強が行われており、その費用負担については、費用負担ガイドラインに基づき決められている。
- 系統増強には多額の費用と長い期間が必要となる場合が多いが、再生可能エネルギーの導入に伴う社会コストを最小化する観点からは、費用対効果が最大となるような増強を行うべきではないか。
- したがって、以下の点について具体的な検討を深めるべきではないか。

  （ア）系統増強の必要性の判断（連系線・地内系統を含め、どの地点におけるどの系統をどの程度の規模、増強するのか等）の在り方

  （イ）その際の費用負担の在り方

課題④：適切な調整力の確保　【問題意識】

- 再生可能エネルギー（特に自然変動電源）の出力変動を調整し、需給バランスを一致させる上で、社会コストを最小化する観点からは、調整力を効率的かつ効果的に確保することが重要となる。
- 日本においては、調整力を確保するため、各一般送配電事業者による調整力公募が既に行われており、今後、容量市場やリアルタイム市場を通じても調整力等の確保が行われる予定である。【参考3-2】
- 海外においては、例えば、以下のような取組が行われている。
  - （ア）再生可能エネルギー専門の中央給電指令システムを整備し、予測技術等の高度化を図り、再生可能エネルギーのリアルタイムの出力制御を実施　【参考3-3】
  - （イ）風力発電にガバナフリー機能を持たせることを系統接続の要件とするグリッドコードを設定
  - （ウ）容量市場、需給調整市場、アンシラリーサービス市場等の様々な市場を活用し、市場メカニズムを活用しながら効率的に調整力を確保
- 今後、日本においても、広域的な調整力の調達・運用や、発電事業者との適切な役割分担を行うこと等も含め、調整力について、必要な質と量をどのように確保していくべきか。

＜現在の日本における調整力の定義＞

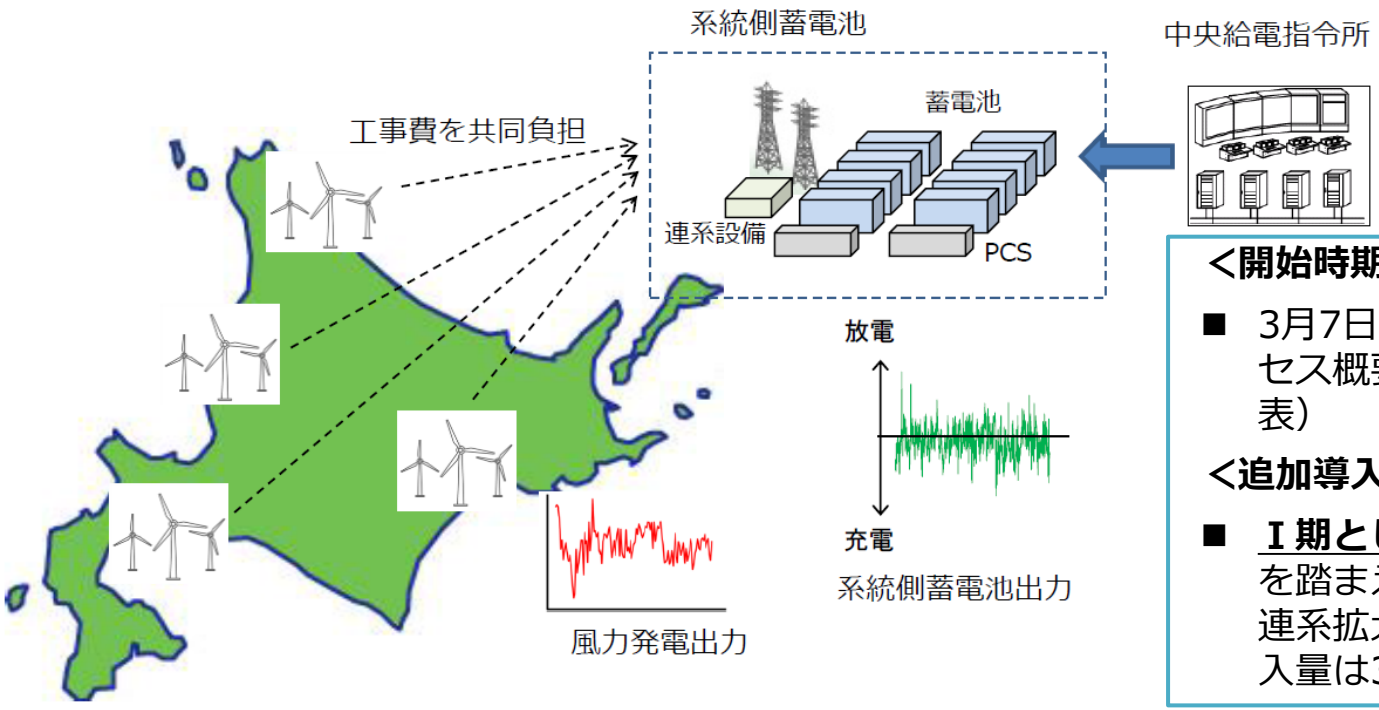
・「調整力」とは、供給区域における周波数制御、需給バランス調整その他の系統安定化業務に必要となる発電設備（揚水発電設備を含む。）、電力貯蔵装置、ディマンドリスポンスその他の電力需給を制御するシステムその他これに準ずるもの（但し、流通設備は除く。）の能力をいう。

（出典）電力広域的運営推進機関　業務規程　第２条第２項第６号

（参考3-1）北海道における風力発電の連系拡大に向けた対応

- 北海道は風力適地であり、大量の導入が見込まれる。
- 一方、調整力である火力が少なく、風力の出力変動に追随できない恐れ。
- 北海道電力が昨年４月に技術要件を定め、風力発電事業者は個別の発電所毎に蓄電池の設置が必要となった。
- 発電所毎の蓄電池設置は費用面で負担が大きいため、追加の選択を示し、発電事業者の負担を軽減する。
  - 系統側に蓄電池を公募により共同設置
  - 北本連系線を利用する実証試験枠(20万ｋW)の空き枠(6.3万ｋW)を再募集
  - 調整力不足時の解列（停止）を条件とした接続による蓄電池容量の大幅低減

＜系統側蓄電池の共同設置について＞



＜開始時期＞

- 3月7日系統WGで系統蓄電池の共同設置プロセス概要を公表（3月28日にプロセス開始公表）

＜追加導入量＞

- **Ⅰ期として60万kW**を募集し、導入後の実績を踏まえ、**Ⅱ期40万kW（計100万kW）**の連系拡大について検討をすすめる（現在の導入量は35万kW）。

（参考3-2）今後の市場整備の方向性について

電源等の価値	取引される価値（商品）	取引される市場
電力量【kWh価値】	実際に発電された電気	卸電力市場
容量（供給力）【kW価値】	発電することが出来る能力	容量市場
調整力【ΔkW価値】	短期間で需給調整できる能力	調整力公募 →リアルタイム市場
その他【非化石価値等】	非化石電源で発電された電気に付随する環境価値	非化石価値取引市場

（注）上図は電源を想定しているが、ネガワット等は需要制御によって同等の価値を生み出すことが可能。
また、一つの市場において、複数の価値を取り扱う場合も考えられる。

出典：電力システム改革貫徹のための政策小委員会（第5回）　資料７

（参考3-3）費用負担ガイドラインの概要

- 系統の増強に関する費用負担の考え方を整理した「発電設備の設置に伴う電力系統の増強及び事業者の費用負担等の在り方に関する指針」を公表（２０１５年１１月）。
- FIT電源については、これまで工事費負担金の全額が特定負担（再エネ発電設備設置者の負担）とされていたが、ガイドラインにより一般負担（受益に応じ特定負担）とすることとなった。
- 託送料金体系との整合性を確保する観点から、電源種別ごとの設備利用率に応じた一般負担の上限額を広域機関が指定・公表。

＜費用負担ガイドラインの概要＞

電源	増強対象	費用負担
全電源共通	基幹系統	一般負担(*1)
	基幹系統以外	一般負担及び特定負担(*1,2)

(*1) 一般負担の上限額を超える部分は特定負担

(*2) 以下の観点から、特定負担及び一般負担とすべき額を算定
・設備更新による受益
・設備のスリム化による受益
・供給信頼度等の向上による受益

＜一般負担の上限額（一部）＞（広域機関ウェブサイトより）

電源種別	一般負担の上限額
バイオマス(専焼)	4.9万円/kW
地熱	4.7万円/kW
原子力	4.1万円/kW
石炭火力	4.1万円/kW
小水力	3.6万円/kW
陸上風力	2.0万円/kW
太陽光	1.5万円/kW

（参考3-4）欧州の系統運用について（スペインの例）

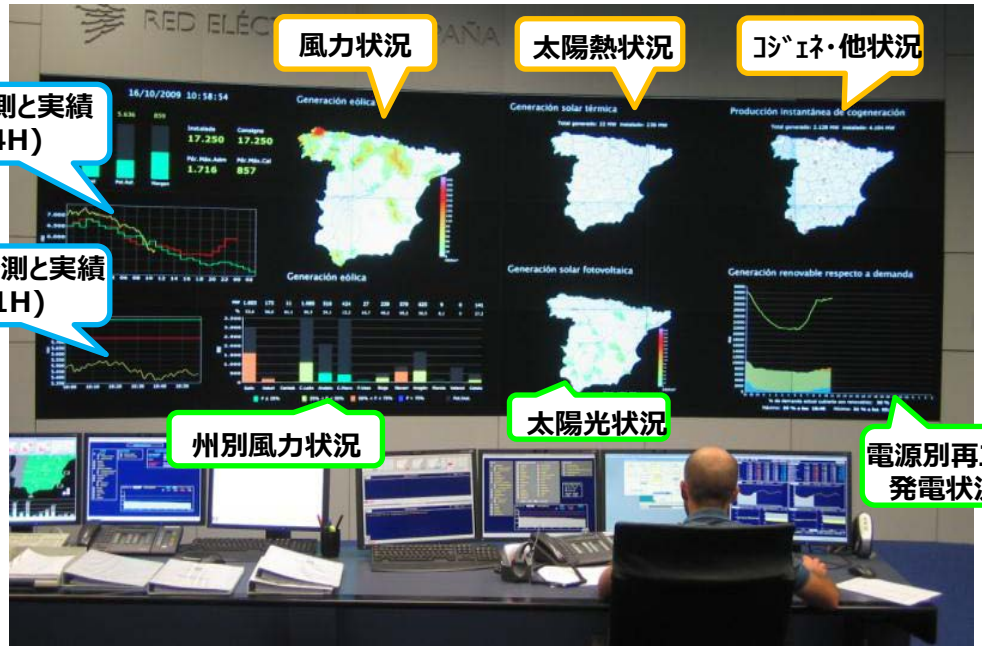
- スペインでは2006年にCECREが設立され、再生可能エネルギー発電を監視・制御している。
- 気象予測による発電出力予測を活用し、一定規模以上の再生可能エネルギー電源へのリアルタイム制御（15分以内の応答）を行いつつ、常に電力系統の安定運用を維持する。

CECOEL/CECORE
電力系統全体を監視・制御

CECRE
（ Control. Centre for Renewable Energies　2006年設立）
再生可能エネルギー発電を監視・制御

出力抑制指令

RESCC（Renewable Energy Source Control Center）
中堅・大手発電事業者や電力Traderにより運営。
- CECREより、出力抑制指令が来た場合は、15分以内に実行する。
- ５MW以上の発電設備は、RESCCへの接続が義務付けられている。



（参考3-5）諸外国におけるグリッドコード（風力）

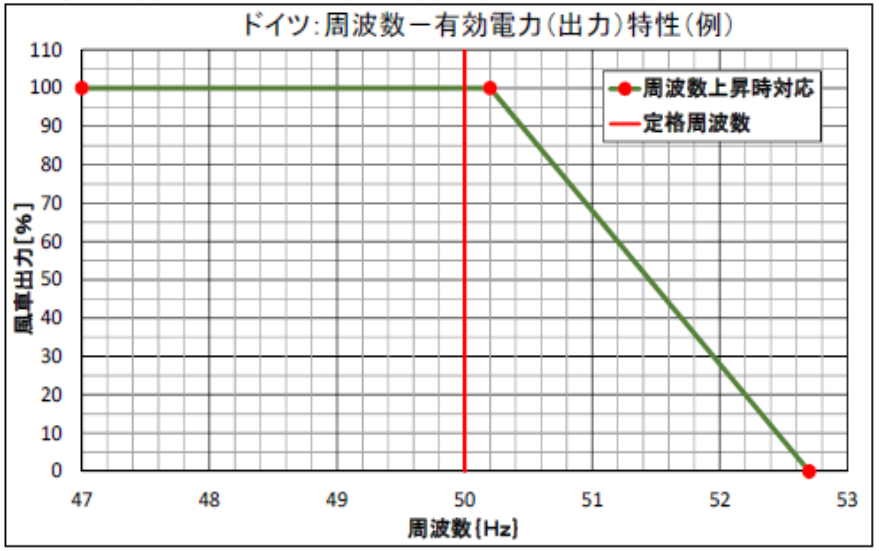
- 風力発電機の導入量が多い欧州では、逸失電力量が生じるものの電力系統事故時の緊急対応として、周波数上昇時の出力低減機能、また、周波数低下時の出力増加機能などが各国のグリッドコードに加えられている。
- なお、各国のグリッドコードの規定に関わらず、欧州では有効電力（周波数、出力）制御機能や無効電力（電圧）制御機能も可能な可変速度機が風力発電機に適用されている。

風力発電機に適用されている、可変速度機の制御機能

制御機能の種類	概要
有効電力（出力）	風速に応じて回転速度又はピッチ角制御で出力制御（デルタ制御、出力変化率制御等）
有効電力（周波数）	周波数変動時に周波数維持又は周波数の早期回復に寄与。（周波数調定率制御等）
無効電力（電圧）	可変速度機の電圧調整範囲内で、出力変動に伴い電圧を維持又は制御（電圧制御等）

諸外国におけるグリッドコードの事例（ドイツ）

供給電力過剰により、周波数が50.2Hz 以上となった場合に、風力の出力を40%/Hz の傾きで低減させ、供給力過剰を抑制する。



出所）「電力系統との融和を図る風力発電の制御機能」日本風力発電協会協会誌12号等を元に経済産業省作成