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と次世代電力ネットワークの在り方

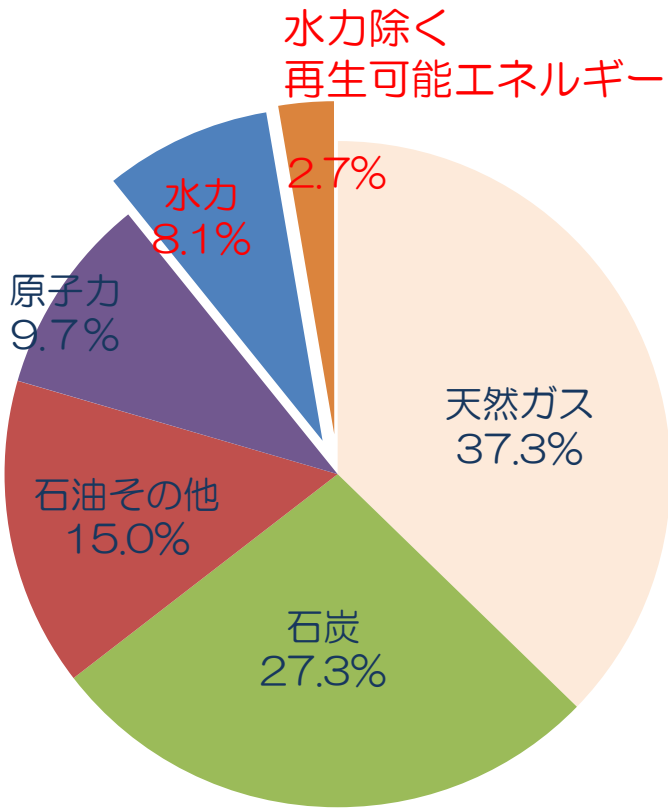
2017年12月18日
資源エネルギー庁

（１）日本の再生可能エネルギーの導入状況
（２）世界の再生可能エネルギーの導入状況
（３）各再生可能エネルギー電源の状況
（４）本委員会における議論のスコープ

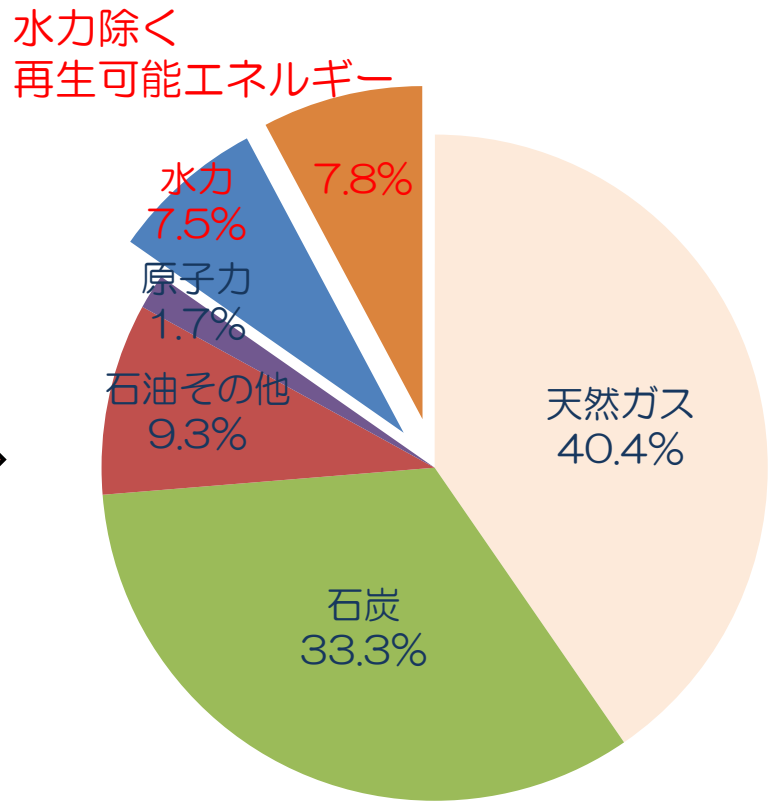
再生可能エネルギーの導入状況①

- 以前から我が国において開発が進んできた水力を除く再生可能エネルギーの全体の発電量に占める割合は、2.7%（2011年度）から7.8%（2016年度）に増加（水力を含めると15.3%を占める）。

【発電電力量の構成（2011年度）】



【発電電力量の構成（2016年度）】



出典： 総合エネルギー統計より資源エネルギー庁作成

再生可能エネルギーの導入状況②

- 2012年７月の固定価格買取制度開始後、2017年３月時点で、新たに運転を開始した設備は、約3,539.2万ｋＷ（制度開始前と比較して約1.7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33.7%。
- 制度開始後、導入量の約95%、認定量の約80%を太陽光が占める。

＜2017年３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
	2012年６月末までの累積導入量	2012年度の導入量（７月～３月末）	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	制度開始後合計	2012年7月～2017年3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）	７９．４万kW（161,273件）	**４７４．５万kW**（1,046,038件）	**５４９．３万kW**（１,１９６,４６７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）	５４３．７万kW（72,656件）	**2,８７５．３万kW**（464,811件）	**７，９０４．７万kW**（９４１,２１５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）	３１．０万kW（157件）	**７８．９万kW**（２６３件）	**６９７．２万kW**（６,８７８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）	０．５万kW（8件）	**１．５万kW**（２９件）	**８．８万kW**（１１０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）	７．９万kW（100件）	**２３．９万kW**（２８５件）	**１１１．８万kW**（５９８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）	３３．３万kW（67件）	**８５．１万kW**（２１８件）	**１，２４１．７万kW**（８４５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）	６９５．８万kW（234,261件）	**3,５３９．２万kW**（1,511,644件）	**１０，５１３．６万kW**（２,１４６,１１３件）

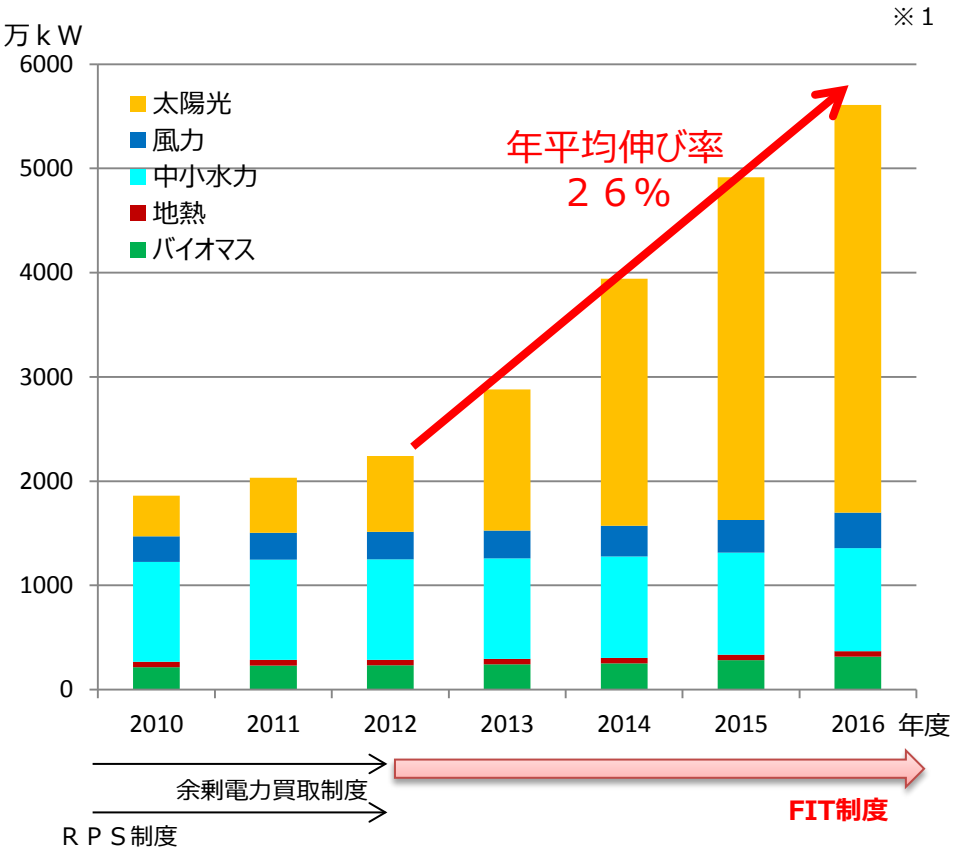
33.7%

※　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。

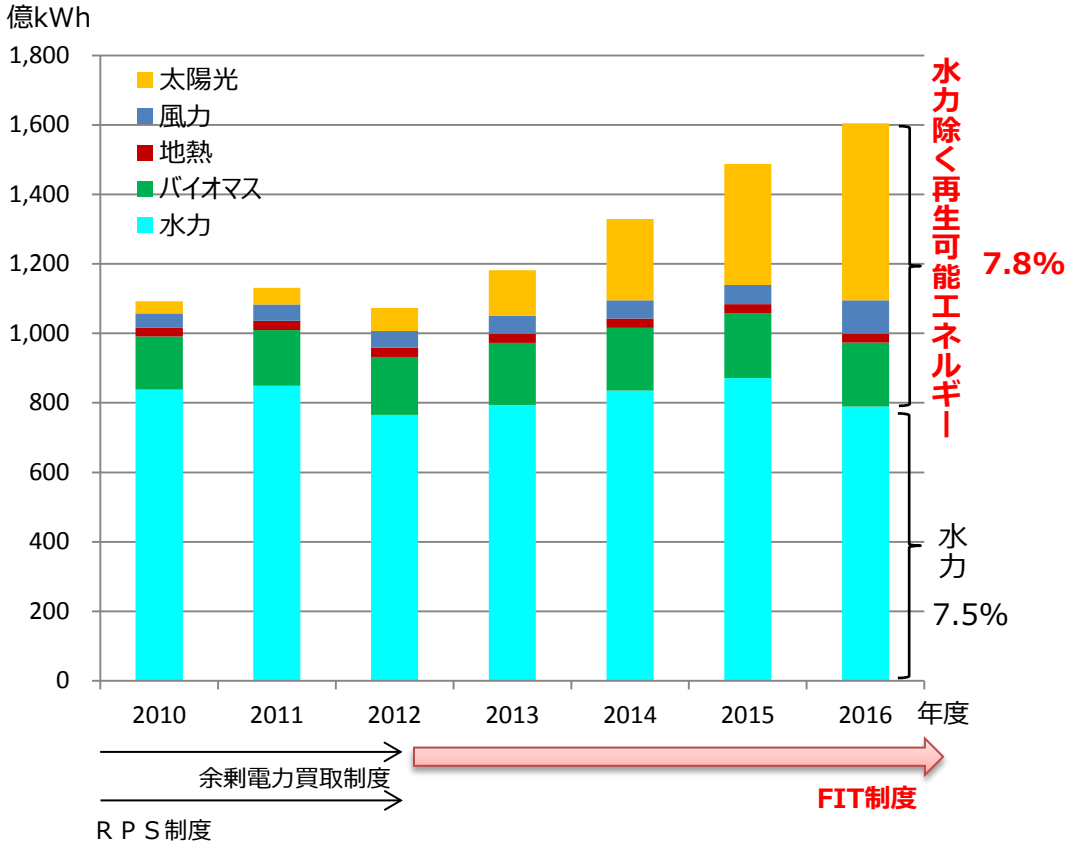
再生可能エネルギーの導入状況③

- 2012年７月の固定価格買取制度開始後、再エネ導入量が約2.7倍に拡大。
- 再生可能エネルギーによる発電電力量も、太陽光を中心に堅調に推移。

再生可能エネルギー電源の設備容量の推移



再生可能エネルギーによる発電電力量の推移



※１　大規模水力は除く

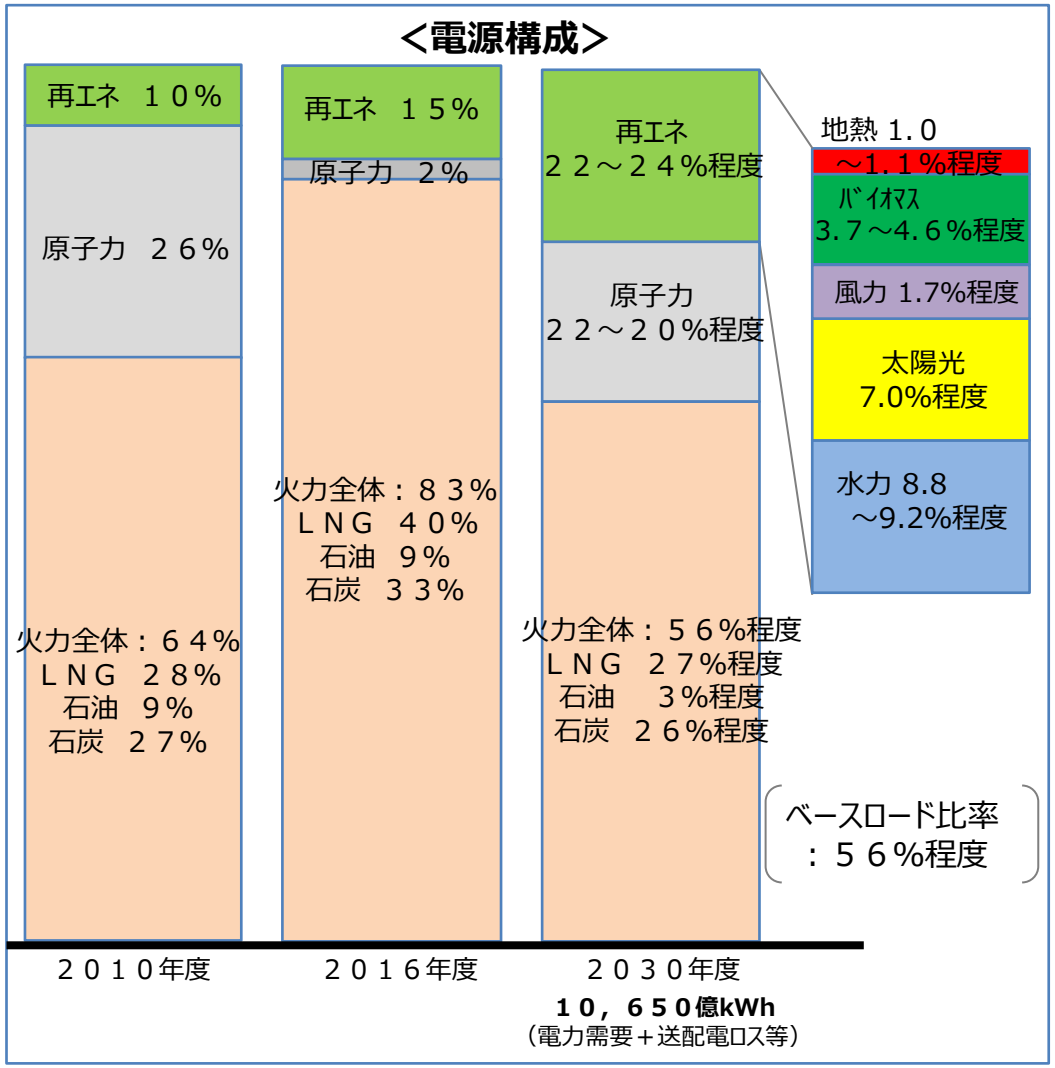
（JPEA出荷統計、NEDOの風力発電設備実績統計、包蔵水力調査、地熱発電の現状と動向、RPS制度・固定価格買取制度認定実績等より資源エネルギー庁作成）

※2016年度は速報値

出典： 総合エネルギー統計より資源エネルギー庁作成

長期エネルギー需給見通し（エネルギーミックス）

- エネルギーミックス（再エネ比率22－24%）を目指し、最大限の導入に取り組むことが必要。

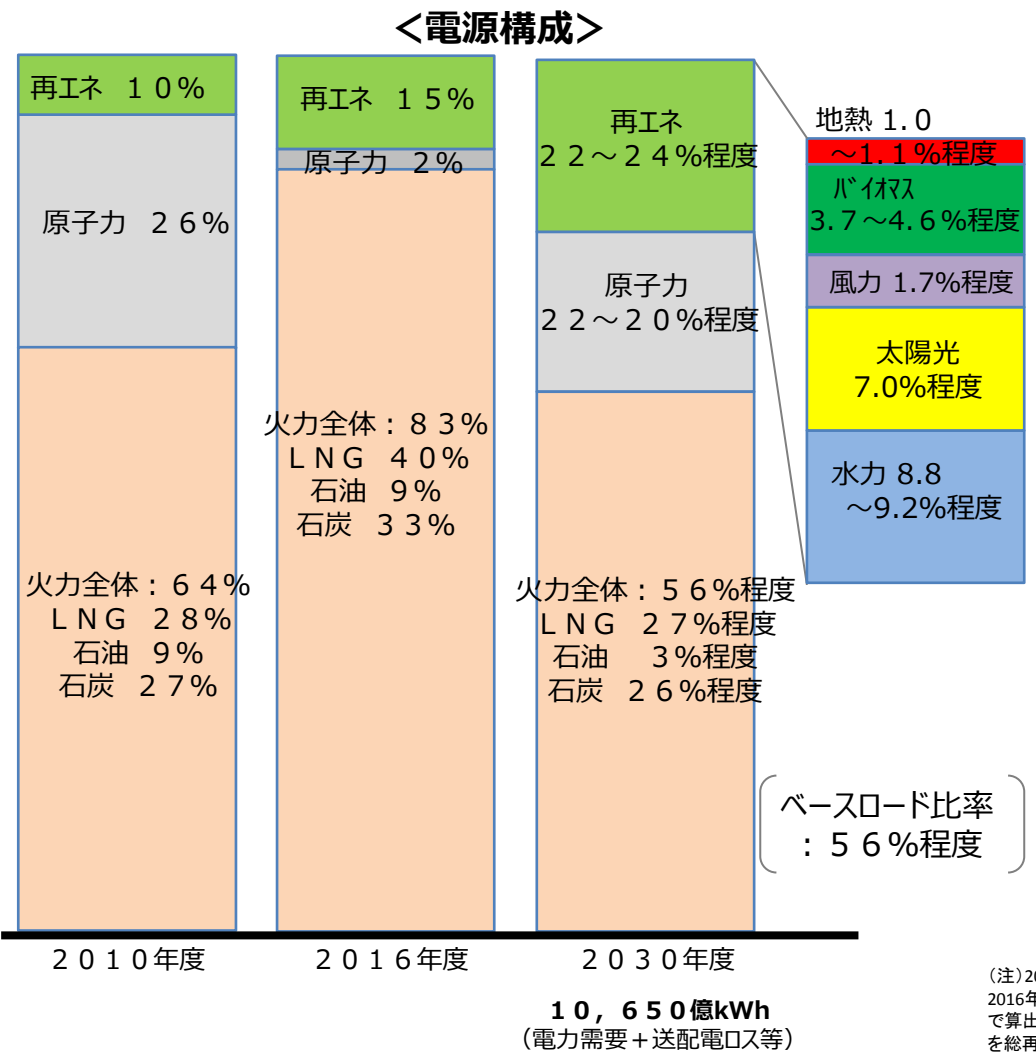


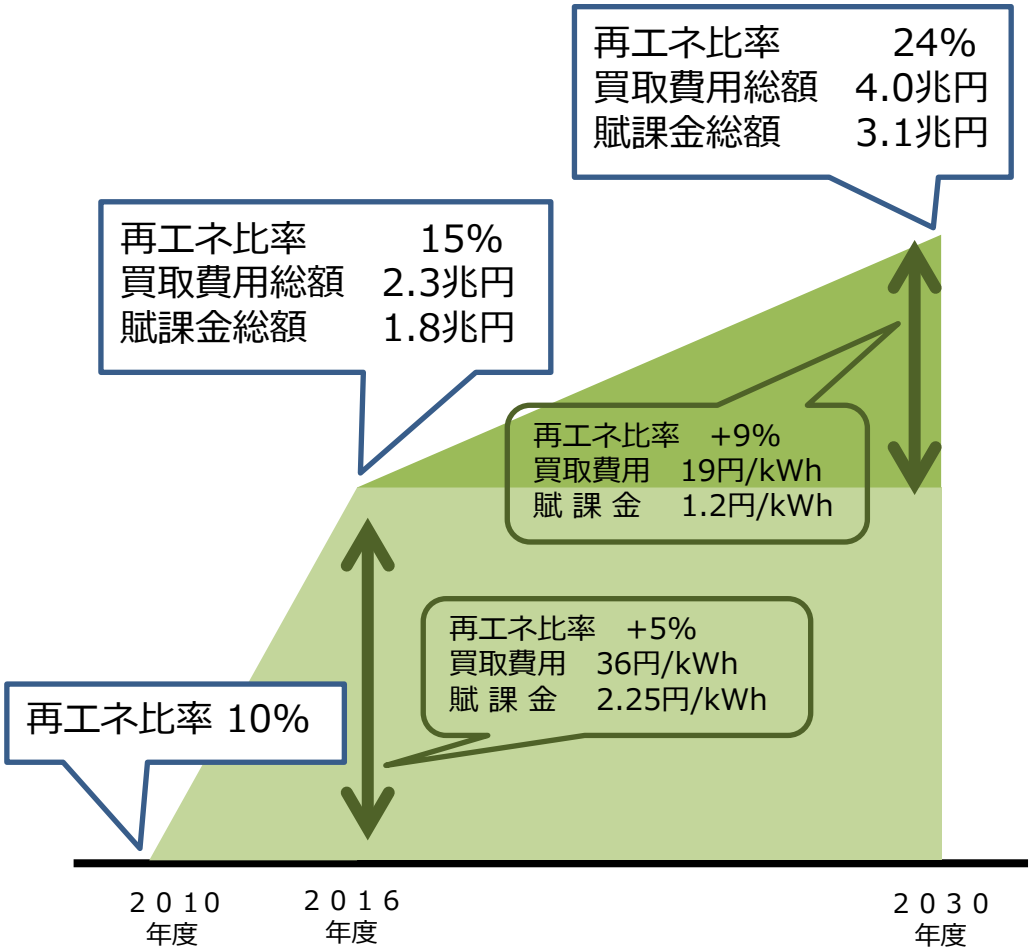
(kW)	導入水準（17年3月）	FIT認定量（注）（17年3月）	ミックス（2030年度）	ミックスに対する導入進捗率
太陽光	3,910万	8,454万（+461万）	6,400万	約61%
風力	339万	697万（+413万）	1,000万（うち洋上82万）	約34%
地熱	52万	9万（+1万）	140～155万	約33%
水力	4,812万	112万（+34万）（中小水力）	4,847～4,931万	約98%
バイオ	315万	1,242万（+872万）	602～728万（うち一般木質274～400万）	約43%

注：2017年４月以降の失効分及び経過措置の対象で今後失効する可能性があるものを含む
※固定価格買取制度における認定量等より作成
※ＦＩＴ認定量の下段括弧は、前年度末からの増加量
※ミックス上限に対する導入進捗率は四捨五入の関係で数字が一致しないことがある。

エネルギーミックスと国民負担

- エネルギーミックスの達成に向けては、国民負担の抑制が喫緊の課題。
- これまで、国民負担（賦課金総額）約２兆円/年で再エネ比率＋５％（10%→15%）を達成。今後、＋約１兆円/年で+7～９％（15%→22～24%）を実現することが必要。





（注）2016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2016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）2016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し、②賦課金は賦課金総額を全電力量で除して算出。

（１）日本の再生可能エネルギーの導入状況

（２）世界の再生可能エネルギーの導入状況

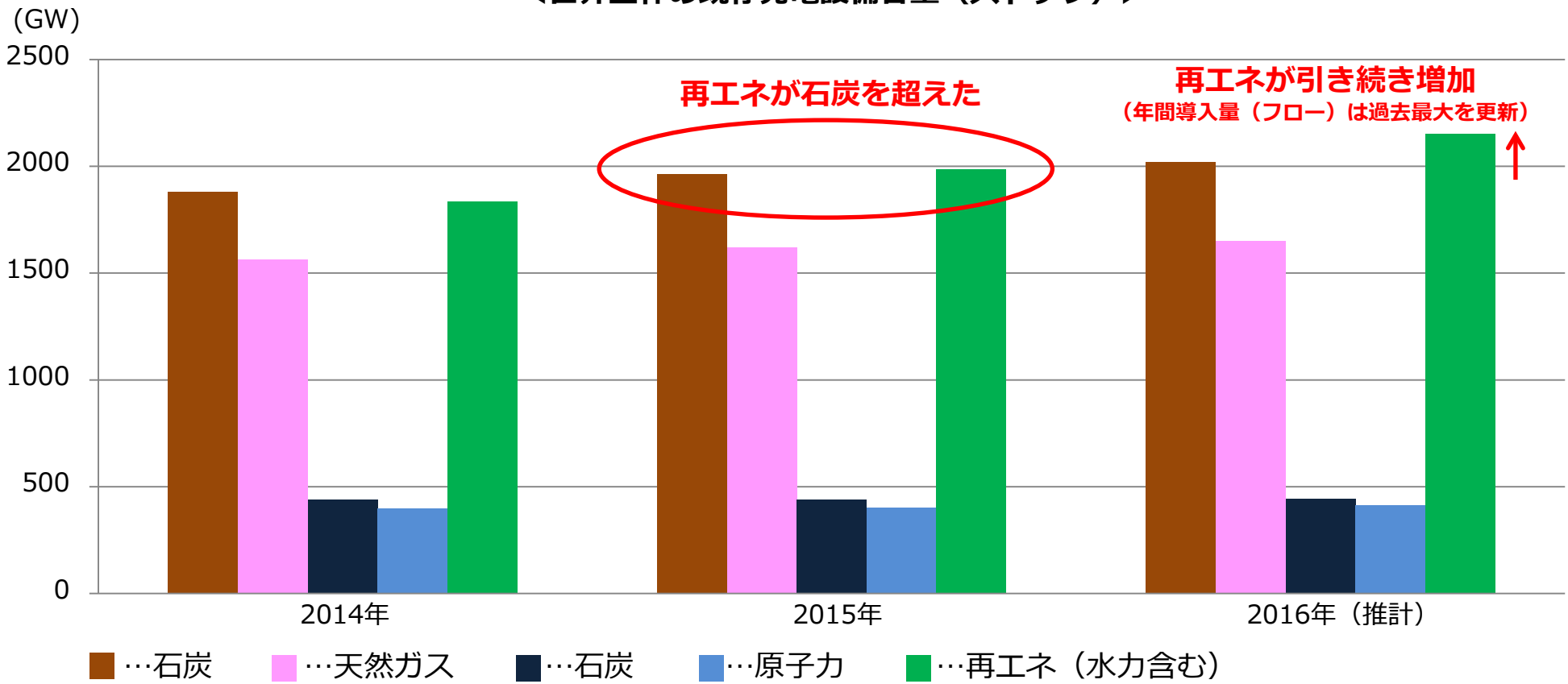
（３）各再生可能エネルギー電源の状況

（４）本委員会における議論のスコープ

再生可能エネルギーをめぐる世界の状況

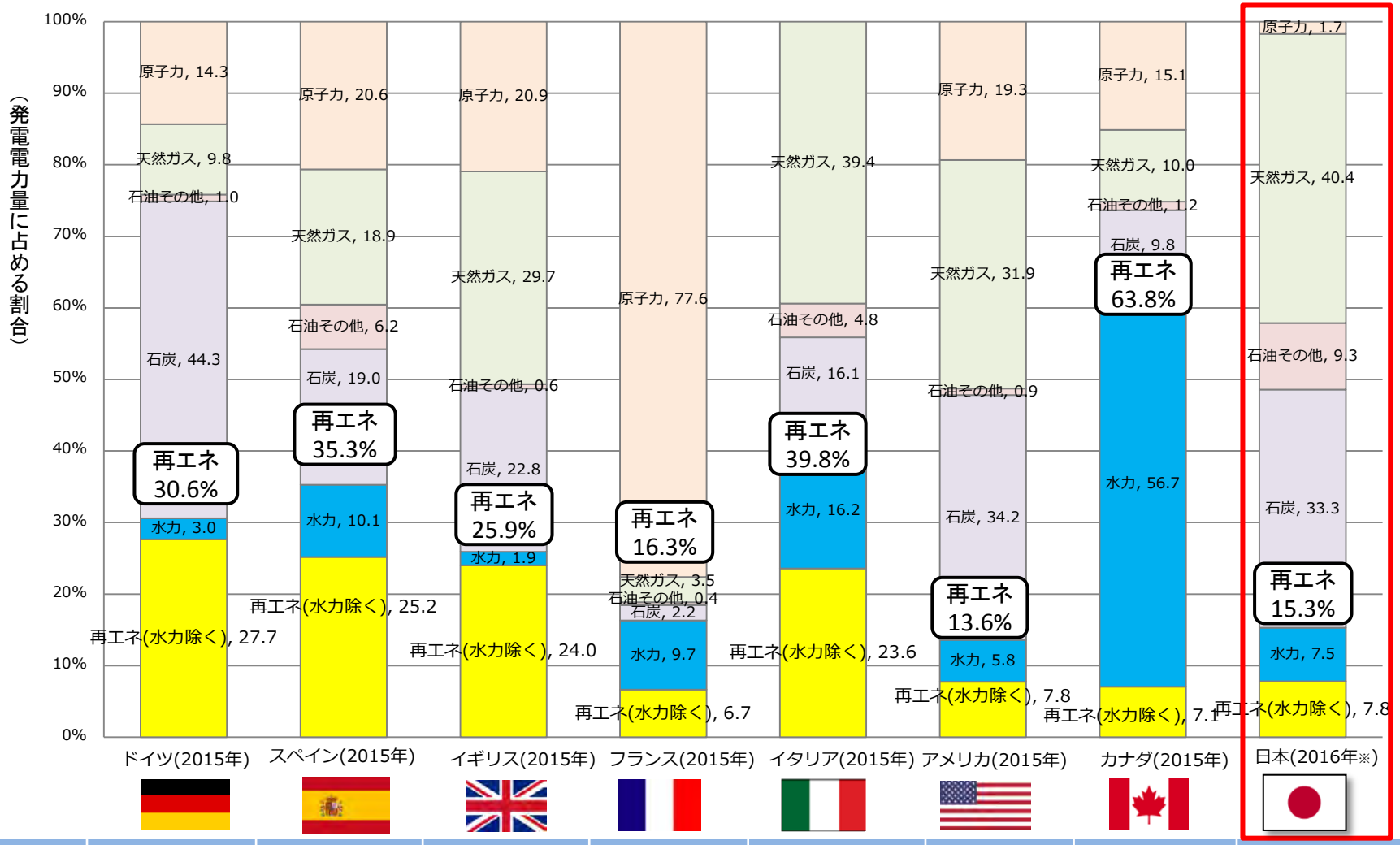
- 世界的に、発電設備に占める再生可能エネルギーの割合は増加。
- 2015年、世界全体の既存発電設備容量（ストック）は、再エネ（水力含む）が石炭を超えた記録的な年になった。
- 2016年も再エネは引き続き増加。年間導入量（フロー）は過去最大を更新。

＜世界全体の既存発電設備容量（ストック）＞



IEA「World Energy Outlook 2016、2017」より資源エネルギー庁作成

主要国の再生可能エネルギーの発電比率



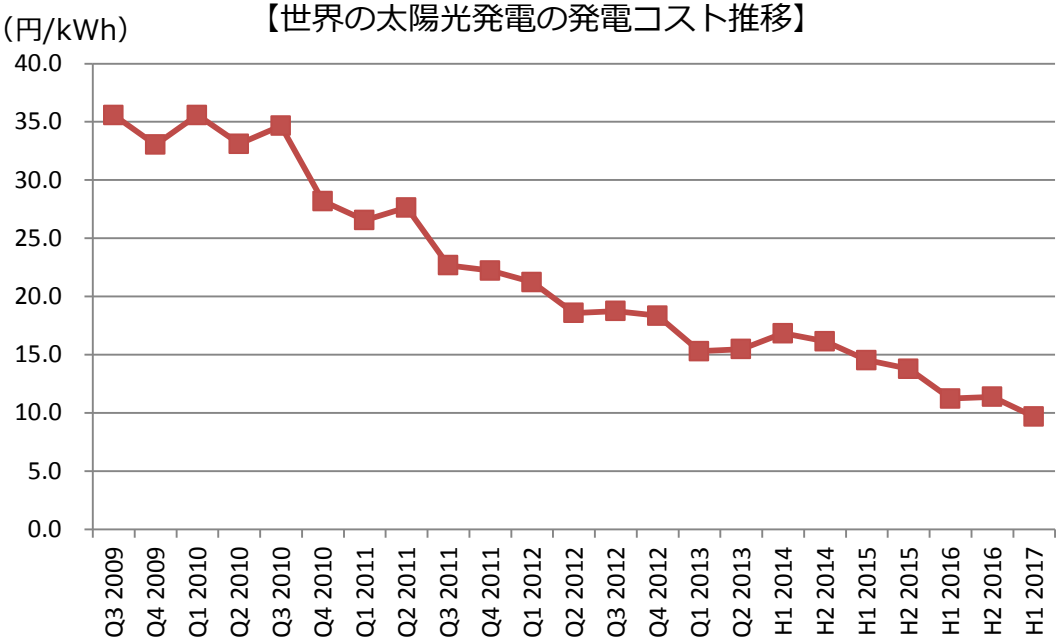
主要再エネ ※水力除く	風力12.3%	風力17.7%	風力12.0%	風力3.8%	太陽光8.1%	風力4.5%	風力 3.9%	太陽光 4.8%※
目標年	2030年	2020年	2020年	2030年	2020年	2035年	ー（国家レベルでは定めていない）	2030年
再エネ導入目標比率	50%以上 総電力比率	40% 総電力比率	31% 総電力比率	40% 総電力比率	35～38% 総電力比率	80% クリーンエネルギー（原発含む）総電力比率	ー（国家レベルでは定めていない）	22～24% 総電力比率

※2016年度は速報値

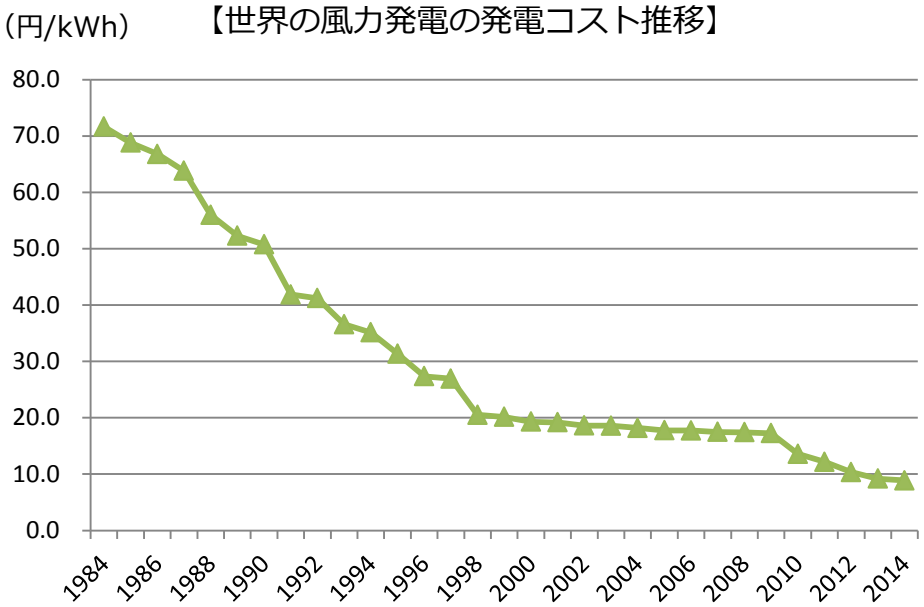
世界の太陽光・風力発電のコスト低減①（市場構造の変化）

- 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】



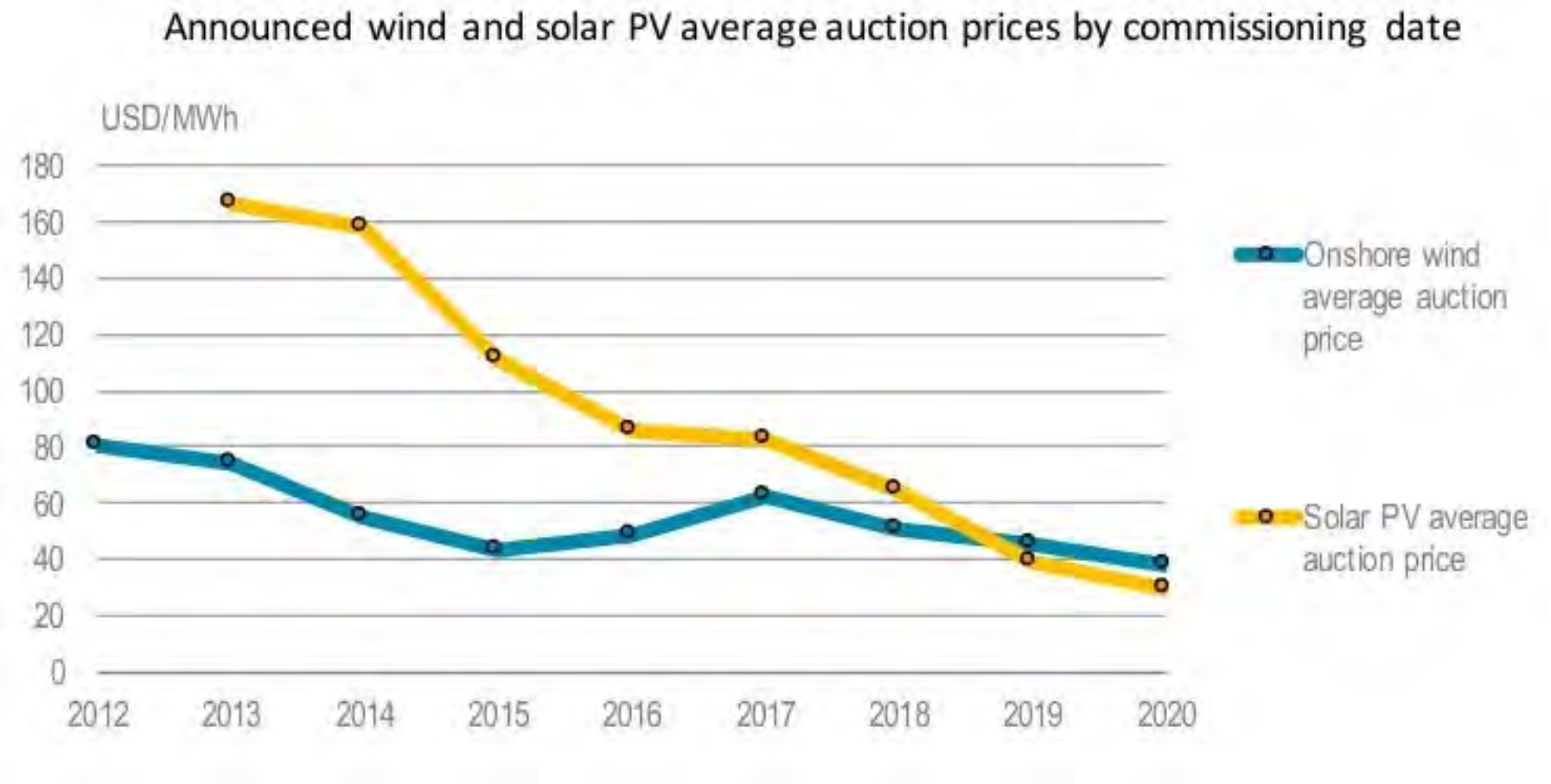
【世界の風力発電の発電コスト推移】



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
（2017年5月中において適用：1ドル＝113円、1ユーロ＝121円）

世界の太陽光・風力発電のコスト低減②（入札による価格競争）

- 入札を通じた価格競争により、近年も発電コストの急速な低下が進んでいる。

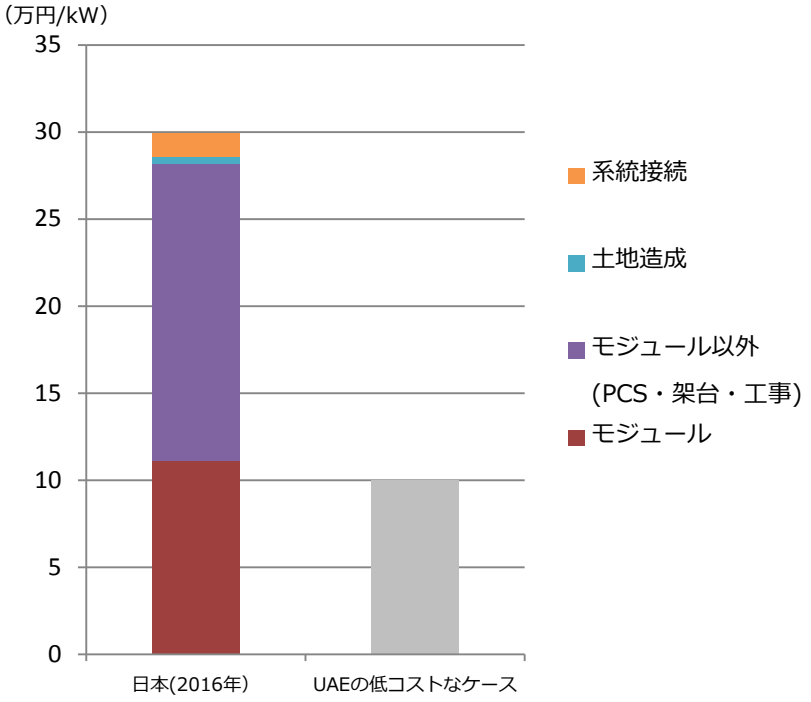


出典：*Renewables 2017, International Energy Agency*

（参考）中東における太陽光発電の低コストなケース

- 2016年、UAEにおいて太陽光発電が2.42セント/kWhで落札された。規模は118万kW、契約期間は25年間。
- 低コストの要因（推定）：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
  ②強い日照により設備利用率が日本の1.5倍以上
- 2017年10月、サウジアラビアで1.78セント/kWhという超低価格での落札案件が登場。規模は30万kW。

【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）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 (1€=120円/1£=150円)
2015.2	デンマーク	Horns Reef 3 (Vattenfall)	406 MW	104 EUR/MWh (12.5円/kWh)
2016.2	オランダ	Borssele 1+2 (DONG)	350MW × 2	72.7 EUR/MWh (8.7円/kWh)
2016.9	デンマーク	Danish Nearshore (Vattenfall)	350MW	63.7 EUR/MWh (7.6円/kWh)
2016.11	デンマーク	Kriegers Flak (Vattenfall)	600MW	49.9 EUR/MWh (6.0円/kWh)
2016.12	オランダ	Borssele 3+4 (Shell, Van Oord, Eneco, 三菱商事)	350MW × 2	54.5 EUR/MWh (6.5円/kWh)
2017.4	ドイツ	Gode Wind III (DONG)	110MW	60.0 EUR/MWh (7.2円/kWh)
	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）
2017.9	イギリス	Triton Knoll (Innogy, Statkraft)	860MW	74.75 £/MWh (11.2円/kWh)
	イギリス	Hornsea Project 2 (DONG)	1,386MW	57.5 £/MWh (8.6円/kWh)
	イギリス	Moray East (EDPR, Engie)	950MW	57.5 £/MWh (8.6円/kWh)

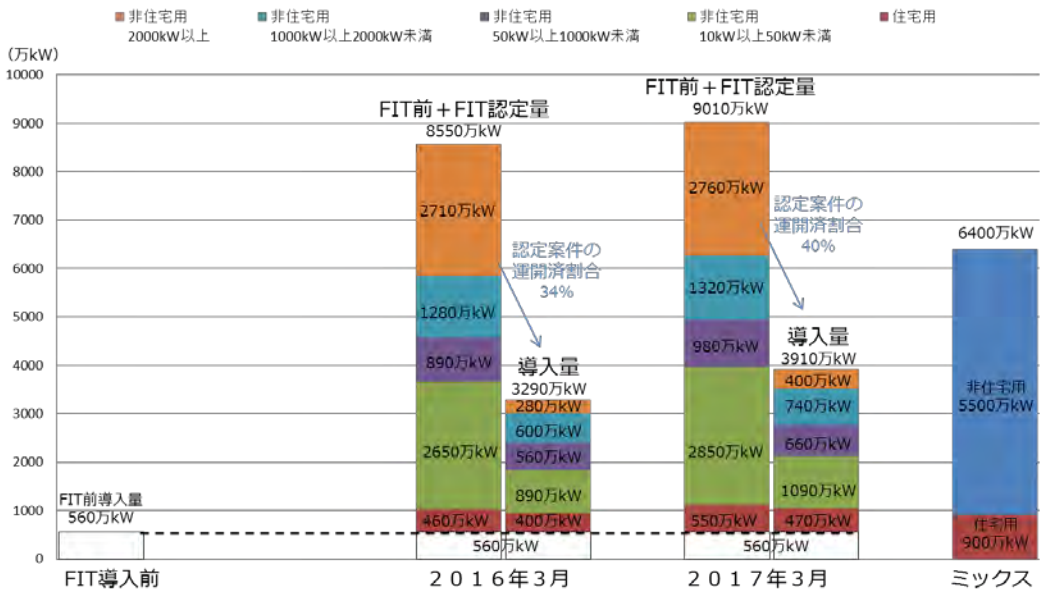
（出典）MHI Vestas社調査、英国政府資料

（１）日本の再生可能エネルギーの導入状況
（２）世界の再生可能エネルギーの導入状況
（３）各再生可能エネルギー電源の状況
（４）本委員会における議論のスコープ

電源毎の現状と課題① 太陽光発電（現状）

- FIT制度開始後、10kW以上の非住宅用（事業用）を中心に急速に認定量が増加。住宅用も着実に増加。
- 導入量も着実に増加しているものの、非住宅用については運転開始済の割合は４割程度に留まる。また、50kW未満の小規模案件の割合が非常に多い（導入容量ベースで４割程度）。
- 買取価格（発電コスト）もFIT開始以降着実に低下しており、当初と比較すると半減。中長期目標（非住宅用：2030年 発電コスト 7円/kWh等）を設定し、今年度からは入札も試行的に実施。他方、諸外国と比べると、依然として高い水準。

＜認定量・導入量・買取価格の状況＞

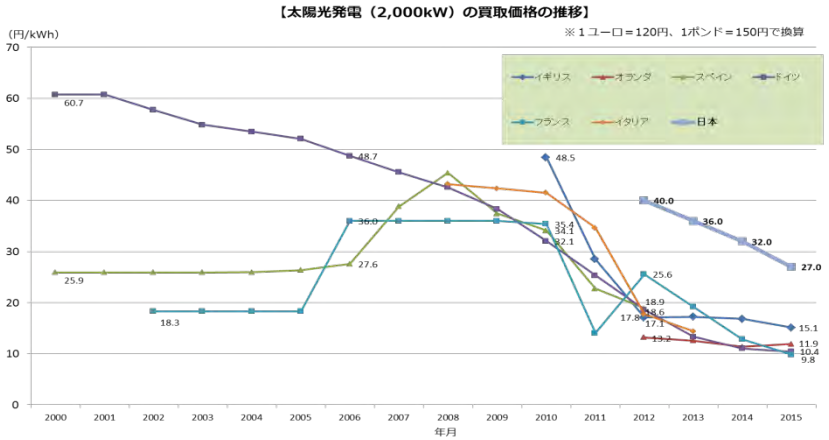


買取価格推移	2012年度	2013年度	2014年度	2015年度	2016年度	2017年度	2018年度	2019年度
非住宅用	４０円	３６円	３２円	２９円 ２７円	２４円	入札制移行（2000kW以上） ２１円		
住宅用※	４２円	３８円	３７円	３３円 ３５円	３１円 ３３円	２８円 ３０円	２６円 ２８円	２４円 ２６円

※2015年度以降の下段は出力制御対応機器設置義務ありの場合。

＜非住宅の小規模案件の導入量・認定量＞

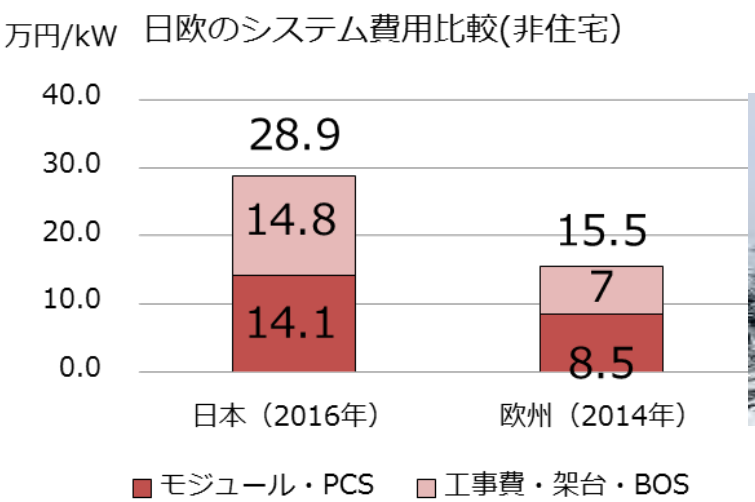
FIT後導入量	認定量
2875.3万kW 46.5万件 **うち10kW-50kW** **1,085.4万kW** **（44.1万件）**	7904.7万kW 94.1万件 **うち10kW-50kW** **2,846.5万kW** **（90.5万件）**



出典：平成28年度国際エネルギー使用合理化等対策事業（海外における再生可能エネルギー政策等動向調査）

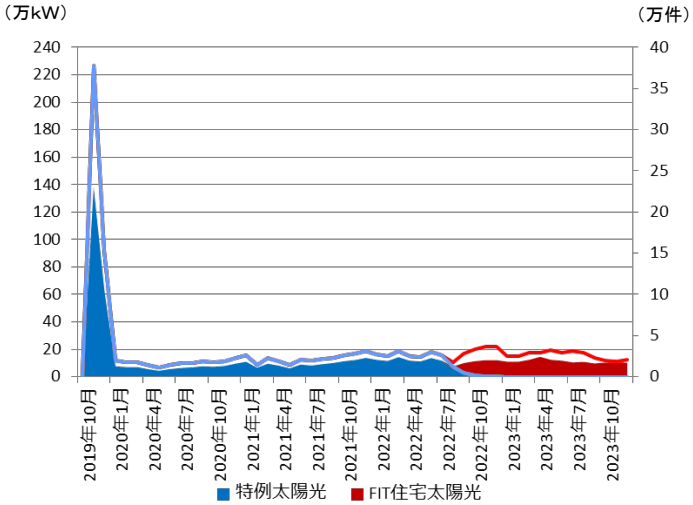
電源毎の現状と課題① 太陽光発電（課題）

- 高い買取価格で大量に導入されたことにより、国民負担が増大。今後、自立化を達成するために、どのようにコスト低減を図っていくか。
- 不十分な設計・施工・メンテナンスの事例や、立地地域とのトラブル、事業終了後のパネルの放置に係る懸念等が地域において大きな問題となる中、安定的な発電事業の継続や地域との共生をどのように図っていくか。非住宅用の導入量の約４割を占める50kW未満の小規模案件も含め、どのように、買取期間終了後を含めて安定的に発電が継続される体制を整えていくか。
- 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、コストが低減した電源をどのように有効活用していくか。新たな活用方法としてどのようなものが考えられるか。



＜強風による事故事例＞

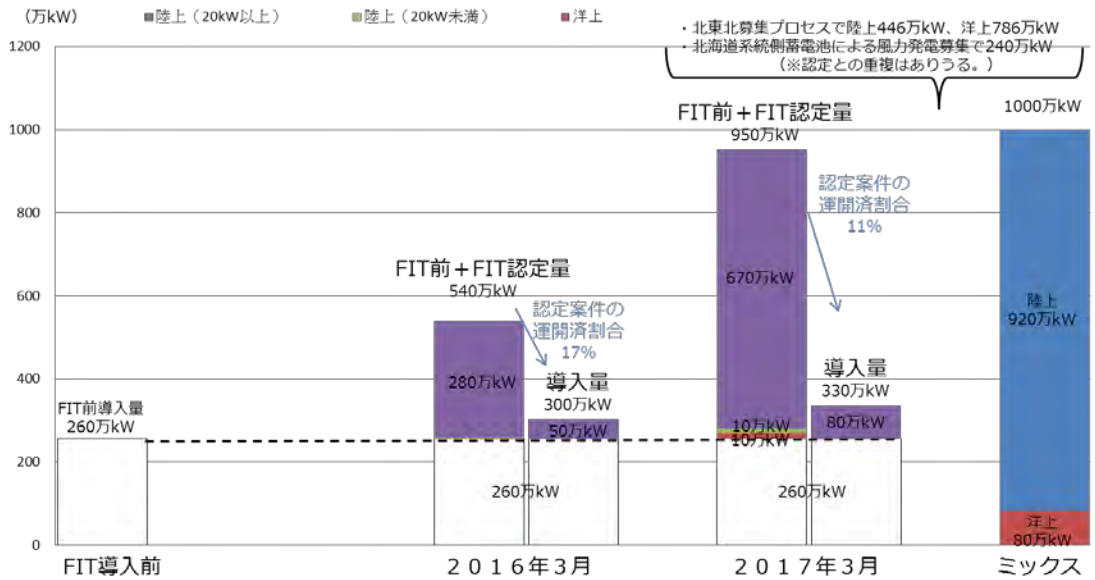
【特例太陽光とFIT対象の太陽光の買取期間終了時期と出力／件数】



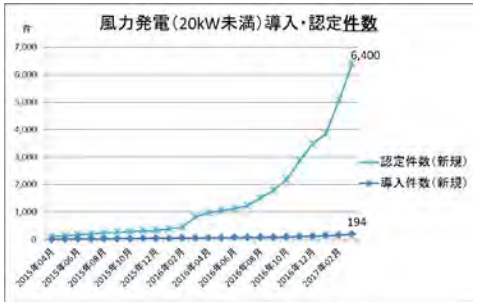
電源毎の現状と課題② 風力発電（現状）

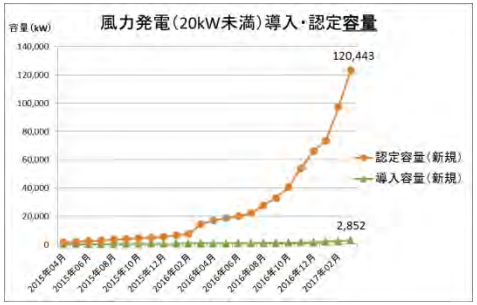
- FIT制度開始後、認定量はほぼミックスの水準にまで増加。他方、系統制約、環境アセスメントや地元調整等、開発段階での高い調整コストにより、導入量は伸びていない。
- 小型風力の認定量が近年急増しており、導入も徐々に進んでいるところ。
- 陸上風力については、今年度より買取価格を引下げ、中長期的な価格目標も設定（2030年発電コスト 8～9円/kWh）。他方、洋上風力含めて世界的にコストが急速に低下する中、我が国においては発電コストが高止まっている状況。

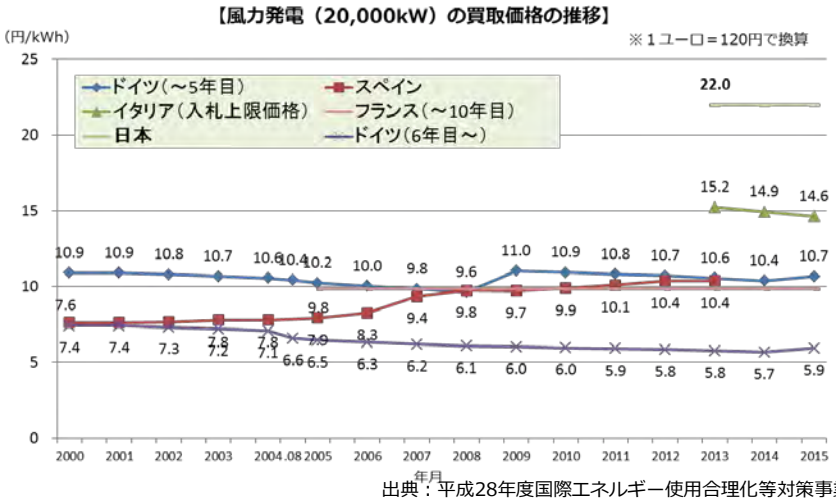
＜認定量・導入量・買取価格の状況＞



買取価格推移	2012年度	2013年度	2014年度	2015年度	2016年度	2017年度	2018年度	2019年度
陸上（20kW以上）	２２円					21円	２０円	１９円
陸上（20kW未満）	５５円							
洋上			３６円					





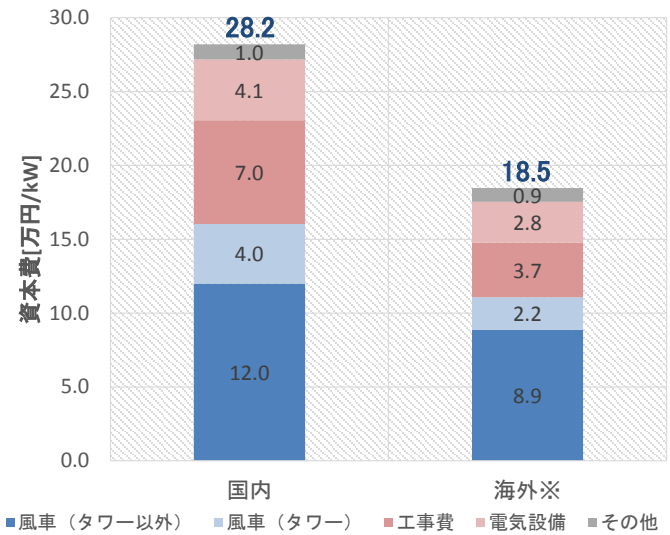


出典：平成28年度国際エネルギー使用合理化等対策事業（海外における再生可能エネルギー政策等動向調査）

電源毎の現状と課題② 風力発電（課題）

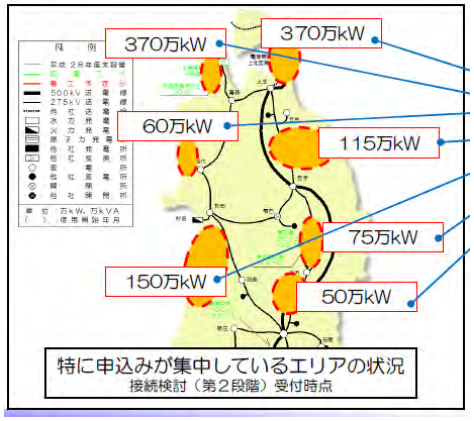
- 諸外国において陸上・洋上とも、発電コストが急速に低下する中、我が国においても着実にコストを低減させていくためにどのような施策が有効か。特に、系統制約の克服・環境アセスメントの迅速化、地元調整の円滑化等、どのように事業・調整リスクを低減させていくべきか。
- 洋上風力については、北東北における募集プロセスに大量（786万kW）の案件の申請があり、急速に計画が具体化。統一的なルールが存在しない一般海域において、どのように事業環境を整備していくべきか。
- 小型風力については、認定量が急増するなかで、足下の数少ない導入実績では、設備利用率が想定の約半分に留まっているところ。どのように事業環境を整備していくか。

＜海外の資本費及び国内の資本費の内訳＞



※中国の案件を除く
※108.6円/USD

＜北東北募集プロセスの状況＞



平成２９年８月 接続検討（第２段階）
受付時点で**合計１,５４５万kW**

・太陽光	１６５万ｋW
・陸上風力	４４６万ｋW
・**洋上風力**	**７８６万kW**
・その他（火力・ﾊﾞｲｵﾏｽ等）	１４７万ｋW

注） 端数処理の関係で合計値は一致せず

出典：第11回系統ＷＧにおける東北電力提出資料

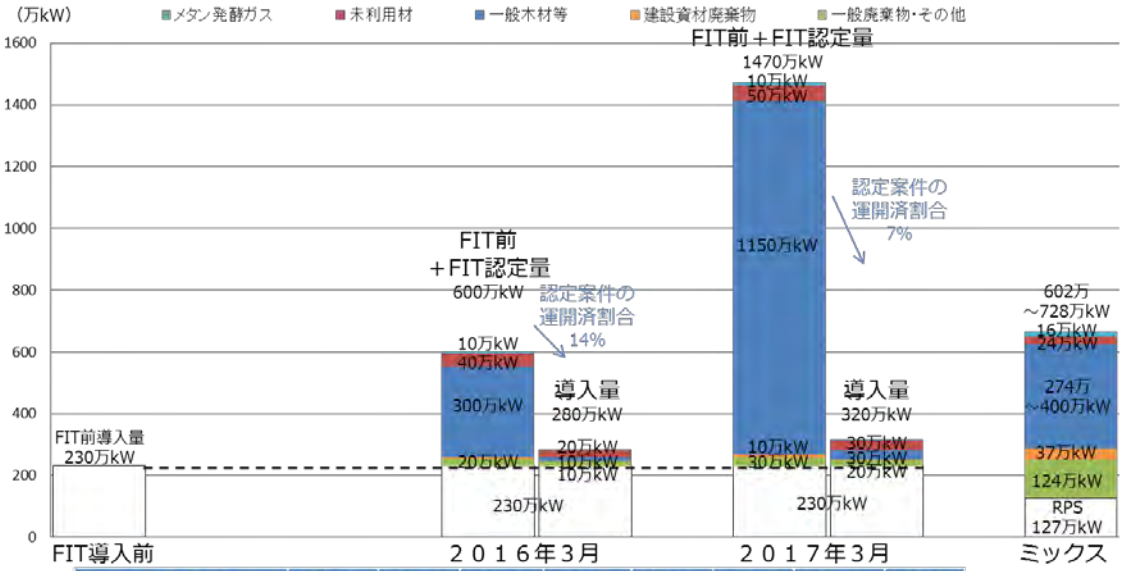
＜小型風力発電（20kW未満）の運転状況＞
設備利用率

実績（FIT定期報告データ、n=65）	調達価格等算定委員会の想定
中央値　７．６％ （平均値　９．１％）	１６．７％

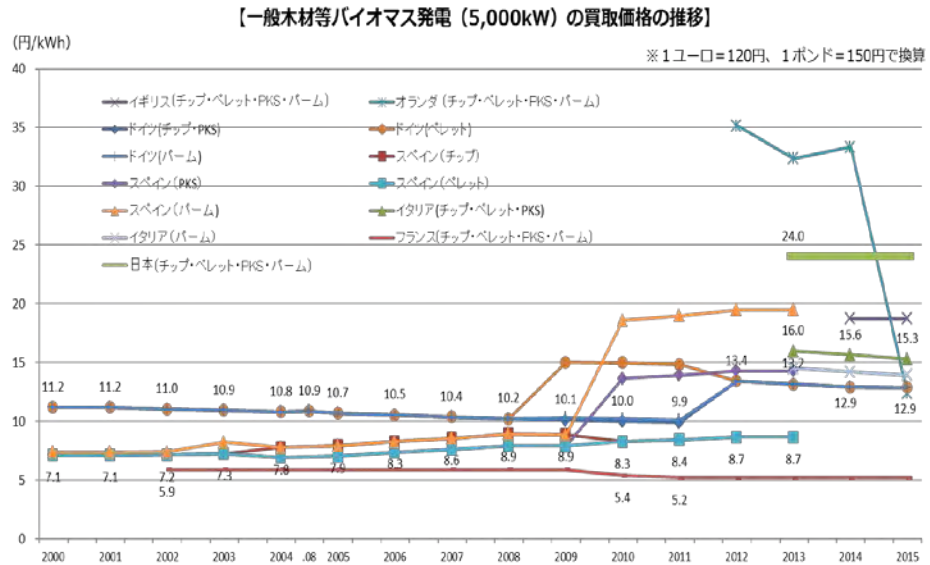
電源毎の現状と課題③ バイオマス発電（現状）

- FIT制度開始後、大規模木質バイオマス等の区分で昨年度に例年より多くの認定がなされたことにより、認定量ベースではミックスを大幅に超過しており、国民負担が増大する懸念あり。
- 導入量ベースでも、これまで、輸入材を用いた大型案件を中心に拡大。メタンガス等、それ以外の電源については、認定量・導入量とも、規模は限定的。
- 諸外国と比べて全体的に高コストであり、買取価格も高止まっている状況。

＜認定量・導入量・買取価格の状況＞



買取価格推移	2012年度	2013年度	2014年度	2015年度	2016年度	2017年度	2018年度	2019年度
メタン発酵ガス	３９円							
未利用材	３２円			３２円（2000kW以上） ４０円（2000kW未満）				
一般木材等	２４円					２１円（20000kW以上） ２４円（20000kW未満）		
建設資材廃棄物	１３円							
一般廃棄物・その他	１７円							



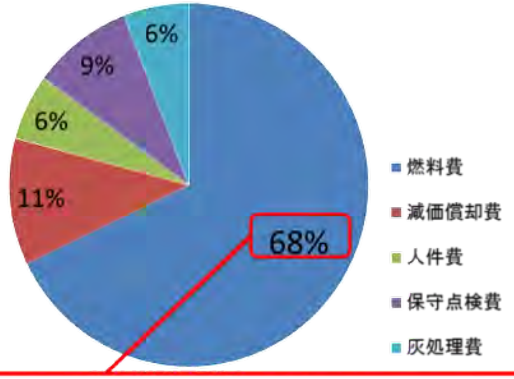
注）イギリス・オランダについては、熱電供給を要件としている点に留意。

出典：平成28年度国際エネルギー使用合理化等対策事業
（海外における再生可能エネルギー政策等動向調査）等

電源毎の現状と課題③ バイオマス発電（課題）

- 木質バイオマスの推進は、地球温暖化対策やエネルギー自給の観点のみならず、林業の成長産業化、地域の新たな産業・雇用の創出の観点からも重要。
- バイオマス発電は他の電源と異なり、特徴的なコスト構造（7割が燃料費）を持つが、どうすれば将来的にFITから自立化できるか。バイオマス発電の経済性を高めるための方策として、どのようなものが考えられるか。燃料の安定供給・持続可能性について、どのように確保していくのか。
- エネルギー利用のみならずマテリアル利用も含めた木材全体の需要拡大、木材の安定的かつ効率的な供給体制の確保、そしてこれら地域内での需要と供給の循環がうまく回るシステムの構築が重要。森林資源を地域内で持続的に活用していく「地域内エコシステム」の構築に向けてどのような取組が必要か。

【木質バイオマス発電所の原価構成の例】

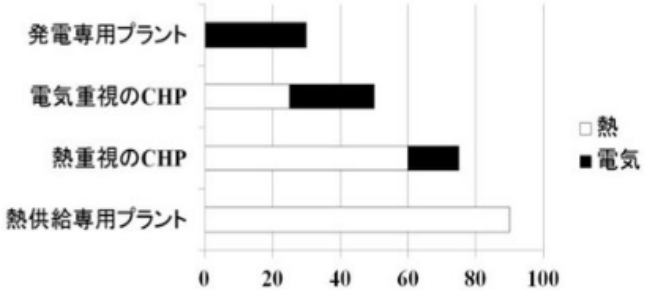


原価構成の7割近くを燃料費が占めている。

※FIT認定を受け、現在稼働している木質バイオマス発電所（5,700kW）

バイオマスプラントの運転方式

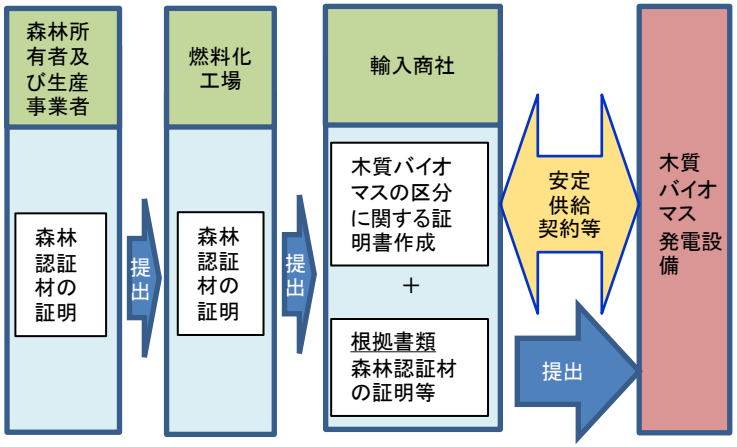
各種プラントのエネルギー変換効率（%）



注） CHPとは熱電併給（コージェネレーションン）の略

出典：一般社団法人日本木質バイオマスエネルギー協会ＨＰ

農水省ガイドラインに基づく輸入材の証明例

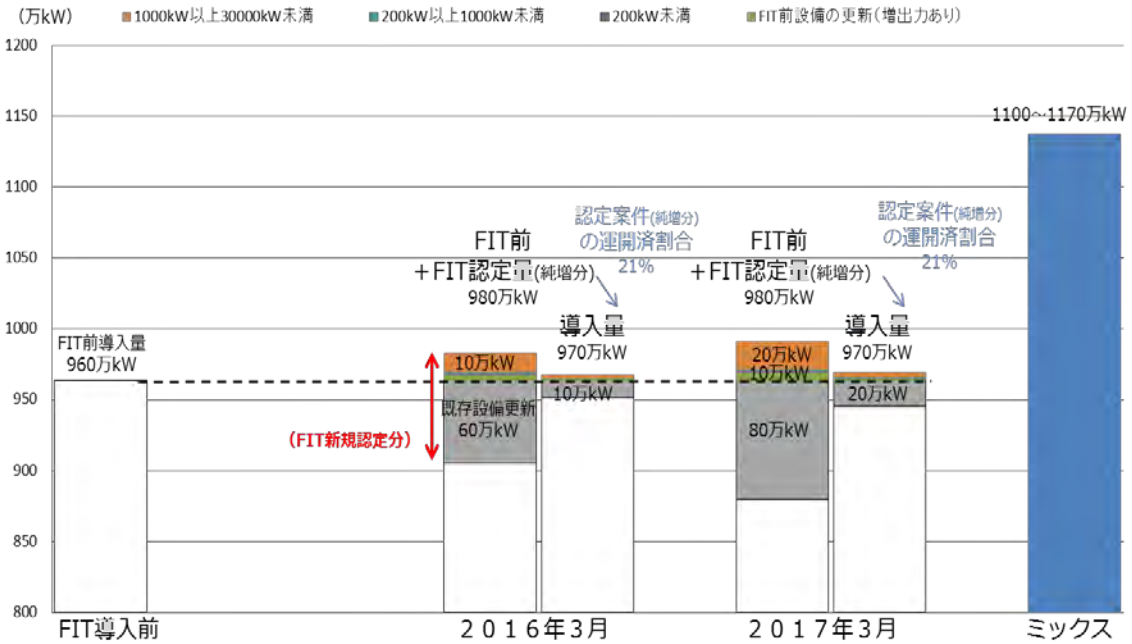


出典：林野庁資料を加工

電源毎の現状と課題④ 中小水力発電（現状）

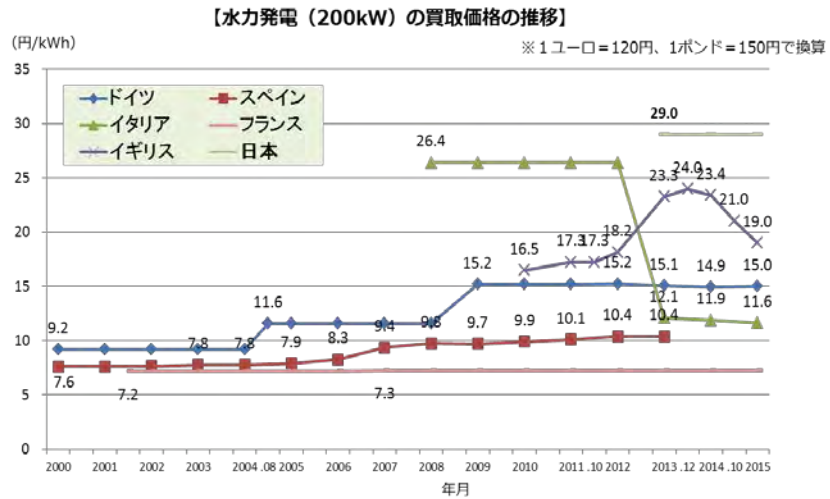
- FIT制度開始後、認定量は徐々に増加してきているが、初期リスクや建設コスト等の課題から、新規地点の開発が十分進んでいるとは言いがたい状況。
- 諸外国と比べて全体的に高コストであり、買取価格も高止まっている状況。

＜認定量・導入量・買取価格の状況＞



買取価格推移	2012年度	2013年度	2014年度	2015年度	2016年度	2017年度	2018年度	2019年度
1000kW以上30000kW未満	２４円					２０円 (15000kW以上) ２７円 (15000kW未満)		
200kW以上1000kW未満	２９円							
200kW未満	３４円							

※資源エネルギー庁調査をもとにFIT新規認定設備のうち、
・新設案件…20%
・FIT前設備の更新（増出力あり）…5%
・FIT前設備の更新（増出力なし）…75%
と仮定して試算した。

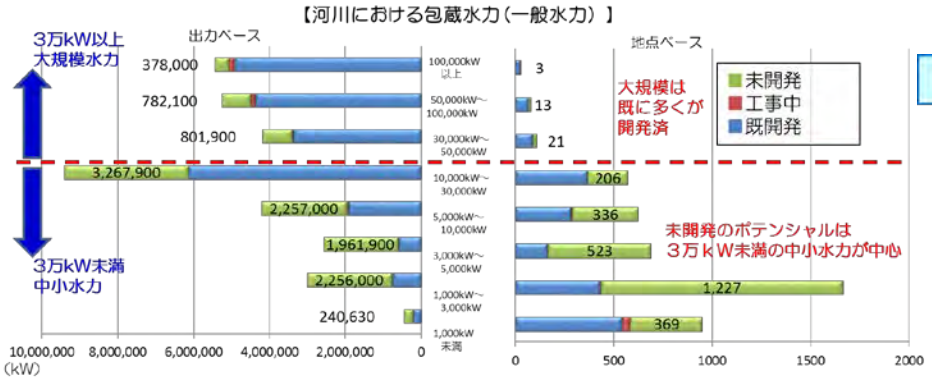


注）ドイツ　：2004年8月：500kW以下の小規模水力発電設備を優遇する形で買取価格を引き上げ。
2009年：買取期間を30年間から20年間に短縮したために買取価格を引き上げ。
イタリア：2013年以降は200kW以下の水力発電を対象としたFIT制度から、10MW以下の設備に単一の買取価格を適用する新たなFIT制度に移行。
イギリス：2013年に100～500kWの買取価格の出力区分を新設し、当該区分の買取価格を引き上げ。

出典：平成28年度国際エネルギー使用合理化等対策事業
（海外における再生可能エネルギー政策等動向調査）

電源毎の現状と課題④ 中小水力発電（課題）

- 以下の課題がある中、どのように事業リスクを低減し、開発を促進していくか。
  - 残された未開発地点は自然条件が厳しい地点が多く、新規地点は奥地かつ小規模であり、土木建設などが高コスト。
  - 最大1年間以上の流量調査が必要であるとともに、調査の結果、事業性が確保できないことが明らかとなることもあり、初期リスクが高い。
  - 地域の水資源を活用する水力発電は、地域の理解、協力を得ることが開発に不可欠。
- 国内の中小水力発電メーカーが限られており、市場が小さく、新技術やコスト低減の面で競争が働きにくい状況。どのように国内メーカー間の競争を加速化していくか。



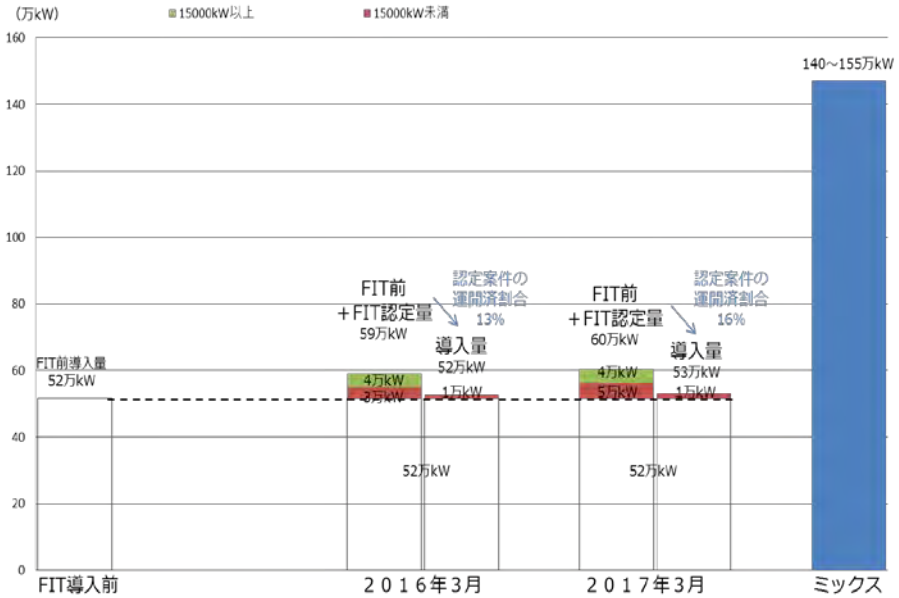
※発電未利用のまま残されている勾配のある地点、設備利用率の向上や河川の有効利用に係る既存発電所の再開発可能性のある地点や発電に用いられていない地点等。

出典：資源エネルギー庁「包蔵水力調査」（平成２８年３月末時点）

電源毎の現状と課題⑤ 地熱発電（現状）

- 我が国は世界第3位の地熱資源量を誇るが、導入量は世界第10位に留まっている。FIT制度開始後も導入量は極めて少なく、約1万kWに限られている。
- ベースロード電源であり、かつ、我が国の発電設備メーカーが国際競争力を有する分野であることから、その導入拡大は、成長戦略の観点からも重要。

＜認定量・導入量・買取価格の状況＞



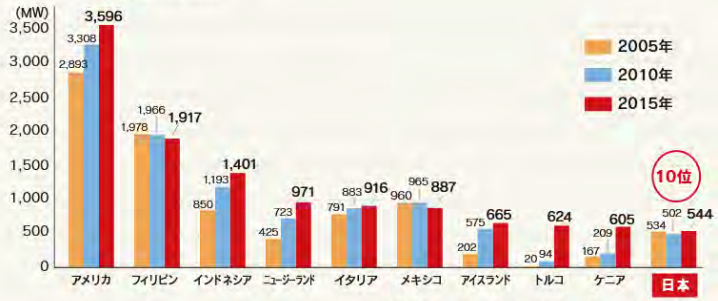
買取価格推移	2012年度	2013年度	2014年度	2015年度	2016年度	2017年度	2018年度	2019年度
15000kW以上	２６円							
15000kW未満	４０円							

世界各国の主な地熱資源量

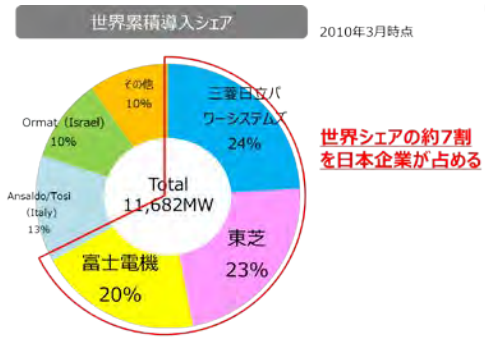
順位	国名	資源量(万kW)
1	アメリカ	3,000
2	インドネシア	2,779
3	日本	2,347
4	ケニア	700
5	フィリピン	600
6	メキシコ	600
7	アイスランド	580
8	ニュージーランド	365
9	イタリア	327
10	ペルー	300

※1万kW=10MW　※1MW=1,000kW
出典：資源エネルギー庁（総合資源エネルギー調査会資料 2016年6月）をもとに作成

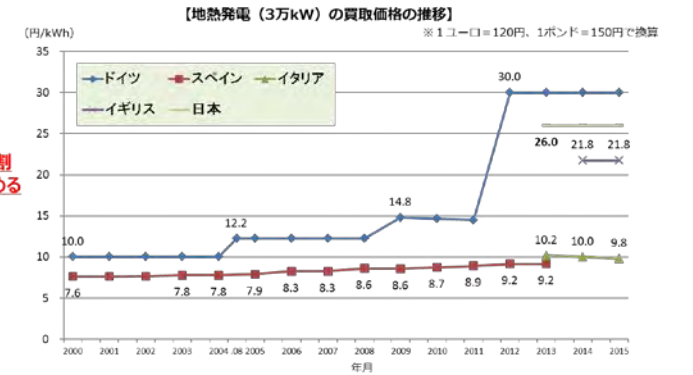
地熱発電設備容量の変化



出典：BP Statistical Review of World Energy , June 2016



出典： Ruggero Bertani 2010,「Geothermal Power Generation in the World, 2005-2010 Update Report」をもとに日本地熱協会が作成



注）ドイツ：導入が想定どおりに進んでいないと評価されたため、2012年以降、2015年末までに稼働開始した設備を対象として、ボーナスを内包する形で買取価格を大幅に引き上げ。

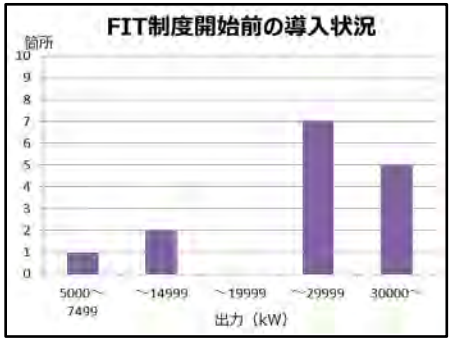
出典：平成28年度国際エネルギー使用合理化等対策事業（海外における再生可能エネルギー政策等動向調査）

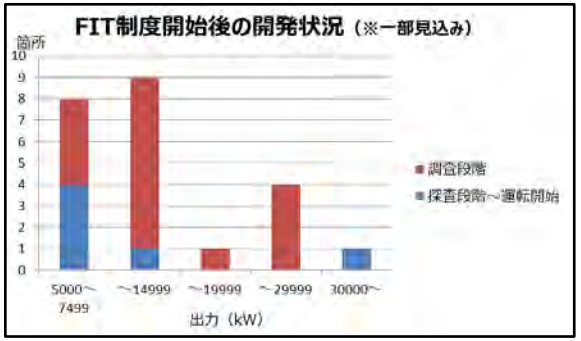
電源毎の現状と課題⑤ 地熱発電（課題）

- ミックスの水準実現（約100万kW増）のためには、近年の規制緩和により開発可能となった、国立・国定公園内を中心に、新規開発案件の大幅な積み増し（少なくとも60万kW程度）が必要。
- 北海道・東北・九州に地熱ポテンシャルが集中するが、系統接続が確保されている案件はごく僅か。一方、開発プロセスが進むにつれて、徐々に発電可能量が明らかになるという特徴があるため、開発初期段階での系統接続に向けた投資には、他の電源と比較して、大きなリスクが伴う。
- 導入加速化の必要性や地熱の事業特性を踏まえた対策が必要。

＜地熱発電の開発フロー＞

＜地熱発電の開発規模の分布＞





国民負担を抑制しつつ、地熱資源を最大限活用するための方策が必要。

＜2030年までの導入量の見込み＞

		導入量見込み	備考
①	既存発電所（※リプレース含む）	約53万kW	－
②	開発／探査段階	約7万kW	出資・債務保証で支援中。
③	調査段階	約26万kW	調査補助金で調査中。
④	新規開発案件（※想定事業者有り）	約32万kW	国立・国定公園内が中心。
⑤	新規開発案件（※事業者を要開拓）	約29万kW	JOGMECが初期調査を実施中。
合計		約147万kW	－

①～②：系統接続確保済み

③～⑤：系統接続未確保

（１）日本の再生可能エネルギーの導入状況
（２）世界の再生可能エネルギーの導入状況
（３）各再生可能エネルギー電源の状況
（４）本委員会における議論のスコープ

総論

論点１．コスト競争力の強化
論点２．系統への円滑な受入れ
論点３．事業環境整備

再エネ大量導入・次世代電力ネットワークの課題と検討の方向性

	日本の課題	世界の潮流	2030に向けた取組
①発電コスト	• 欧州の２倍 • これまで国民負担２兆円で再エネ比率＋５％（10%→15%） →今後１兆円で＋９％（15%→24%）が必要	ドイツ （太陽光）61円 → 22円 → 9円 2000年 FIT導入 2015年 入札制導入	総合資源エネルギー調査会 基本政策分科会（第22回会合） 買取価格入札の活用等による価格低減 → 国際水準の実現へ
②系統制約	• 既存系統と再エネ立地ポテンシャルの不一致 ⇩ • 従来の系統運用の下で、増強に要する時間と費用が増大	アイルランド（島国） （再エネ比率）5% → 24% 2001年 コネクト&マネージ導入 ※ドイツ（７カ国と接続） • 再エネ優先接続＋再エネの系統負担軽減 →託送コストの増大。国内南北間系統が不足し、周辺国に電気が回り込み。	・既存系統の空きを最大限活用する柔軟な運用（日本版コネクト＆マネージ） ・更なる活用を促す系統費用負担方法の見直し ・2030年以降に向けた次世代電力ネットワークの再構築
③調整力	• 変動再エネの導入拡大 ⇩ • 当面は火力で調整 • 将来は蓄電の導入によりカーボン・フリー化	イギリス （再エネ比率）15% → 25% 2014年 容量市場導入 スペイン （再エネ比率）15% → 39% 2006年 再エネが調整力を確保する仕組み	【火力】 容量市場・需給調整市場による調整力の確保 【再エネ】 変動再エネが調整力を確保する仕組み 【カーボン・フリー化】 2050年に向けた競争力ある蓄電池開発・水素の活用等
④事業環境	• 長期安定発電を支える環境が未成熟 • 洋上風力等の立地制約	ドイツ 1997年　安全規制・ゾーニング 2015年　洋上風力に対する「セントラル方式」	・規制のリバランス（土地・設備の確保、運転開始期限、廃棄対策、海域利用ルールの整備等）
プレイヤー	• 国際競争力のある主体の不足	Vestas（再エネメーカー）やIberdrola（発電事業者）といったグローバル企業	・国際競争力ある主体（再エネメーカー・発電事業・系統運用・調整力）の創出

（参考）主力電源にするためには、高コスト構造の解消とインフラ整備が課題

総合資源エネルギー調査会
基本政策分科会（第21回会合）

太陽光が先行

	2010年度		2016年度	2030年度
太陽光	0%	↑ +5%	5%	7%
風力	0%	↑ +1%	1%	2%
バイオマス	1%	↑ +1%	2%	4~5%
地熱	0%	→	0%	1%
水力	7%	→	7%	9%

主力電源への道　～高コスト是正と産業強化～

＜高コスト是正＞

日本・ドイツの再エネ価格比較（2012年⇒2016年）[円/kWh]

	太陽光	風力
日本	40円 ⇒ **24**円	22円 ⇒ **21**円
ドイツ	22円 ⇒ **9**円	11円 ⇒ **10**円

＜産業強化＞

世界/日本のトップ企業規模比較（2016年）

太陽光メーカー規模	風力メーカー規模	再エネ発電事業者規模
トリナソーラー(中国)/国内A社	ヴェスタス(デンマーク)/国内B社	イベルドローラ(スペイン)/国内C社
5倍	**80**倍	**5**倍

ＦＩＴと併せて大量導入に必要な対策

＜調整力の確保＞

太陽光・風力は変動吸収が不可避

↓

①火力稼働率の低迷→調整力不足が課題に

②蓄電池や水素貯蔵等の調整手段の革新への挑戦

＜送電網の確保＞

再エネ電源の分布は従来の大規模電源と異なる

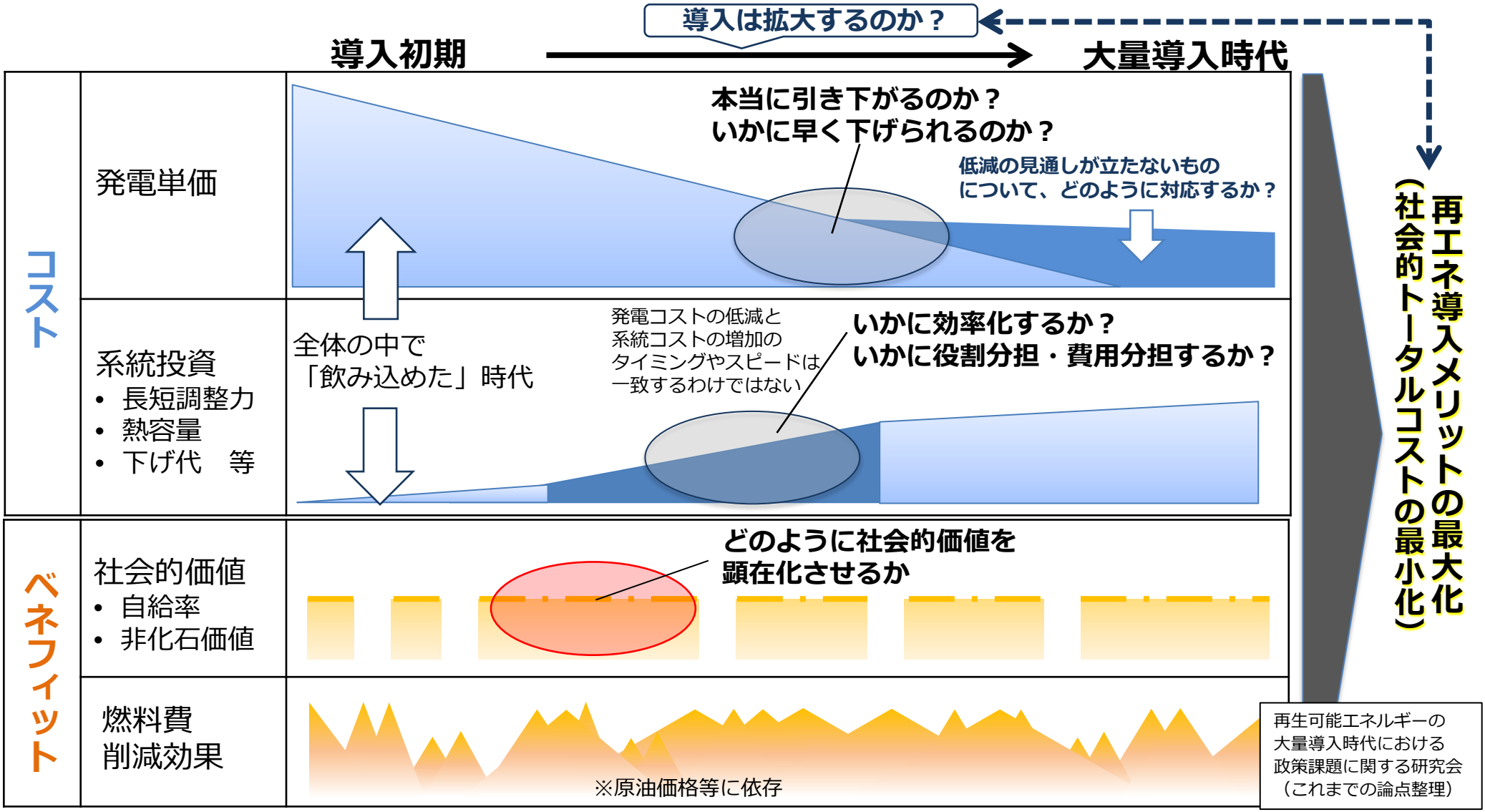
↓

①送電網の運用改善と充実

②蓄電池を組み合わせた分散型システムの推進

（参考）再生可能エネルギーの大量導入時代における政策課題の検討に当たっての前提

- 再エネの導入拡大を実現し、大量導入を持続化するためには、そのメリットを最大化することが必要。
- 電源・地域・課題毎によって進捗度は異なり、さらに導入拡大に伴って生じるそれぞれの変化は一定ではなく、同時のタイミングで生じるとは限らないことに留意。



（１）日本の再生可能エネルギーの導入状況
（２）世界の再生可能エネルギーの導入状況
（３）各再生可能エネルギー電源の状況
（４）本委員会における議論のスコープ

総論
論点１．コスト競争力の強化
論点２．系統への円滑な受入れ
論点３．事業環境整備

論点１．コスト競争力の強化

- 世界的には、再生可能エネルギーの導入拡大の中で劇的な発電コストの低下が進み、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。我が国においては、2012年7月のFIT制度導入以降、急速に再生可能エネルギーの導入が進んでいるが、発電コストは国際水準と比較して高い状況。
- 国民負担の下で、価格変動リスクを固定価格によって、オフテイカー（引取り手）リスクを長期買取義務によって保証するFIT制度は、再生可能エネルギー導入初期の市場創出のための措置。

→　大幅なコストダウンにより、**再生可能エネルギーをコスト競争力のある主力電源にする**ことで、**FIT制度がなくとも導入が進むようにしていく**必要があるのではないか。

＜入札制・市場機能の活用＞

■ FIT制度導入直後は太陽光発電の認定が急速に増加し、制度開始後５年間は太陽光に偏重した導入が進んだ。直近１年では、調達価格の引下げを前にして大規模バイオマス発電の認定量が爆発的に増加している。

■ FIT制度の下では、設定した調達価格等に対して市場が反応し、技術革新や量産効果によるコスト低減を通じて損益分岐点を超えたとたんに、このような大量導入が瞬間的・加速度的に進むことがある。

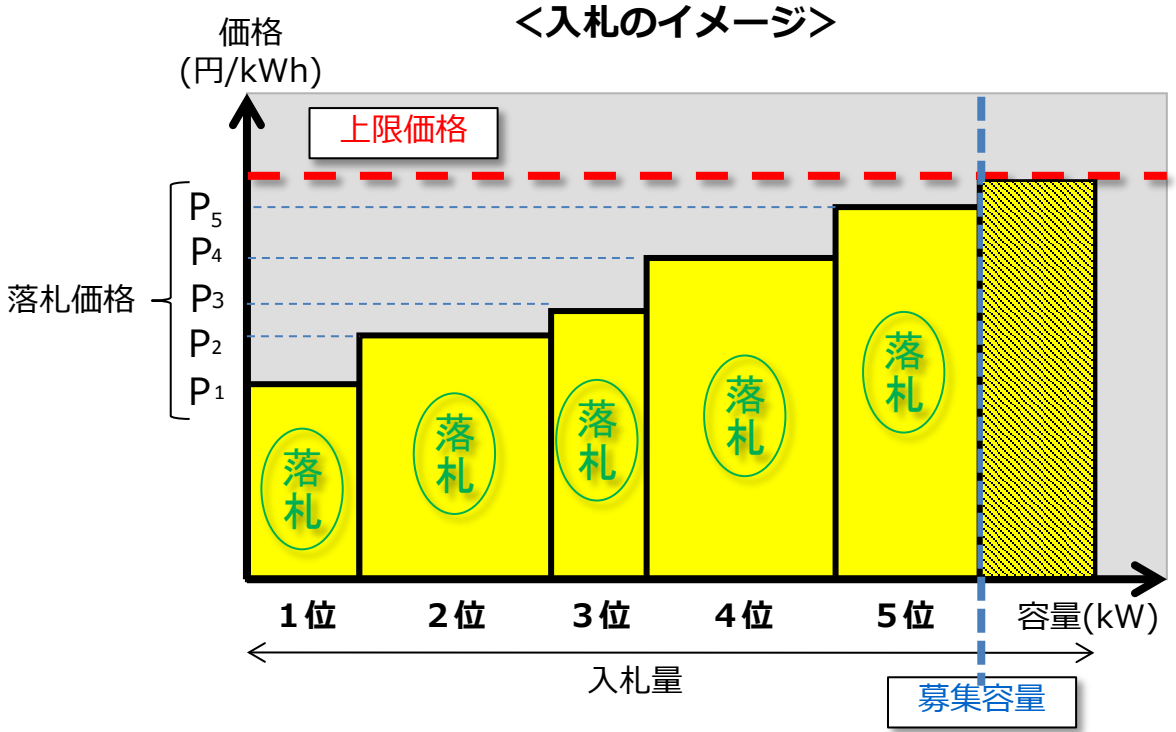
→　一定程度導入が進んでいる、又は導入が拡大していくことが見込まれる段階に至っている**競争的な電源**については、**入札制の活用等によって競争を促し、発電コストの低減**を進めて行く必要があるのではないか。

→　また、**市場機能の活用**により、マーケットベースでの導入への移行を促す仕組みも検討するべきではないか。

（参考）太陽光発電　第１回入札（2017年度）の概要

- 入札対象：**出力2,000kW以上の太陽光発電設備**
- 募集容量：**500MW（500,000kW）**
- 上限価格：**21.00円/kWh**（2,000kW未満の事業用太陽光と同じ）
- 落札者の調達価格等：落札額を調達価格として採用（pay as bid 方式）。調達期間は20年間。
- 入札期間：10月27日（金）～11月10日（金）
- 結果公表：11月21日（火）

<入札のイメージ>

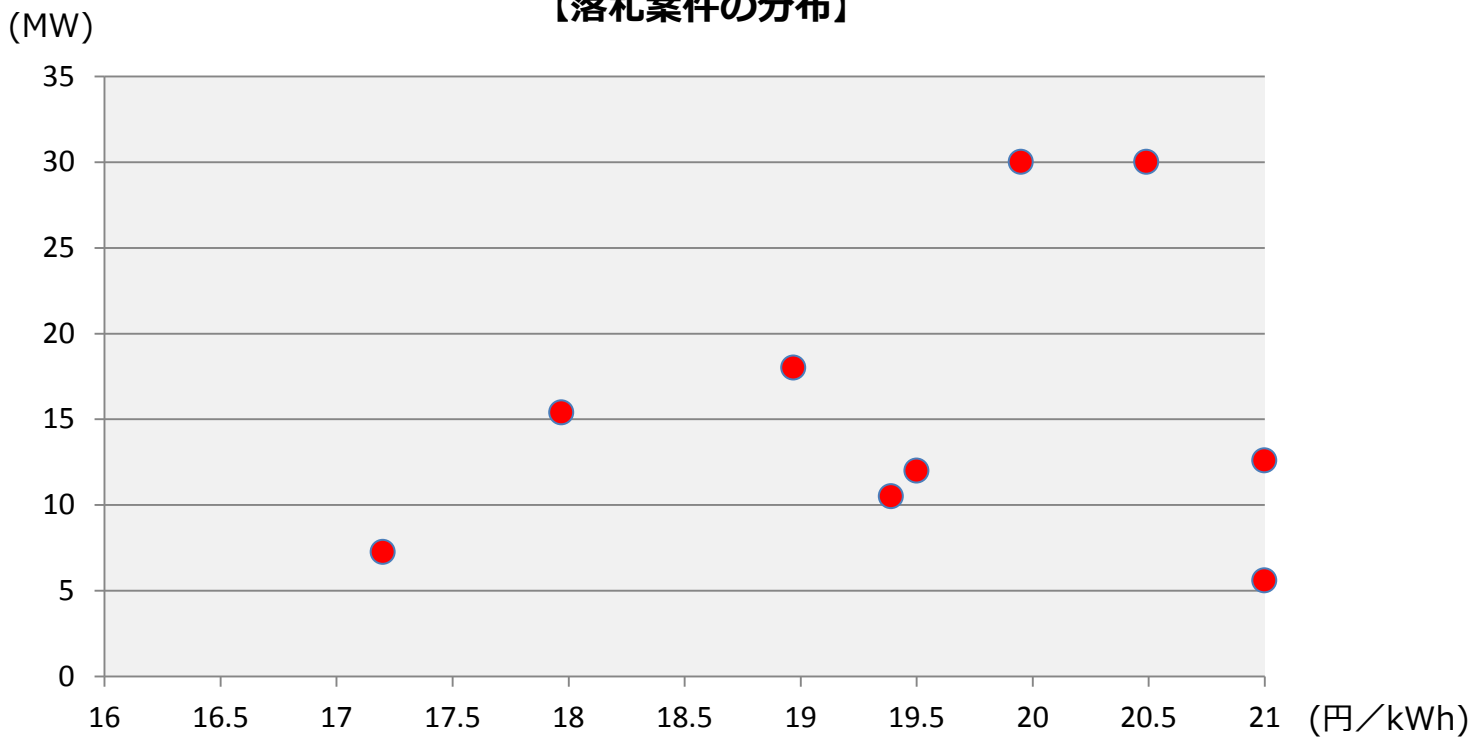


（参考）太陽光発電　第１回入札（2017年度）の結果

入札の結果	
○　入札参加申込件数・容量	：**29件・490MW**
○　入札参加資格を得た件数・容量	：**23件・388MW**
○　実際の入札件数・容量	：**９件・141MW**

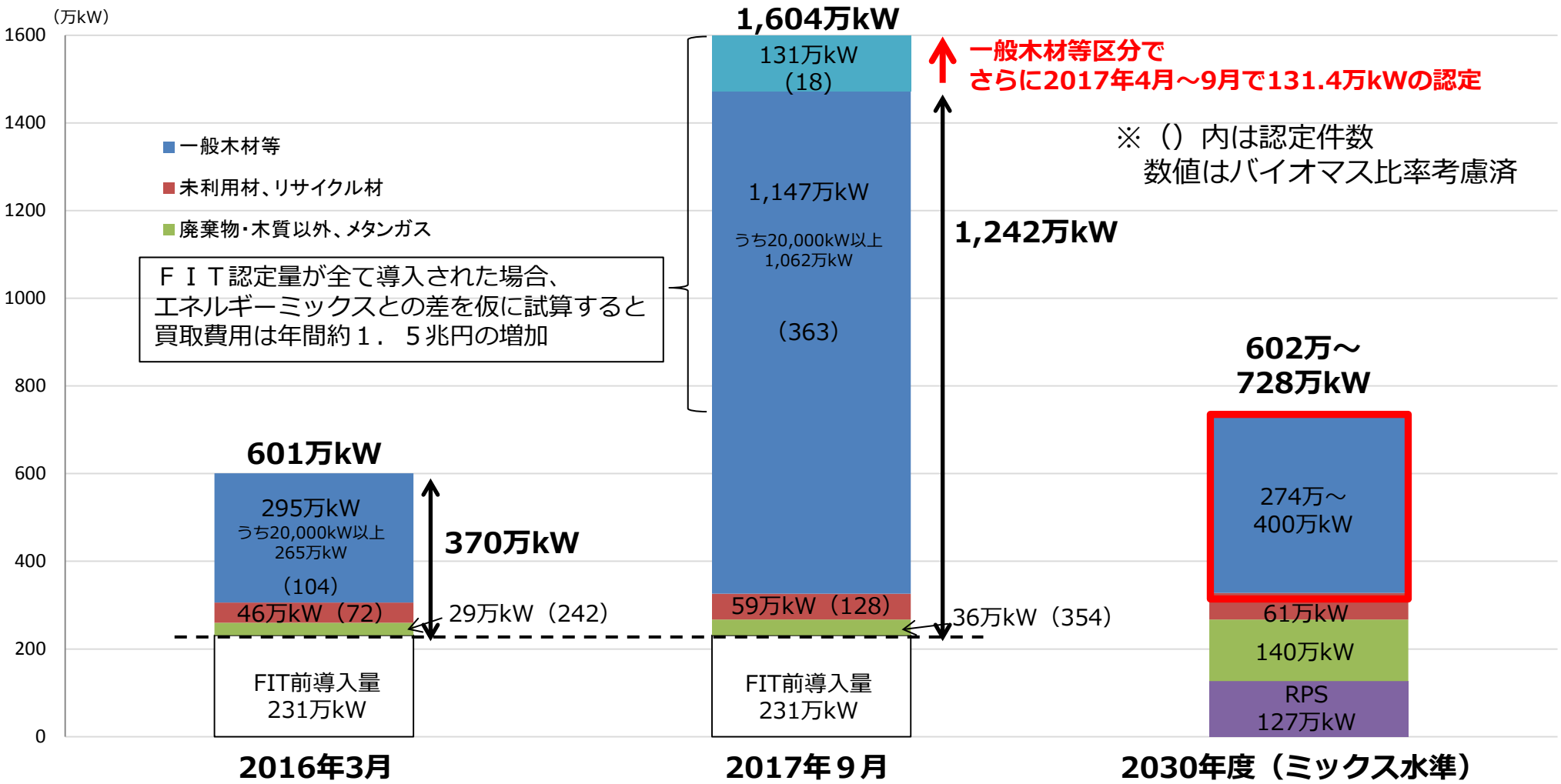
落札の結果	
○　落札件数・容量	：**９件・141MW**
○　最低落札価格	：**17.20円／ｋＷｈ**
○　最高落札価格	：**21.00円／ｋＷｈ**

【落札案件の分布】



（参考）バイオマス発電のFIT認定の急増

- 2017年3月末時点でバイオマス発電設備のFIT認定量は1,200万kWを超えた。エネルギーミックスにおいて、2030年度時点のバイオマス発電設備の容量を602万～728万kWと見通しているところ、**既にこの水準に迫る勢い。**
- とりわけ、一般木材等を利用したバイオマス発電のFIT認定量が急増しており、既にエネルギーミックスで想定した2030年度の導入水準の3倍程度となっている。



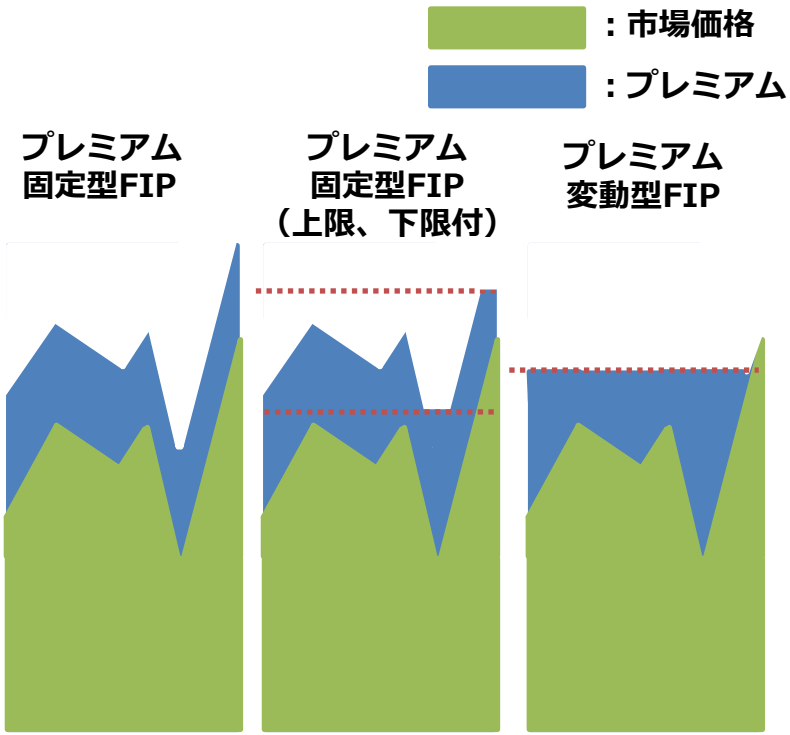
（参考） FIP（Feed-in Premium）について

- 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）



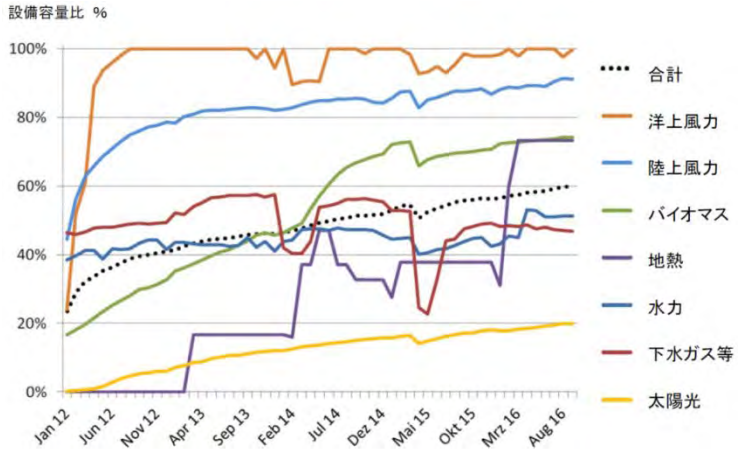
（参考）ドイツ：直接販売+プレミアム価格制度（2012年導入）

- 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。

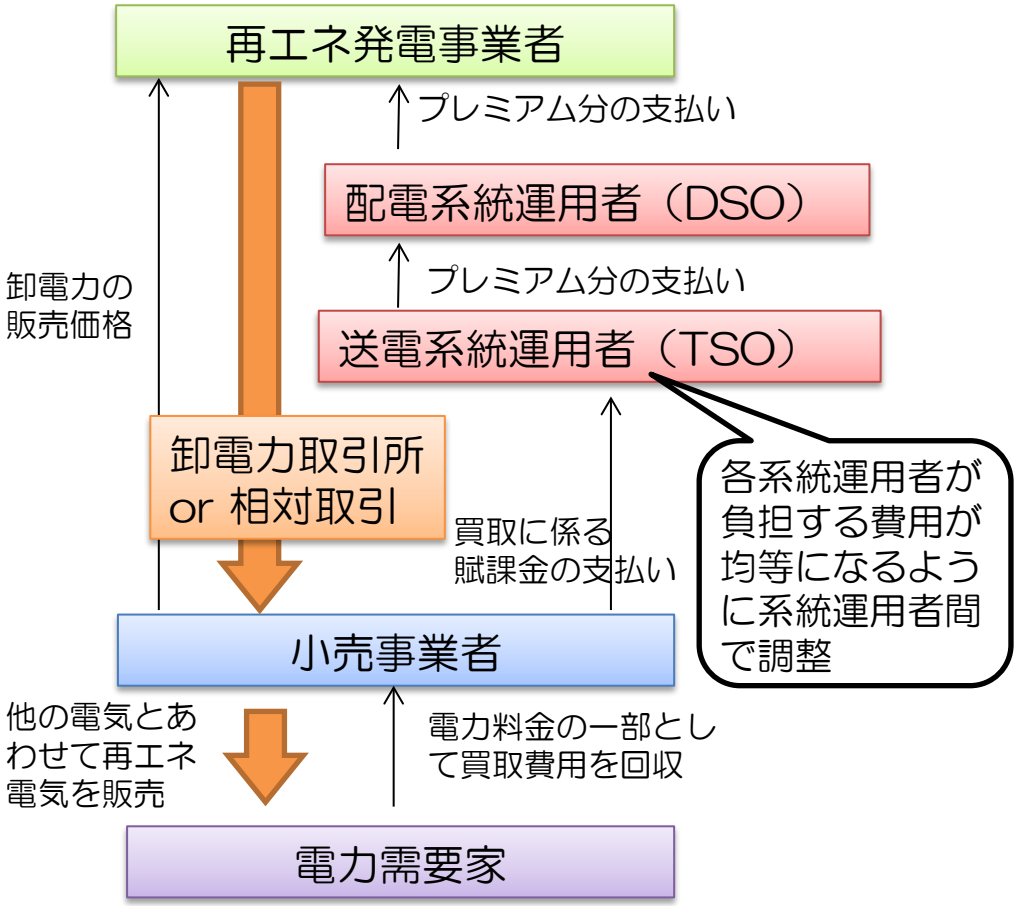
✓ 陸上風力：　30,310MW（FIT対象設備容量の約89%）
✓ 洋上風力：　　622MW（FIT対象設備容量の100%）
✓ バイオマス：4,270MW（FIT対象設備容量の約67%）
✓ 水力：　　738MW（FIT対象設備容量の約46%）
✓ 太陽光：　5,497MW（FIT対象設備容量の約15%）

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



（１）日本の再生可能エネルギーの導入状況
（２）世界の再生可能エネルギーの導入状況
（３）各再生可能エネルギー電源の状況
（４）本委員会における議論のスコープ

総論
論点１．コスト競争力の強化
論点２．系統への円滑な受入れ
論点３．事業環境整備

論点２．系統への円滑な受入れ～系統制約の克服／調整力確保～

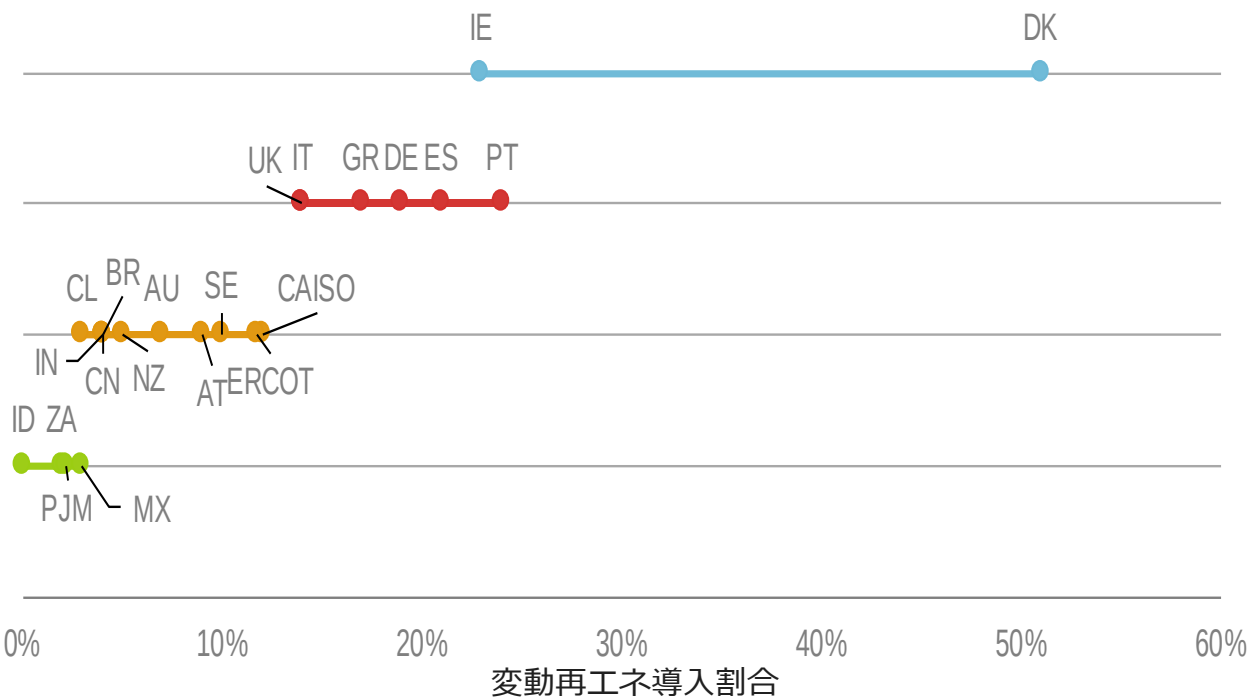
- 大規模電源と需要地を結ぶ形でエリア別に形成されてきた我が国の既存系統と再生可能エネルギー電源の立地ポテンシャルは、必ずしも一致していない。
- 再生可能エネルギーの導入拡大が進む中で、系統制約（①需給バランスによる制約、②送電容量の制約、③変動面での制約（調整力の不足））が顕在化し、電力系統への受入れコストが増大している。

→ **柔軟かつ効率的な「次世代型」の系統運用・設備形成**により、社会コストを最小化しつつ、再生可能エネルギーの大量導入を実現していくことが必要ではないか。

（参考）再生可能エネルギーの大量導入に伴う電力ネットワークの在り方

- 国際エネルギー機関によれば、変動再エネ導入比率に相関して、４つの運用上のフェーズが存在。
  - フェーズ１ ：ローカル系統での調整が必要となる。
  - フェーズ２ ：系統混雑が現れ始め、需要と変動再エネのバランスが必要となる。
  - フェーズ３ ：出力制御が起こり、柔軟な調整力や大規模なシステム変更が必要となる。
  - フェーズ４ ：変動再エネを大前提とした系統と発電機能が必要となる。
- アイルランドとデンマークはフェーズ４、フェーズ３にはEU各国、フェーズ２には北米・南米・アジア・オセアニアの各国が位置する。国際エネルギー機関によれば、**日本はフェーズ２**、**九州はフェーズ３**に相当。

各国の変動再エネ導入割合（2015）



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 ：系統に対して顕著な負荷無し

出典：Adopted from IEA(2016a), Medium-Term Renewable Energy Market Report 2016.

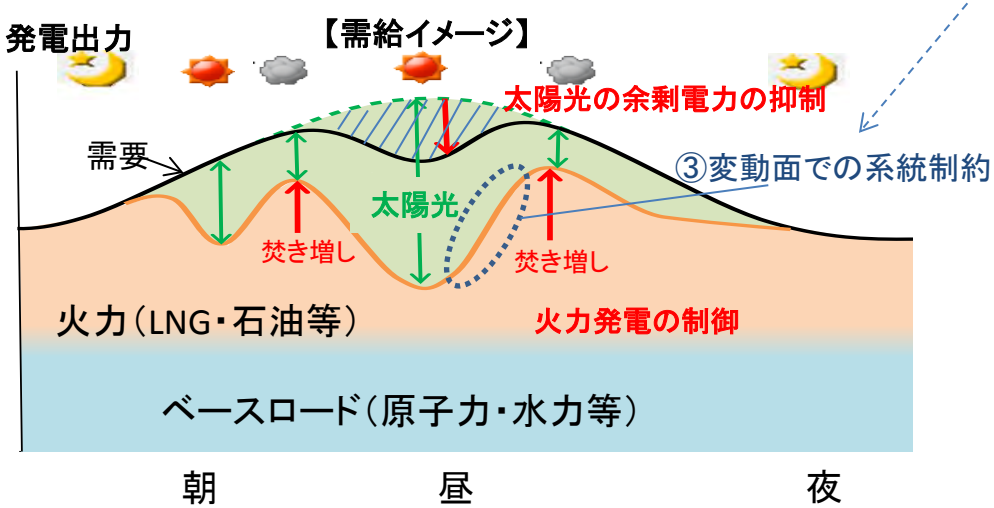
（参考）系統制約の種類について

- 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 **エリア全体の系統制約（需給バランスによる制約）**：需給一致のために余剰電力の出力制御が必要
  - ② **局所的な系統制約（送電容量の制約）**：連系のために送電線の増強が必要
- **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。

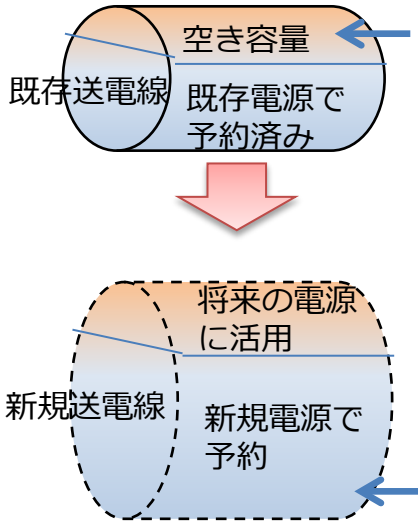
系　統　制　約

容量面での系統制約　　**変動面での系統制約**

①エリア全体の需給バランス



②送電容量の制約



（１）新規電源は既存送電線の空き容量に接続

（２）系統事故時や既契約電源が稼働したピーク時でも確実に電気が流せるかを評価した上で、空き容量がゼロ

（３）系統増強（発電事業者及び一般送配電事業者の共同負担）

（４）追加的に接続

論点２．系統への円滑な受入れ～系統制約の克服／調整力確保～①

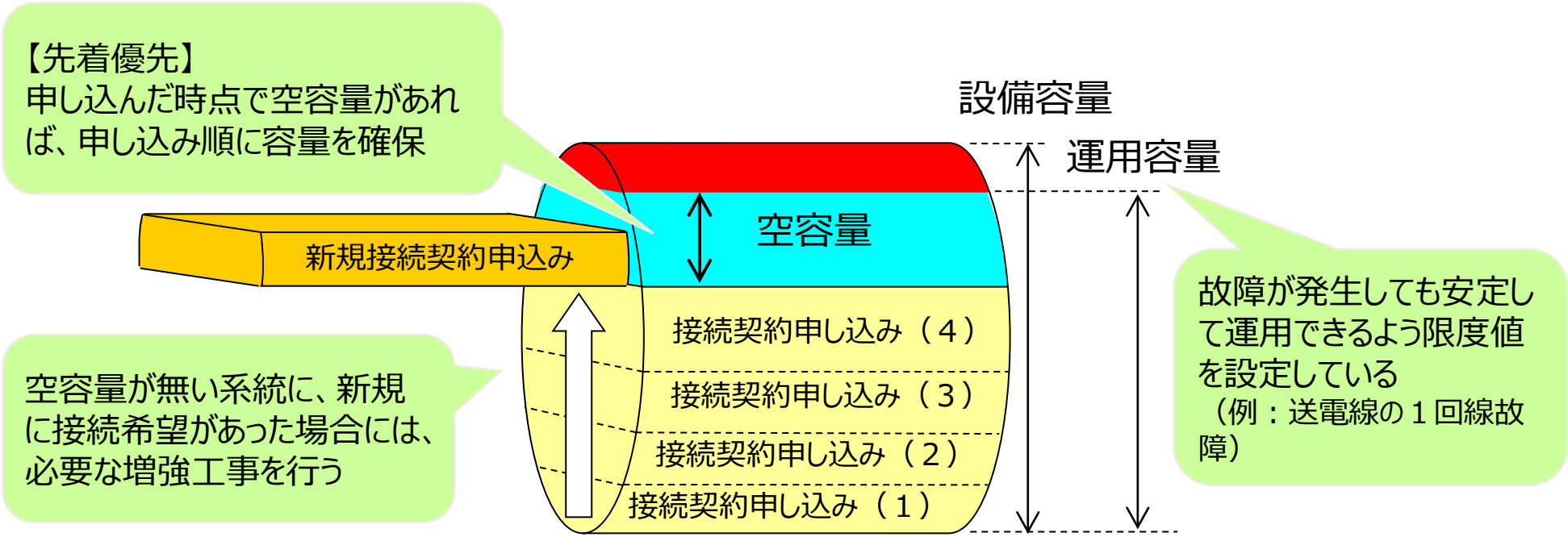
（１）既存系統の最大限の活用

■ 現在、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、欧州においては、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国もある。

→　系統の増強には多額の費用と時間が伴うものであることから、**まずは、既存系統を最大限活用していくことが重要**である。系統の空き容量を柔軟に活用し、一定の制約条件の下で系統への接続を認める**「日本版コネクト＆マネージ」の仕組みの具体化**に向けた検討を進めることが必要ではないか。

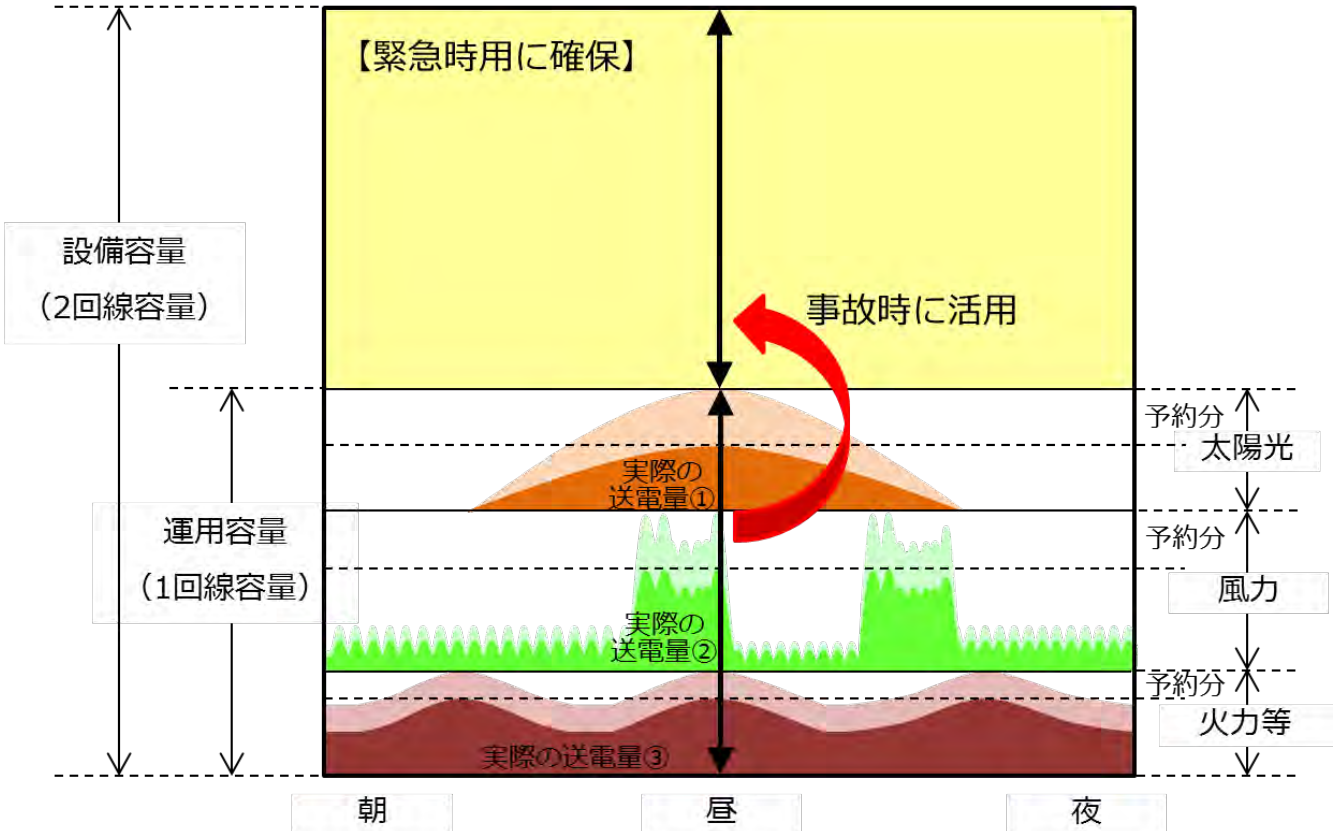
（参考）系統接続における先着優先の考え方

- 公平性・透明性を確保する観点から、太陽光や風力も含めて全電源共通で**接続契約申込み順に系統の接続容量を確保する**という**先着優先の考え方**となっている。
- 新規の接続契約申込み時に系統に空容量があれば容量確保できるが、空容量が無ければ、系統の増強が必要となる。
- 仮に、空容量が無い系統に、実際に流れている電気が少ないという理由で別の事業者の接続を認める運用にすると、既に容量を確保登録している事業者が電源を稼働した時点で系統に制約が生じ、後から接続の申し込みをした事業者の事業予見性に影響が出ることになる。



（参考）送電線利用イメージ

- 空容量の有無を評価する際の考え方は以下のとおり。系統の実際の利用状況の考え方とは異なる。
  - ① 系統は、平常時に設備容量全てを流すのではなく、**「１回線が故障した場合でも、送電できる状態を維持する」**という原則の下で運用されており、これは国際的にも共通の考え方。したがって、系統が単純な２回線の場合には、**原則１回線分の容量である50%が、平常時に流すことができる最大値**となる。
  - ② 潮流については、年間平均値ではなく、**系統を流れる電気がピークとなるタイミングを評価**する。ループ系統においては、ボトルネックとなる送電線を評価する。
  - ③ また、現在運転している電源だけでなく、接続契約を締結済みだが、**運転開始前の電源も含めて評価**する必要がある。



（参考）諸外国における再エネの系統接続等に関する制度

	イギリス	アイルランド	ドイツ	日本
①ｺﾈｸﾄ＆ﾏﾈｰｼﾞ （ノンファーム接続等）	○ Connect & Manage (TSO)※1	○ Non-Firm Access	○ Priority Connection	×（検討中） Invest & Connect First Come First served
対象電源	全電源	全電源	再エネのみ	全電源
②優先接続	×	×	○	×
優先給電	×	○	○	○
③出力制御補償				
需給問題	○（相対契約）	×（2018～）	×	△（30日等未満など）
系統混雑	○（相対契約）	○（Firm） ×（Non-Firm）	○	×
④系統費用負担				
系統増強	一般負担	一般負担	一般負担	一般負担※3
電源線	一般負担※2	発電者負担	発電者負担	発電者負担

出所）各種文献・ヒアリング等をもとに、経済産業省が作成。
※１：DSOレベルは日本と同じく、Invest & Connect及びFrist Come First servedを採用。
※２：発電設備より２kmまでの電源線は発電事業者負担
※３：費用負担ガイドラインに基づき、基幹系統は原則、一般負担。基幹系統以外の送配電等設備については、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を勘案して、特定負担と一般負担額を算定。ただし、一般負担の総額が基準額を超えた場合は特定負担。

（参考）日本版コネクト＆マネージの検討①

- 「広域系統長期方針」では、これまでの電力需要成長期における供給能力を最大限発揮できる設備形成の考え方から、大きく発想を転換し、既存設備を最大限活用することで、流通設備効率の向上を図り、新たな電源連系ニーズに応えつつ、長期的な電気料金の低減を目指すこととした。
- 流通設備効率の向上及び送電系統利用の円滑化に向けては、電源連系等を検討する際の想定潮流の合理化等の取組み（Ｂの基準）を、信頼度への影響を考慮しつつ、速やかに進めていくとともに、更なる効率向上を目指したＣの基準についても技術面等の課題の整理、検討を確実に進めていくこととした。

１－１．想定潮流の合理化等の取組の方向性（系統増強のクライテリア）

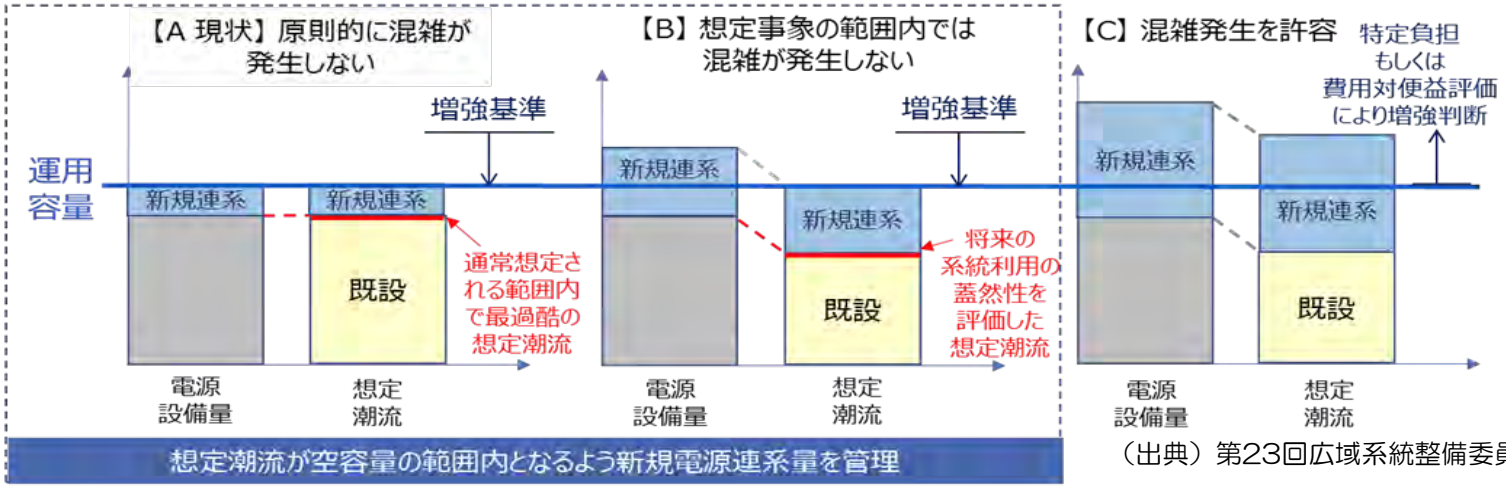
■ Ｂの基準

想定潮流が流通設備の運用容量を超過する場合に系統増強を実施する増強基準（Ａの基準と同様）である。

今回の取組では、現状の供給信頼度や電源運用の自由度を大きく低下させることのない範囲で、実態をより反映した電源稼働を前提とすることによって想定潮流の合理化を図り、流通設備効率の向上及び系統利用の円滑化を図ることとしたい。

■ Ｃの基準

想定潮流が運用容量を超える場合に、主として費用対便益評価に基づき発電制約解消のための系統増強を判断する。（発電機は通常の系統状態においても運転制約が発生しうることを許容）



（出典）第23回広域系統整備委員会　資料2より作成

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関する研究会（第４回）
電力広域的運営推進機関提出資料

（参考）日本版コネクト＆マネージの検討②

取組	想定潮流の合理化	コネクト＆マネージ	
		N－１電制 （N－１故障時瞬時電源制限）	ノンファーム型接続 （平常時出力抑制条件付き電源接続）
運用制約	原則、マネージなし	N－１故障（電力設備の単一故障）発生時に電源制限	平常時の運用容量超過で電源抑制
設備形成	・接続前に空容量に基づき接続可否を検討 ・想定潮流が運用容量を超過で増強		・事前の空容量に係わらず、新規接続電源の出力抑制を前提に接続 ・主に費用対便益評価に基づき増強を判断
取組内容	想定潮流の合理化・精度向上 ・電源稼働の蓋然性評価 ・自然変動電源の出力評価	N－１故障発生時に、リレーシステムにて瞬時に電源制限を行うことで運用容量を拡大	系統制約時の出力抑制に合意した新規発電事業者は設備増強せずに接続
混雑発生	（平常時）なし	（平常時）なし	（平常時）あり
	（故障時）あり ⇒電源抑制※1で対応	（故障時）あり ⇒電源制限※2で対応	（故障時）あり

※1　給電指令による発電出力抑制
※2　リレーシステムによる瞬時の発電出力制限

電力広域的運営推進機関
Organization for Cross-regional Coordination of Transmission Operators, JAPAN
OCCTO

（出典）第２６回広域系統整備委員会　資料１－（１）

論点２．系統への円滑な受入れ～系統制約の克服／調整力確保～②

（２）出力制御の最適化と公平性・予見可能性の確保

■ 再生可能エネルギーの導入拡大に伴い、エリア全体の下げ代不足による出力制御が起きる可能性が顕在化している。

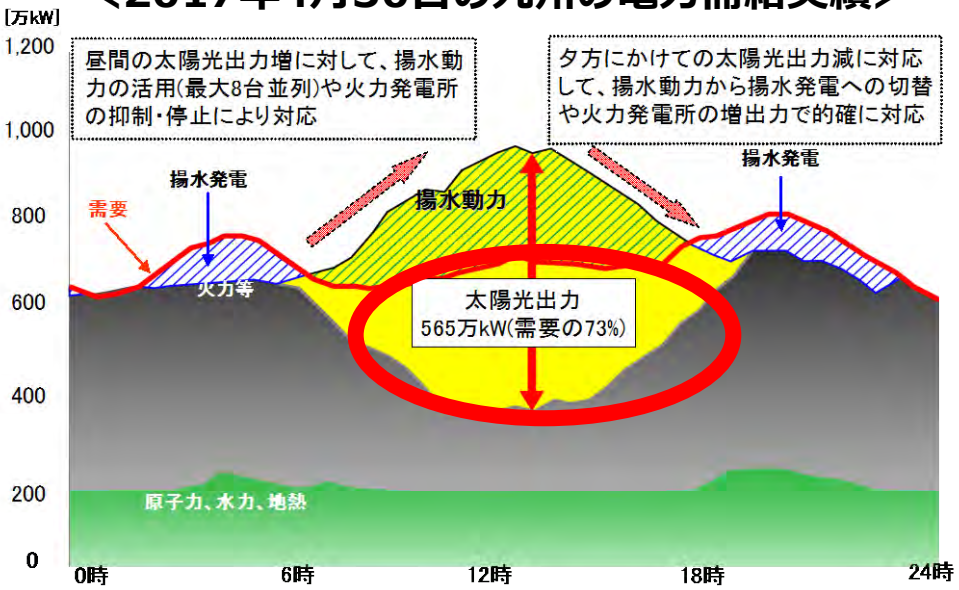
→　再生可能エネルギーをより有効活用し、また、出力制御をより効率的に実施するという観点から、**個別エリアで生じている具体的な課題に即して検討**を行うことが必要ではないか。

→　再生可能エネルギー発電事業への安定的・継続的なファイナンスを実現するためにも**出力制御の予見可能性を高める**ことが重要であり、金融機関やコンサルタント等も含めて必要なシミュレーションを行うことができるよう、**情報公開の質を更に高める**ための検討を行うことが必要ではないか。

（参考）再生可能エネルギーの出力制御に向けた対応（九州エリア）

- 九州エリアでは太陽光発電をはじめ、再エネの導入が急速に進んでおり、今後、電力需要の少ない年末年始や春秋の休日等には、九州全体の発電量が需要量を上回る可能性がある。
- その場合、火力発電の出力制御、揚水運転の実施、地域間連系線を活用した他地域への送電等の対策を行った上で、なお、電気の供給が需要を上回る場合には、再エネの出力制御を実施することとなる。
- 優先給電ルールに基づく出力制御を確実に実施するために、2017年9月15日に電力広域的運営推進機関主催で一般送配電事業者や発電事業者が参加した出力制御訓練を実施。また、追加的な取組として、関門連系線の更なる活用、電気が余る時間帯の需要の創出等について、必要な対策を実施。

＜2017年4月30日の九州の電力需給実績＞



＜優先給電ルールに基づく出力制御順＞

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）の出力制御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）の出力制御
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制御
e．自然変動電源（太陽光・風力）の出力制御
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制御

新エネルギー小委員会・系統WG（第11回）
事務局提出資料、体裁修正

論点２．系統への円滑な受入れ～系統制約の克服／調整力確保～③

（３）2030年以降も見据えた系統設備維持・形成の在り方

■ 既存系統を最大限活用したとしても、2030年以降も見据えれば、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と考えられる。

■ 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全体のコストを最小化する観点からは、費用負担の公平性にも配慮しつつ、費用対便益が最大となるように行う必要がある。

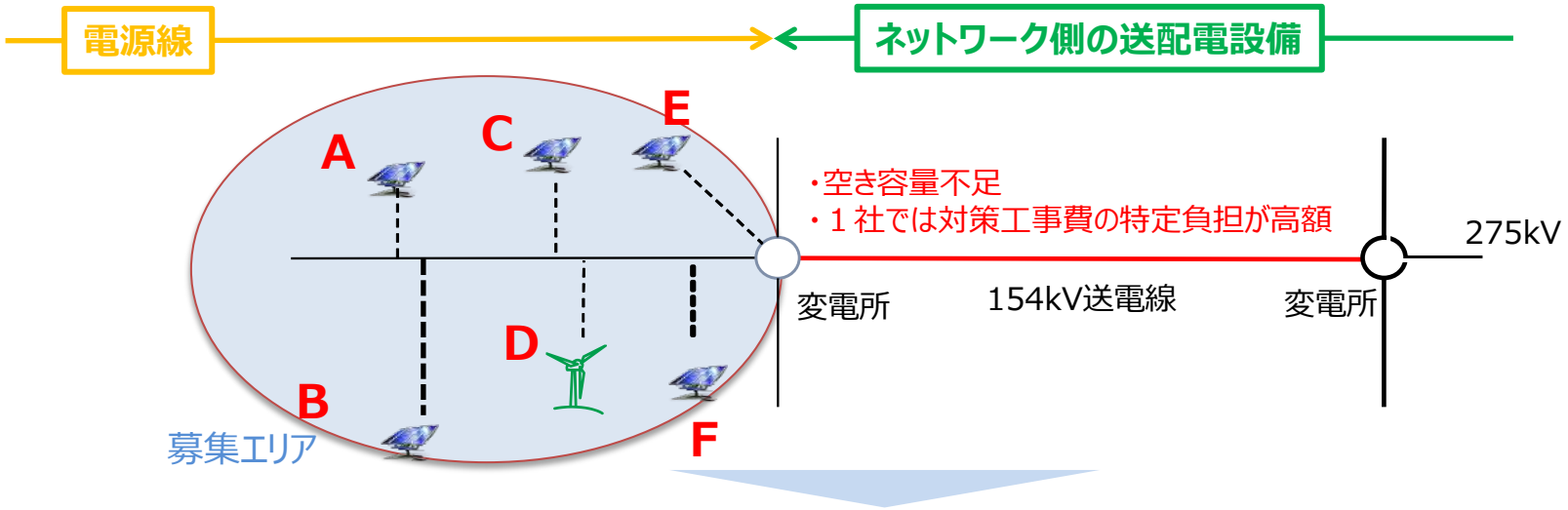
→　2030年以降も見据え、**系統費用負担の在り方**と**次世代電力ネットワークの再構築**について検討することが必要ではないか。

（参考）共同負担による系統増強スキームの導入

- 大規模な系統増強が必要となる場合には一社では負担が大きすぎる場合がある。
- このため、系統増強の**工事費負担金を複数の事業者で共同負担する、「電源接続案件募集プロセス」を広域機関ルールでルール化。**事業者は、広域機関に対して、当該プロセスの開始申込をすることが可能となった。（2015年４月　広域機関業務規程及び送配電等業務指針）。
- **現在、全国的に入札募集が実施されているところ（2017年12月現在、12エリアで完了、23エリアで実施中）。**一部の地域では、入札後に辞退者が出ることで募集プロセスが長期化しているが、負担可能上限額の申請を求めるなど、早期完了を目指した取組が行われている。

＜入札募集ルールについて＞

発電者Ａ～Ｆは連系の意思があるものの、それぞれの接続検討回答における特定負担分に係る増強工事費が1社で負担するには高額で、連系申込に至らない（地域全体の連系が停滞）。

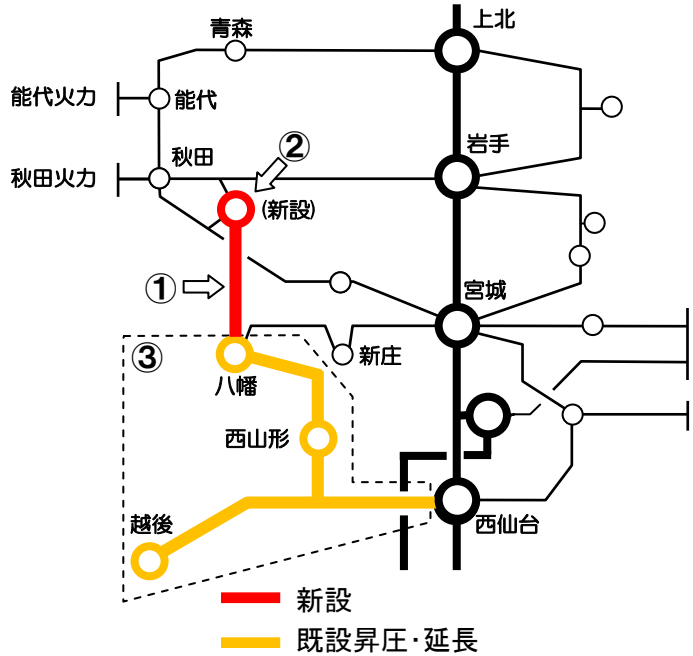


発電事業者からの申込等を契機に広域機関が、入札方式で連系希望者を募集。入札額の高い順に連系優先順位をつけ、増強後の連系可能量を満たすまで落札できるものとする。落札者は、落札額に応じて系統整備コストを負担する。

（参考）東北エリアの系統状況の改善に向けた対応

- 現在空容量がゼロとなっている東北北部エリアでの系統制約を解消するためには、系統の増強が必要であり、広域機関は東北電力と協力し、当該エリアの電源接続案件募集プロセスを2016年10月13日に開始。
- 2017年８月にプロセス参加の継続の意思表明をした応募容量は1,545万kWであり、これは、募集容量（280万kW）を大幅に上回るだけでなく、東北エリアの最大電力需要をも上回る規模。
- 東北電力では、「日本版コネクト＆マネージ」等の検討を踏まえ、まずは「想定潮流の合理化」の考え方を拡大し、適用可能なものは最大限適用することにより、連系可能量を算出（350万kW～450万kW）。系統増強工事が長期間にわたるため、工事完了前であっても、一定の条件の下での暫定連系を可能とする方策を検討。
- 更に、連系可能量を超える応募があることから、希望者については、ノンファーム型接続のルール化の検討を踏まえて、東北北部エリアへの適用を取り組んでいく。

＜入札対象工事の概要＞



＜募集プロセススケジュール＞

	平成２８年１０月１３日	・プロセスの開始・公表
	平成２９年３月９日	・募集要領の公表
	平成２９年３月１３日	・応募の受付開始
	平成２９年３月２３日～３月３０日	・説明会
	平成２９年４月２１日	・応募の受付締切
	平成２９年５月１日	・接続検討の開始
	平成２９年６月３０日	・接続検討（第１段階）結果の回答
	平成２９年７月３日～８月４日	・プロセス参加（接続検討）継続の意思確認
現在	平成２９年８月７日～平成３０年１月下旬頃	・接続検討（第２段階）
	平成３０年１月下旬頃	・接続検討（第２段階）結果の回答 ・入札の受付開始
	平成３０年２月下旬頃～３月下旬頃	・入札の受付締切 ・第１次保証金の振込期限（開札日の２営業日前まで） ・開札（優先系統連系希望者の決定） ・再接続検討の開始
	平成３０年７月下旬頃	・再接続検討結果の回答
	平成３０年８月上旬頃～９月下旬頃	・再接続検討の結果を踏まえた共同負担意思の確認 ・第２次保証金の振込期限 ・工事費負担金補償契約の締結 ・本プロセスの完了 ・本プロセスの結果公表

終了

（第13回系統WG（平成29年12月12日）資料1より抜粋）

論点２．系統への円滑な受入れ～系統制約の克服／調整力確保～④

（４）適切な調整力の確保

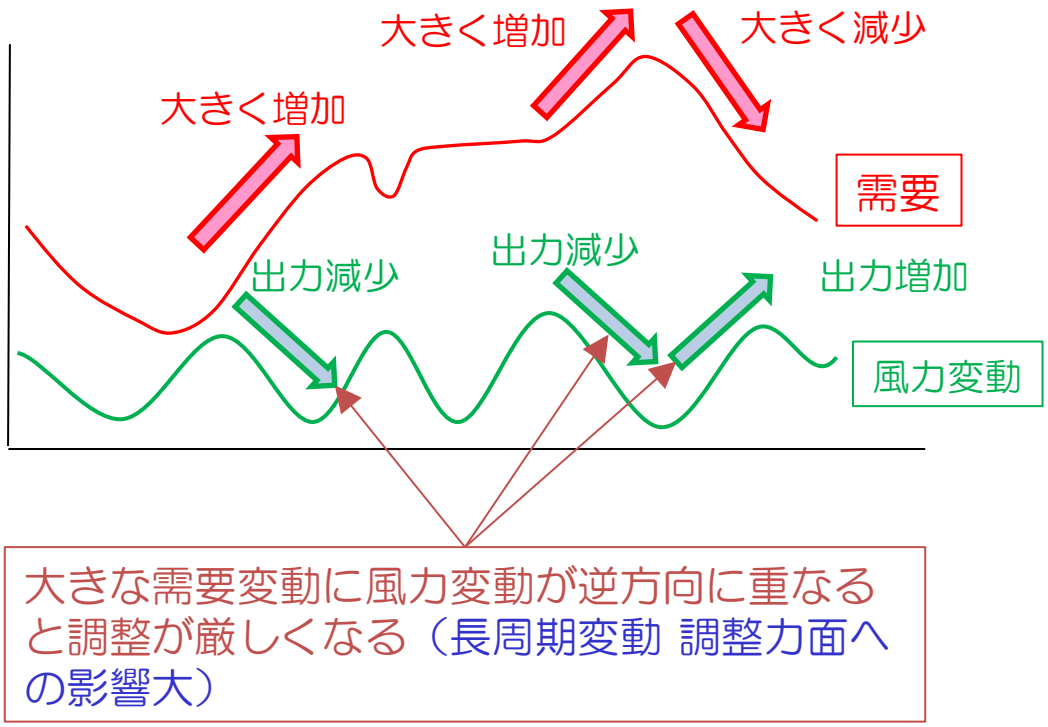
■ 再生可能エネルギー（特に自然変動電源）の導入が拡大する中、出力変動を調整し、需給バランスを一致させる上で、調整力を効率的かつ効果的に確保することが重要。

→　広域的な調整力の調達・運用、発電事業者と送配電事業者の適切な役割分担、蓄電池や水素の活用など、**必要な質と量の調整力を効率的に確保するための方策**について、関連する制度を踏まえつつ検討を深めることが必要ではないか。

（参考）北海道エリアにおける変動面での制約への対応

- 北海道は風力適地であり、大量の導入が見込まれる。
- 一方、**<u>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</u>**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**<u>個別の発電所毎に蓄電池等による出力変動緩和対策</u>**が必要となった。
- 風力発電のさらなる連系拡大に向け、発電所毎の蓄電池等設置の他に、追加の選択肢を示している。
  - **<u>系統側に蓄電池を公募により共同設置</u>**
  - 北本連系線を利用して他エリアから調整力を調達する実証試験（20万kW）を実施
  - 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

＜調整力の不足＞



（参考）欧州の系統運用について（スペインの例）

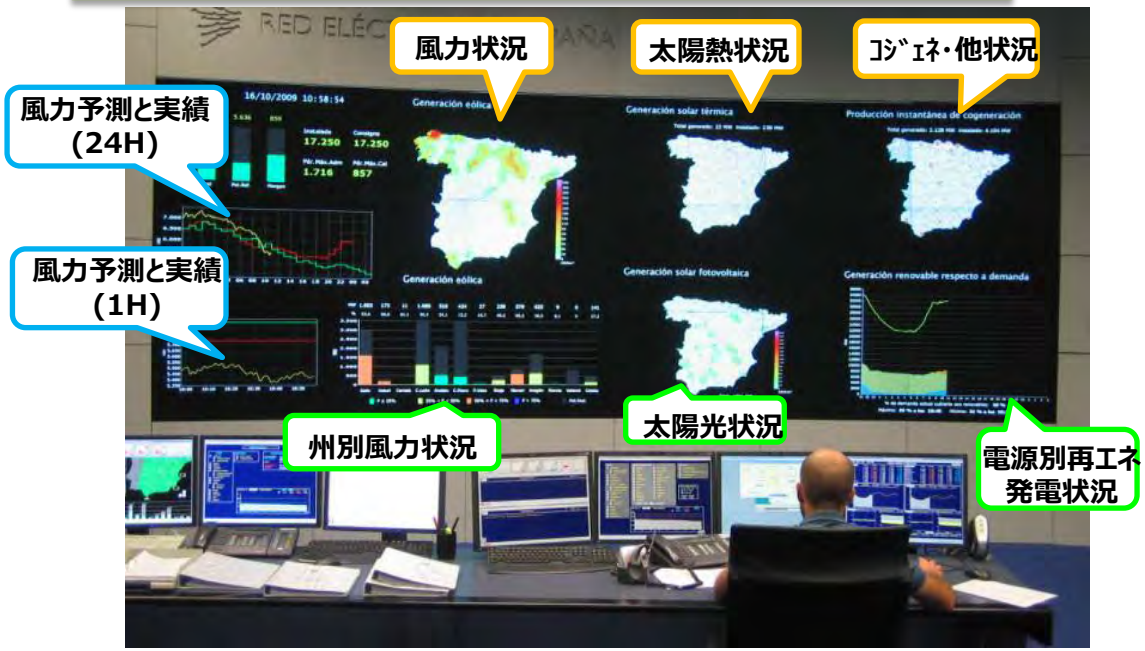
- スペインでは2006年にCECREが設立され、再生可能エネルギー発電を監視・制御している。
- 気象予測による発電出力予測を活用し、一定規模以上の再生可能エネルギー電源に対し、リアルタイム制御を求める。また、再生可能エネルギー電源には、遠隔出力制御対応設備を設置させ、制御指令後15分以内に実行させることで、常に電力系統の安定運用を維持する。

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）蓄電池関連の取組について

- 産業用、家庭用の蓄電池については、ともに2020年度の目標価格を設けており、予算を措置している。
- 系統用蓄電池については、同様の機能を担う揚水発電の設置コストを2020年度末の目標価格としており、その目標にむけた取組を支援する予算を措置している。

【各用途の目標価格】

	（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。
kWh用蓄電池 （主に系統用）	–	**2.3万円/kWh以下**	➢ 揚水発電の設置コスト(2.3万円/kWh)と同等を目指す。

【系統側蓄電池の低コスト化に向けた技術開発】

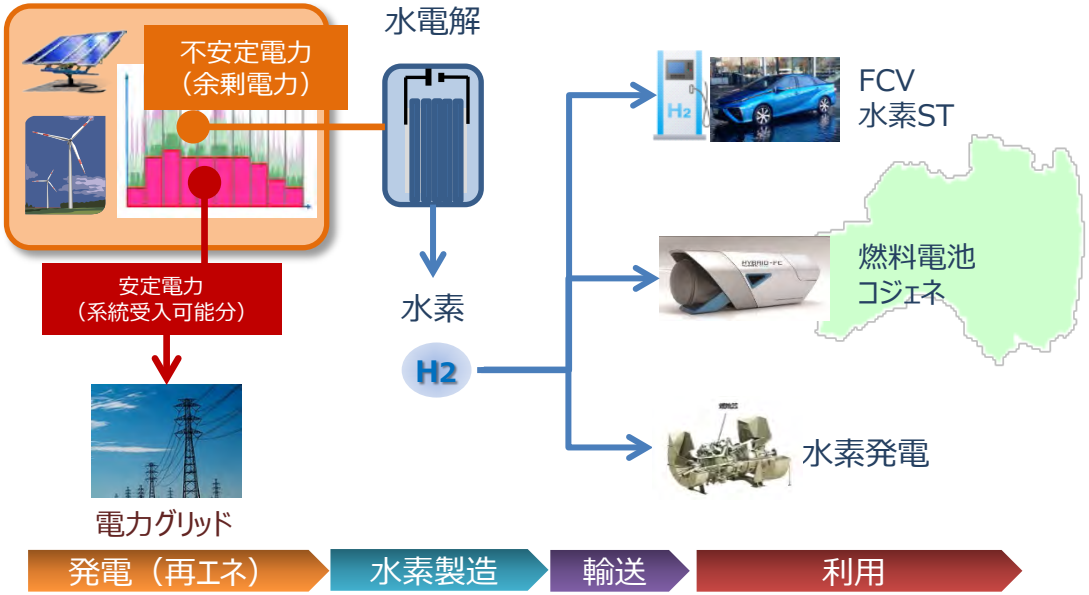
再生可能エネルギー余剰電力対策技術高度化事業費補助金 (H26年度補正 65億円)を通して、新材料の開発等の技術開発を加速させ、揚水発電の設置コストと同等の価格を目指す。

◆ 概要：新材料の開発、高出力化、コンテナ化等による低コスト化技術の開発を行う。
◆ 対象：レドックスフロー電池（住友電工 等）、 NAS電池（日本ガイシ）

（参考）Power-to-gas技術の調整力への活用

- IEA等において、将来の再生可能エネルギーの大量導入に伴い、年間を通じて供給過剰が発生し、大規模な出力制御が必要となることが予測されている。
- 日本においても系統や調整力の問題は既に顕在化しているが、今後、再生可能エネルギー利用を拡大するためには、調整電源の確保のみならず、**余剰電力を貯蔵する技術**が必要。
- 特に、蓄電池では対応の難しい季節を超えるような**長周期の変動に対しては、水素としてエネルギーを貯蔵するPower-to-gas技術**が国内外で注目されており、ドイツを中心とした欧州は既に数多くのPower-to-gas関連の実証が行われている。

Power to Gasのイメージ

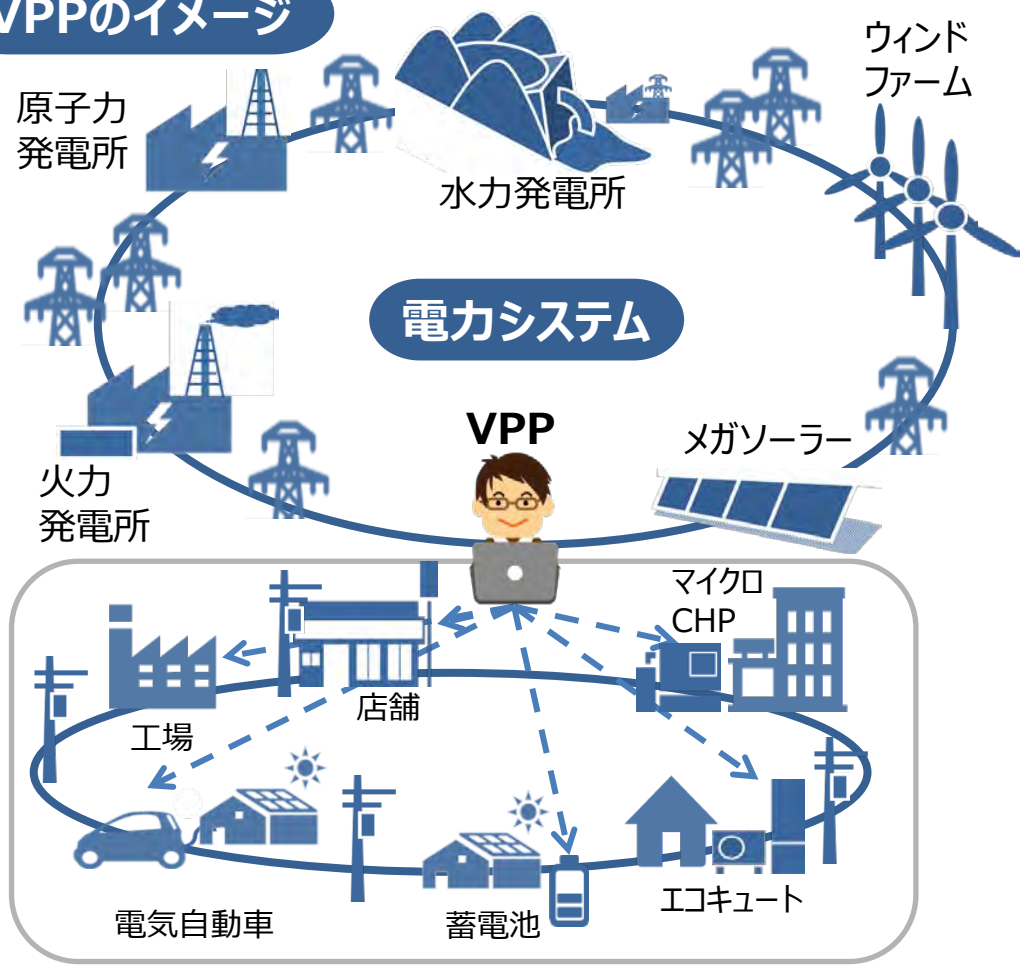


ドイツにおけるPower-to-Gas実証状況

（参考）新たな需給調整メカニズムとしてのVPP

- バーチャルパワープラント（VPP）とは、①太陽光発電等の再生可能エネルギー発電設備や、②蓄電池やエコキュート等のエネルギー機器、③ディマンドリスポンス（DR）等の需要家側の取組等、系統上に散在するエネルギーリソースを遠隔に制御することで、**発電所のような電力創出・調整機能を仮想的に構成したもの**をいう。VPPを活用し、需給バランス調整サービスを提供する事業を**エネルギー・リソース・アグリゲーション・ビジネス（ERAB）**という。

VPPのイメージ



VPPが調整力となるための主な課題

DRは、送配電事業者の調整力(3時間以内に応動)として、調達実績がある。より早い応動（5分以内、15分以内等）ができる調整力として調達されるためには、主に以下のような課題を克服する必要がある。

（１）エネルギーリソースが、応動時間内に確実に調整力を提供できることの検証（エネルギーリソースが制御可能であることを、常に把握し、適切に制御するシステムの整備）

（２）VPPにおけるサイバーセキュリティ対策の確立

⇒ これらは、VPP構築実証事業等にて対応中。

（１）日本の再生可能エネルギーの導入状況
（２）世界の再生可能エネルギーの導入状況
（３）各再生可能エネルギー電源の状況
（４）本委員会における議論のスコープ

総論
論点１．コスト競争力の強化
論点２．系統への円滑な受入れ
論点３．事業環境整備

論点３．事業環境整備～FITからの自立とバランスの取れた導入促進～①

- FIT制度による売電が再生可能エネルギー電源の導入を支えており、太陽光等への過度な偏重が生じるなど、自立的な導入と長期安定的な発電を支える事業環境が未成熟な状態にある。

→ **規制・制度のリバランス**により、**FIT制度からの自立**を図るとともに、電源間の偏重を是正し、立地制約の強い電源も含めて**バランスの取れた導入を促進**するための環境整備が必要ではないか。

（１）長期安定発電を支える事業環境の整備

■ 高い調達価格の確保を急ぐあまり、熟度の低い案件が認定を取得して長期間未稼働となったり、事業期間中のメンテナンスや事業終了に備えた準備がおろそかになるなど、適正な発電事業が行われない事態・懸念が顕在化してきている。

→ 認定量と導入量の極端な乖離が生じないよう、電源毎の特性に配慮した上で、事業実施の**確度が高い案件だけが認定を取得**できるようにするとともに、将来的にFIT制度が終了しても発電事業として自立できるよう、**発電事業者としての適正な事業実施を担保する仕組み**が必要ではないか。

論点３．事業環境整備～FITからの自立とバランスの取れた導入促進～②

（２）再生可能エネルギーの新たな使い方の促進

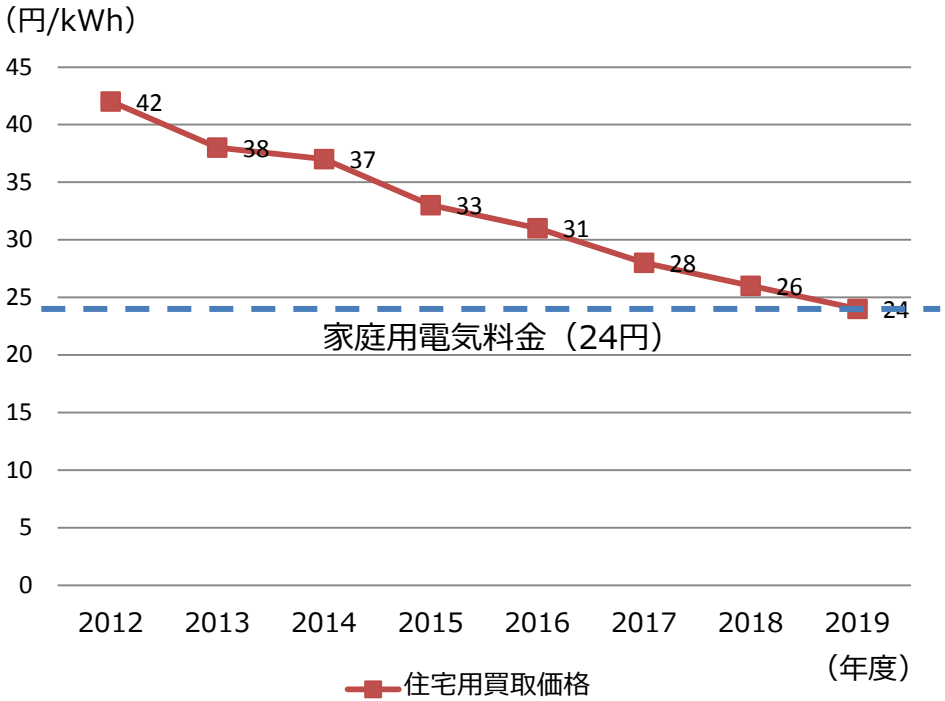
■ 発電コストの低下が進めば、売電ではなく自家消費が合理的な選択となることも想定され、2019年からFIT買取期間が終了する電源が発生し始めることも１つの契機として、EV・蓄電池と組み合わせた自家消費、エネルギー・リソース・アグリゲーション・ビジネス（ERAB）など、再生可能エネルギーの新しい使い方の可能性が広がっていくと考えられる。

→　FIT卒業電源のビジネスモデルの確立や、再生可能エネルギーの非化石電源としての価値が適切に評価される仕組みづくりによって、**再生可能エネルギーの新たな活用モデルを拡大**していくことが重要ではないか。

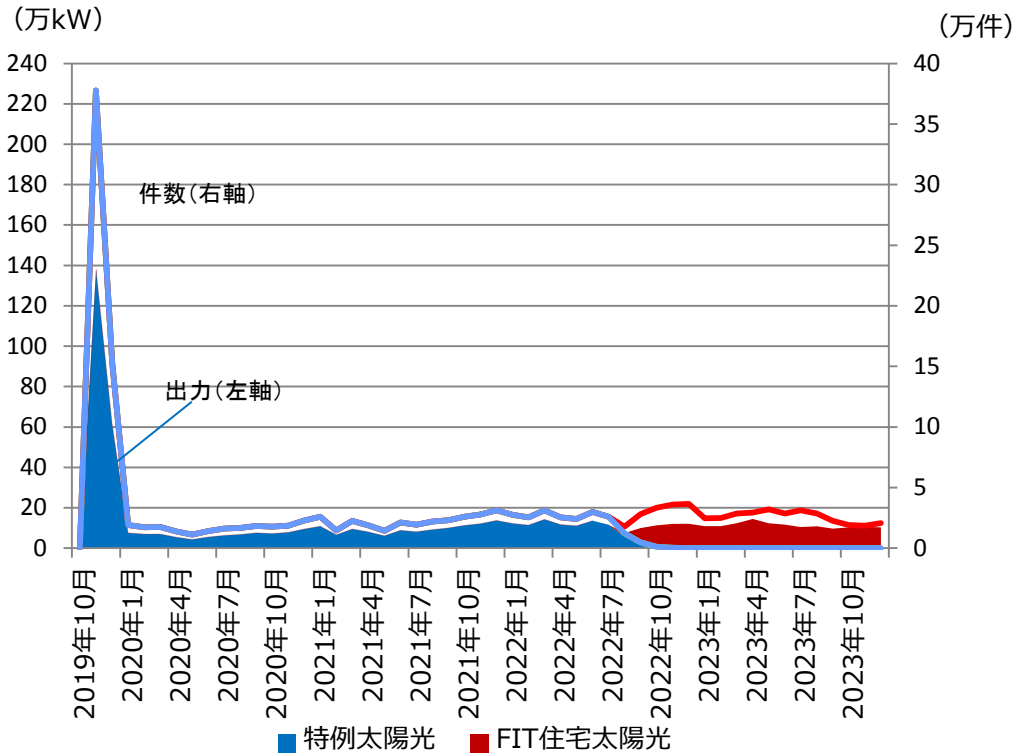
（参考）2019年における住宅用太陽光をめぐる状況

- これまでは10kW未満（住宅用）太陽光のFIT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】



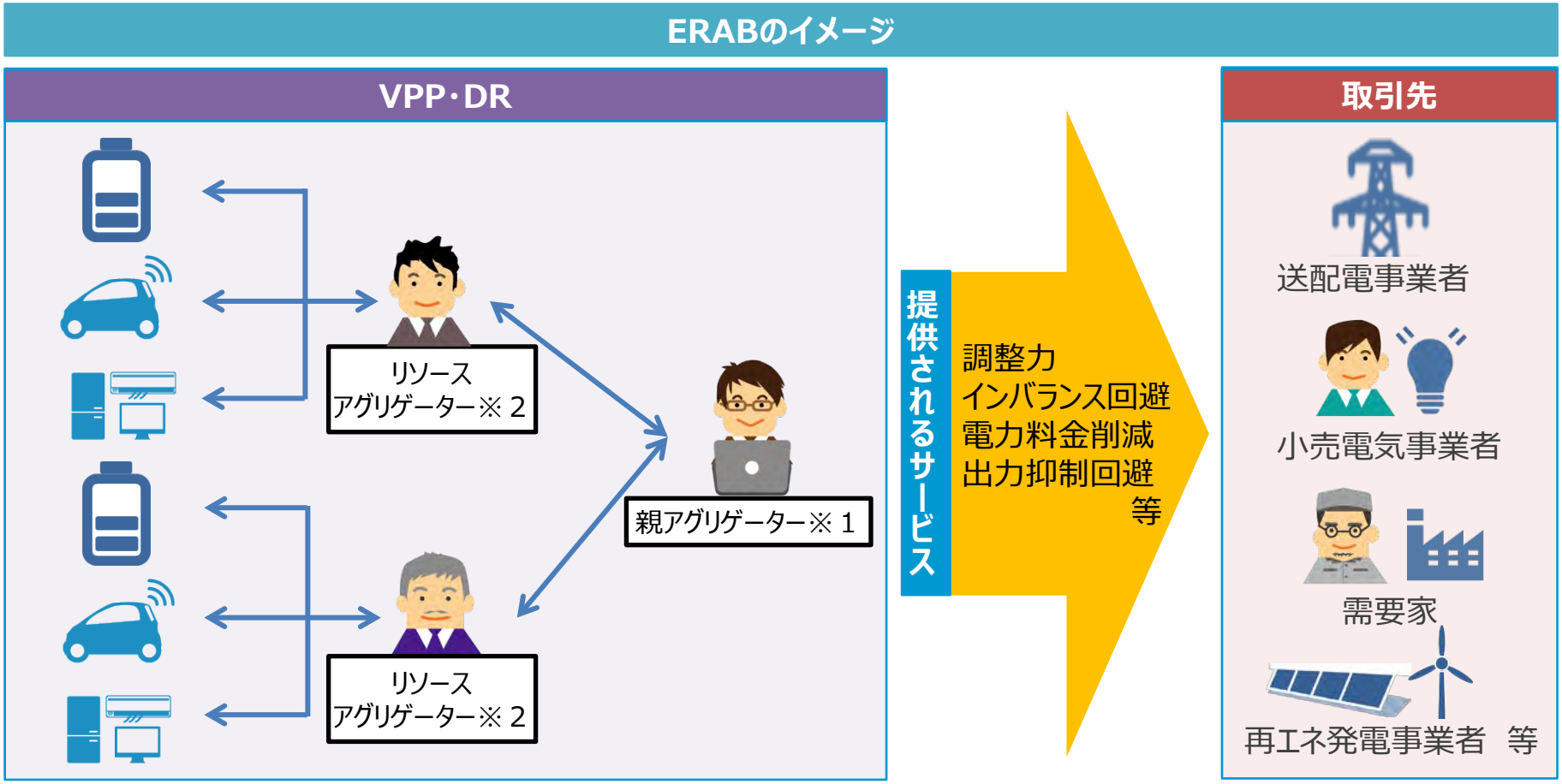
【特例太陽光とFIT対象の太陽光の買取期間終了時期と出力／件数】



※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）エネルギー・リソース・アグリゲーション・ビジネス（ERAB）

- エネルギー・リソース・アグリゲーション・ビジネス(ERAB)とは、バーチャルパワープラント(VPP)やディマンドリスポンス(DR)を用いて、送配電事業者、小売電気事業者、需要家、再エネ発電事業者といった取引先に対し、調整力、インバランス回避、電力料金削減、出力抑制回避等の各種サービスを提供する事業をいう。

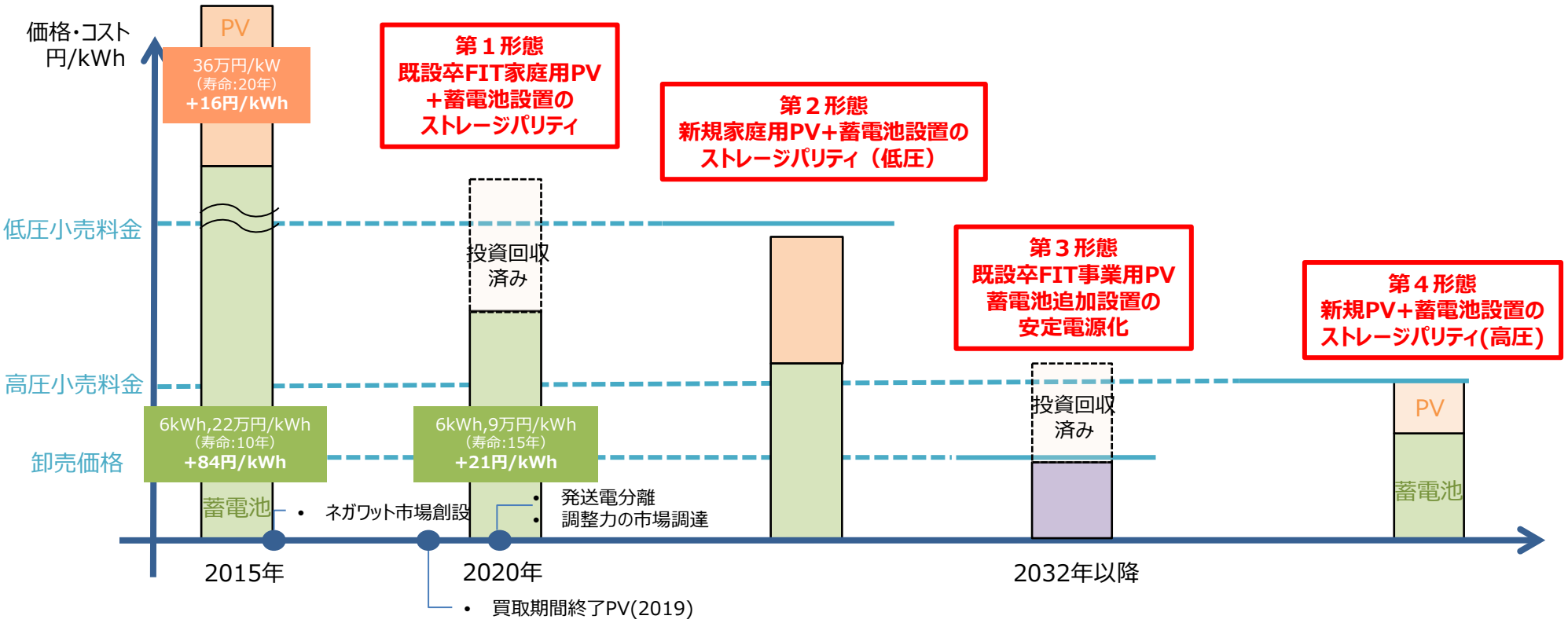


※１ 親アグリゲーター：送配電事業者や電力市場等に対して電力取引を行う事業者
※２ リソースアグリゲーター：需要家とVPPサービス契約を直接締結し、リソース制御を行う事業者

（参考）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。



論点３．事業環境整備～FITからの自立とバランスの取れた導入促進～③

（３）立地制約のある電源の導入促進

■ 現行のFIT制度では、政府は長期・固定価格での買取を保証する一方で、立地地点の選定・調整については専ら事業者が役割を担っている。

■ 大量導入・コスト低減のポテンシャルがあったとしても、立地制約による事業リスクが高い場合には、発電コストが下がらず、将来的にもFIT制度なしでは導入が進まない可能性がある。

→　この点、例えば欧州では、洋上風力について、政府等が導入計画を明確化し、環境アセスメントや系統接続等の立地調整を主導することで事業者のリスクを軽減する仕組み（いわゆる「セントラル方式」）が採用され、発電コスト低減のための競争が有効に行われている。**大きな導入ポテンシャルとコスト競争力とが両立し得る重要電源である洋上風力**について、海域の利用ルールの明確化など、**我が国に適した導入促進策を、制度整備を含めて検討**していく必要があるのではないか。

→　また、ミックス達成の観点から導入加速化が特に求められている地熱については、**国による資源量調査を加速化**するとともに、**有望地域での地元調整を円滑に進めるための方策**を検討することで、開発を加速化することが必要ではないか。

（参考）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。

洋上風力発電の開発手続

◆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

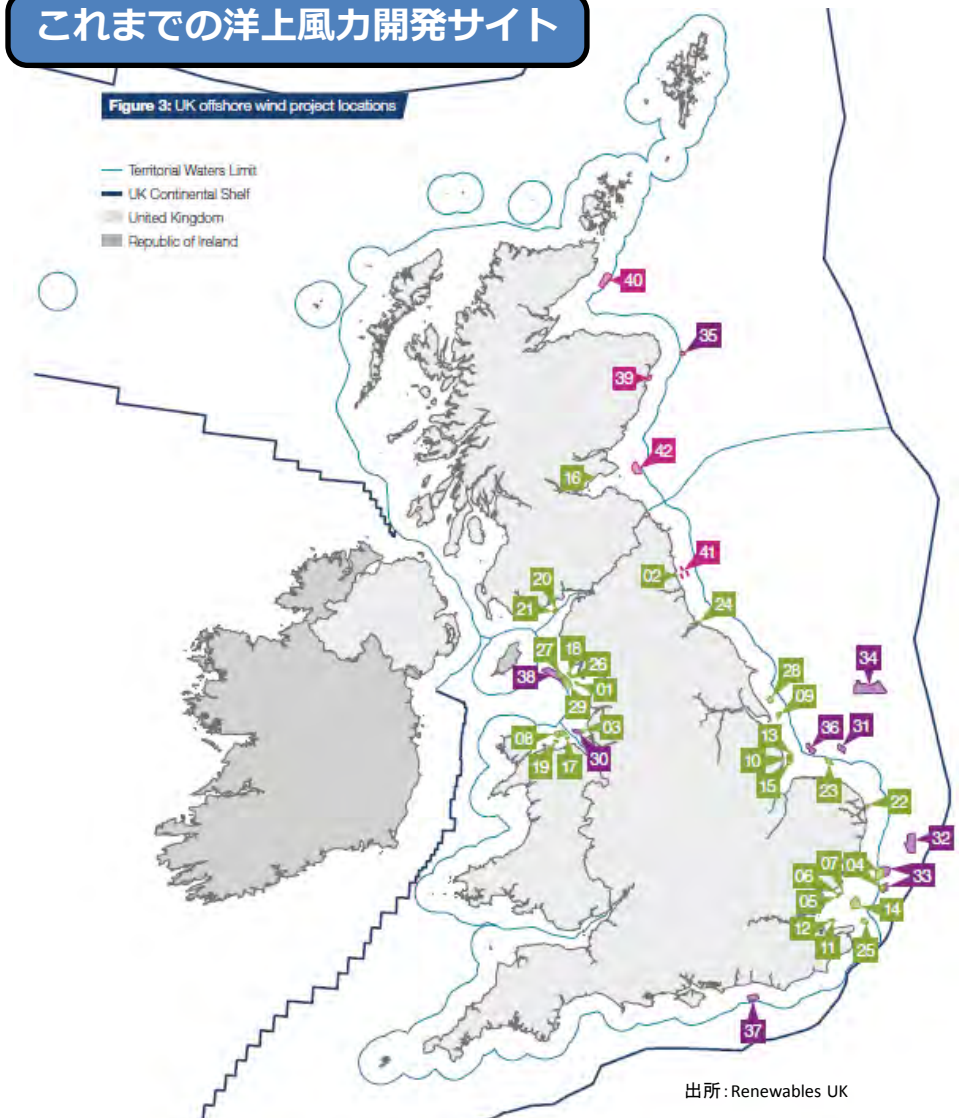
プロジェクト名	稼動開始	出力	落札固定価格（/kWh）	買取対象期間
Horns Rev 2	2009年9月	209MW	0.518DKK （8.8円）	10TWh分
Rødsand 2	2010年10月	207MW	0.629DKK （10.7円）	10TWh分
Anholt	2013年9月	400MW	1.051DKK （17.9円）	20TWh分
Horns Rev 3	2019年（予定）	400MW	0.77DKK （13.1円）	20TWh分
Vesterhav Syd	2020年（予定）	170MW	0.475DKK （8.1円）	8.5TWh分
Vesterhav Nord	2020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）英国①：ゾーニングに基づく洋上風力発電の開発

- 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）英国①：ゾーニングに基づく洋上風力発電の開発

- 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。

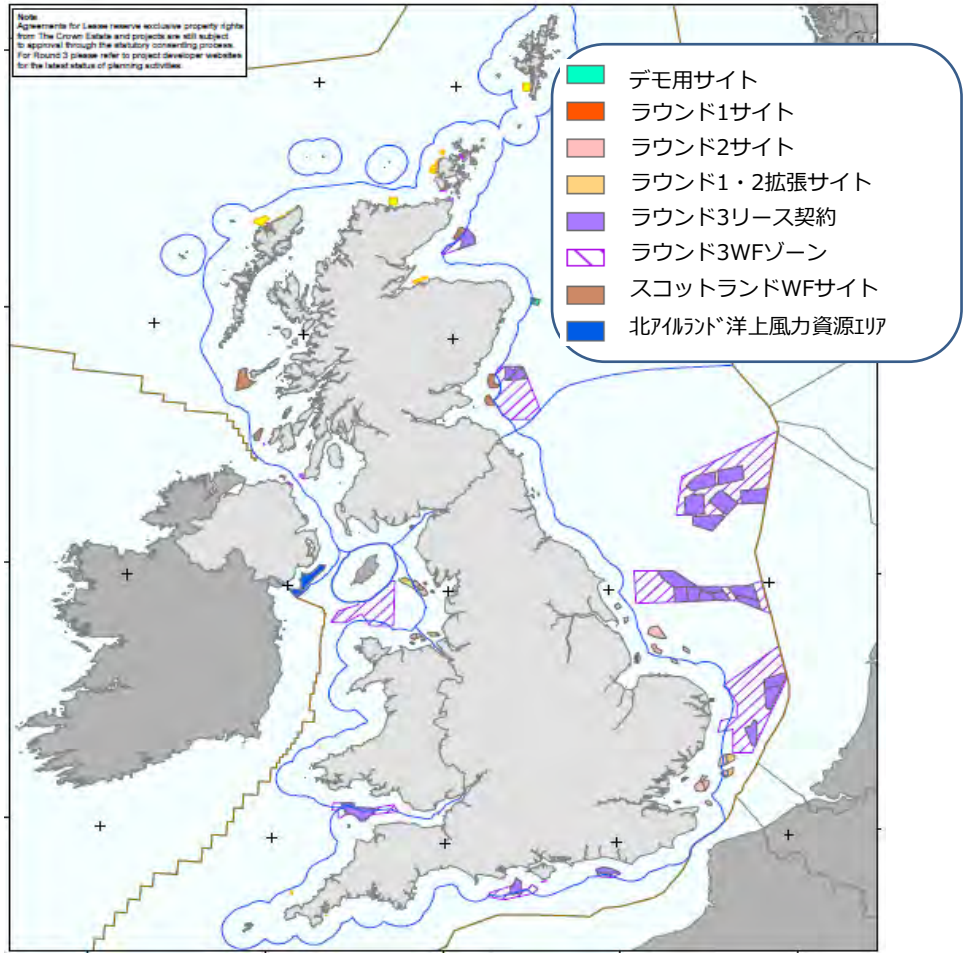
◆**ラウンド3**：2010年1月に55事業の落札企業が決定。対象海域9ゾーンのうち、3ゾーンは英国東岸沖の排他的経済水域（EEZ） 境界線までの海域が対象。

⇒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