

# 太陽光発電・風力発電のコスト低減等の考え方（案）

# 太陽光の累積生産量見通しについて

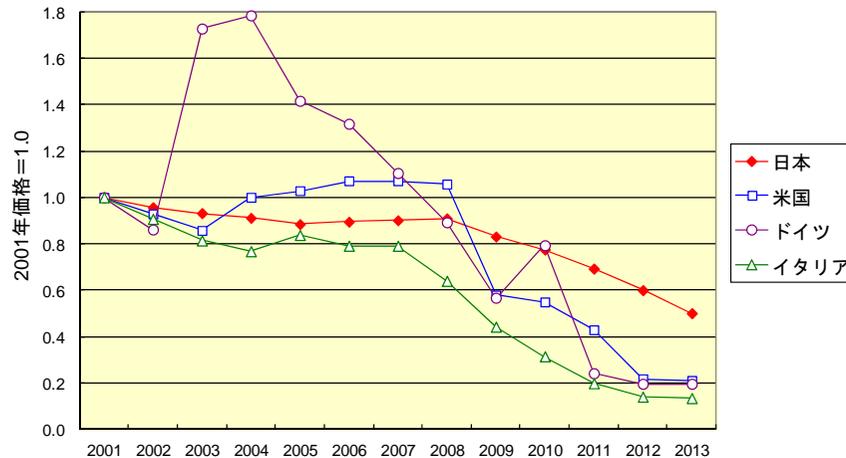
- 太陽光の発電システムの価格低下を試算する上で用いる世界の累積生産量見通しについては、国際機関や業界団体等様々な機関が発行している。
- また、導入見通しの性質については、各国で実行中又は検討中の政策等をもとに見込まれる導入量を積み上げた数字もしくは長期的な導入目標を達成する上で設定する導入目標に大別される。

出典	シナリオ	概要	2013年(実績)	2020年(推計)	2030年(推計)
World Energy Outlook 2014 (IEA, 2014)	現行政策シナリオ	2014年中ごろにおいて、既に採用されている政策を考慮したシナリオ	1億4,000 万kW  (IEA TRENDS IN PHOTOVOLTAIC APPLICATIONS Survey 2014)	3億3,300 万kW	4億9,500 万kW
	新政策シナリオ	2014年中ごろにおいて、各国が採用・提案している政策を考慮したシナリオ		3億6,400 万kW	6億4,700 万kW
	450 シナリオ	温室効果ガス濃度を450ppm以内に抑えるシナリオ		3億7,100 万kW	8億5,600 万kW
Energy Technology Perspective 2014(IEA, 2014)	2DS Hi-Ren シナリオ	世界の平均気温の温度上昇を2度以下に押さえる可能性が50%となるエネルギーシステムのうち再生可能エネルギーの役割を拡張したシナリオ		7億8,747 万kW	17億2,100 万kW
EPIA Solar Generation 6 (EPIA, 2011)	参照シナリオ	IEA WEO2009の分析を2030年まで外挿したシナリオ		7,685 万kW	1億5,585 万kW
	加速シナリオ	標準的な政策のもと、近年の導入量拡大傾向が継続された場合のシナリオ		3億4,523 万kW	10億8,115 万kW
	パラダイムシフトシナリオ	強力な政策バックアップのもとに技術的・商業的に達成可能な導入量を示したシナリオ		7億3,717 万kW	18億4,494 万kW
REmap 2030 A renewable Energy Roadmap (IRENA, 2014)	参照シナリオ	最終エネルギー消費の多い世界26カ国において、各国が採用・提案している政策、目標の達成を前提としたシナリオ		-	4億4100万kW
	Remap 2030	技術、財政メカニズム、政策、スキル等に着目して2030年に最終エネルギー消費における再生可能エネルギー比率を2倍にするシナリオ		4億kW	12億5000万kW
	Remap-E	Remap 2030と同じ2030年に最終エネルギー消費における再生可能エネルギー比率を2倍にするシナリオだが、バイオ燃料の発展の代わりに再生可能エネルギーの電化が進む場合を想定		-	25~36億kW
	Remap-U	全ての国で2030年までに再生可能エネルギー比率が30%を達成することを想定するシナリオ	-	16~19億kW <sub>1</sub>	

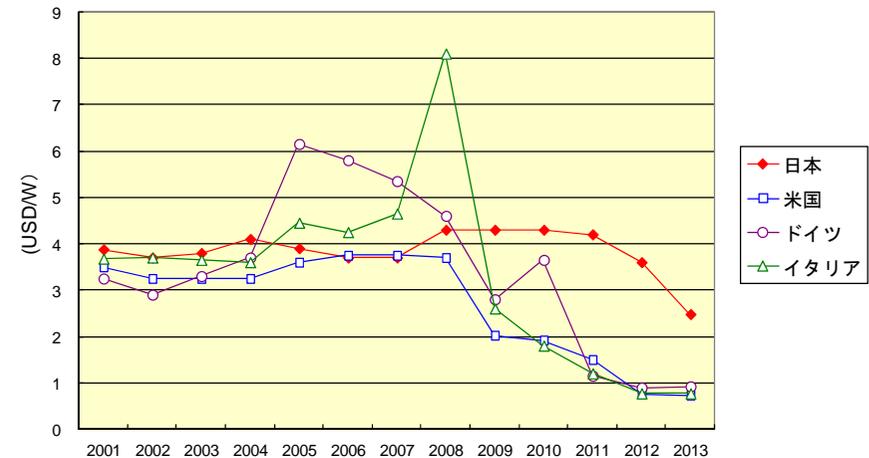
# 太陽光発電コスト低減の考え方(国際価格に収斂する可能性)

- 日本における太陽光発電のコストは諸外国に比べて高いが、太陽光発電モジュールやインバータ等は長期的にみれば、国際価格に収斂するのではないかと指摘あった。
- ドイツやイタリアでは太陽光発電設備の大量導入により、モジュール価格が近年大幅に下落している。他方、日本においてもモジュール価格は低下しているが、他国と比較して未だに価格が高いのが現状。
- 国際価格に収斂するかどうかは①市場の競争状況、②国内市場における海外生産比率、③再生可能エネルギー事業者の嗜好等の動向によるため、今後の経過を注視していく必要がある。

モジュール価格(各国通貨単位ベース)の推移



モジュール価格(USD換算ベース)の推移

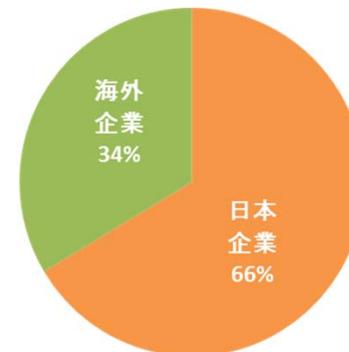


(出典)IEA PVPS Trends 2014 in PV Applications等より作成

太陽電池モジュールの国内出荷量に占める国内生産のシェア(2014年度第3四半期)



太陽電池モジュールの国内出荷量に占める日本企業のシェア(2014年度第3四半期)



(設備容量ベース)

太陽電池の出荷統計(太陽光発電協会)より作成

# 太陽光発電コスト低減の考え方(国際価格に収斂するケース)(案)

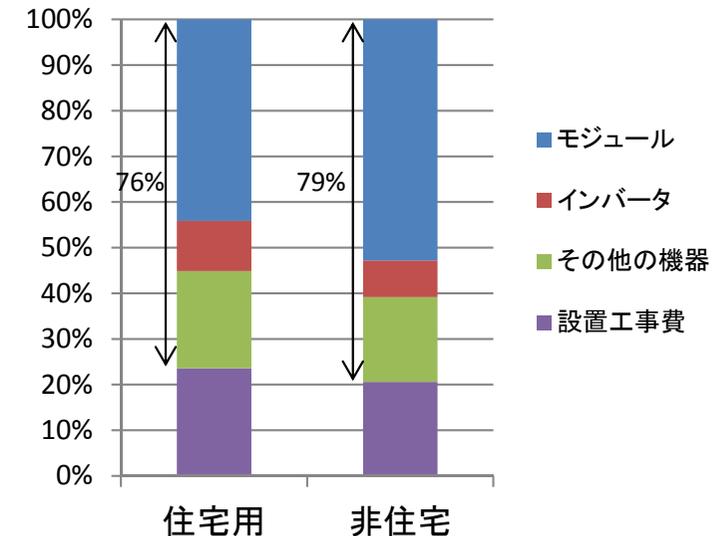
○IEAの調査をもとに日本を除く各国の設備導入コスト(2013年)を平均して、太陽光発電の設備導入コストの国際的な水準を求めると、住宅用31.8万円/kW、非住宅20.5万円/kWであり、第2回会合にて示した日本の設備導入コスト(住宅用36.4万円/kW、非住宅29.4万円/kW)よりも低かった。

○日本における太陽光発電の設備導入コストについて、モジュールやインバータ等の量産効果等によるコスト低減が見込まれる部分のコストについては、学習曲線に従って低減してだけでなく、2030年にかけて徐々に国際的な水準(それ自体も学習曲線にしたがって低減すると仮定)に収斂するケースを考えてはどうか。

## <各国の太陽光発電の設備導入コスト(2013年)>

COUNTRY	OFF-GRID (LOCAL CURRENCY AND USD PER W)				GRID-CONNECTED (LOCAL CURRENCY AND USD PER W)							
	<1 kW		>1 kW		RESIDENTIAL		COMMERCIAL		INDUSTRIAL		GROUND-MOUNTED	
	LOCAL CURRENCY/W	USD/W	LOCAL CURRENCY/W	USD/W	LOCAL CURRENCY/W	USD/W	LOCAL CURRENCY/W	USD/W	LOCAL CURRENCY/W	USD/W	LOCAL CURRENCY/W	USD/W
AUSTRALIA	5 TO 10	4,8 TO 9,7	5 TO 15	4,8 TO 14,5	2,5 TO 3,5	2,4 TO 3,4	2 TO 4	1,9 TO 3,9	2 TO 4	1,9 TO 3,	1,5-2,5	1,56 TO 2,59
AUSTRIA	5	6,7	5	6,7	1,93	2,7	<1,55	<2	N/A	-	N/A	-
BELGIUM	N/A	-	N/A	-	1,8	2,4	1,4	1,8	1,1	1,5	N/A	-
CANADA	N/A	-	N/A	-	3,44	2,9	3,27	3	3,27	3	2,88	2,62
CHINA <sup>1</sup>							1,2	1,6				
DENMARK	15 TO 30	2,7 TO 5,3	30 TO 55	5,3 TO 9,8	15 TO 25	1,8 TO 4,5	10 TO 25	1,7 TO 4,4	10 TO 15	1,7 TO 2,	8 TO 10	1,4 TO 1,8
FRANCE	10 TO 15	13,3 TO 20	N/A	-	3,3 TO 3,7	4,4 TO 4,9	1,8 TO 3,3	2,4 TO 2,7	N/A	-	1,4 TO 1,6	1,80 TO 2,07
GERMANY	N/A	-	N/A	-	1,8 TO 2,03	2,3 TO 2,6	1,46-1,8	1,9 TO 2,3	N/A	-	N/A	-
ISRAEL	N/A	-	N/A	-	13	3,6	5,78 TO 7,94	1,6 TO 2,2	N/A	-	N/A	-
ITALY	3 TO 5	4 TO 6,7	N/A	-	2 TO 2,4	2,7 TO 3,2	1,2 TO 2	1,6 TO 2,7	N/A	-	1 TO 1,4	1,3 TO 1,8
JAPAN	N/A	-	N/A	-	413	3,9	369	3,44	342	3,2	275	2,6
KOREA <sup>1</sup>					2,3 TO 3,1	2,9 TO 3,9	1,8 TO 2,3	2,3 TO 2,9				
MALAYSIA	N/A	-	N/A	-	7,5	2,38	7,1	2,18	6,85	2,12	6,28	1,94
NETHERLANDS <sup>1</sup>					1,3 TO 1,4	1,68 TO 1,74	1,15 TO 1,20	1,47 TO 1,55				
NORWAY	N/A	-	N/A	-	21	3,28	18	2,81	15	2,34	12	1,88
SPAIN	5	6,5	4	5,18	2,4	3,11	1,7	2,2	1,4	1,81	1,2	1,56
SWEDEN	27	3,79	N/A	-	16	2,25	14	1,97	14	1,97	13	1,83
SWITZERLAND	8 TO 15	8,6 TO 16	6 TO 12	6,5 TO 13	3 TO 4,5	3,2 TO 4,9	2,1 TO 3,3	2,3 TO 3,6	2,1	2,3	N/A	-
THAILAND	N/A	-	162,8 <sup>2</sup>	5	79	2	60	1,9	55	1,71	60 TO 100	1,9 TO 3,1
USA	N/A	-	N/A	-	4,59	4,59	3,57	3,57	N/A	-	1,96	1,96

欧州における太陽光発電の設備導入コストの費用構造



EC(JRC Science and policy reports)「PV Status Report 2014」より作成。

NOTE:  
1 FOR CHINA, KOREA AND NETHERLANDS 2012 PRICES HAVE BEEN CONSIDERED.  
2 INCLUDING BATTERY AND OTHER BOS

<平均>31.8万円/kW  
※105.24円/\$ (2014年平均)にて計算

<平均>20.5万円/kW  
※105.24円/\$ (2014年平均)にて計算

# 太陽光発電コスト低減の考え方(国際価格に収斂するケース)(案)

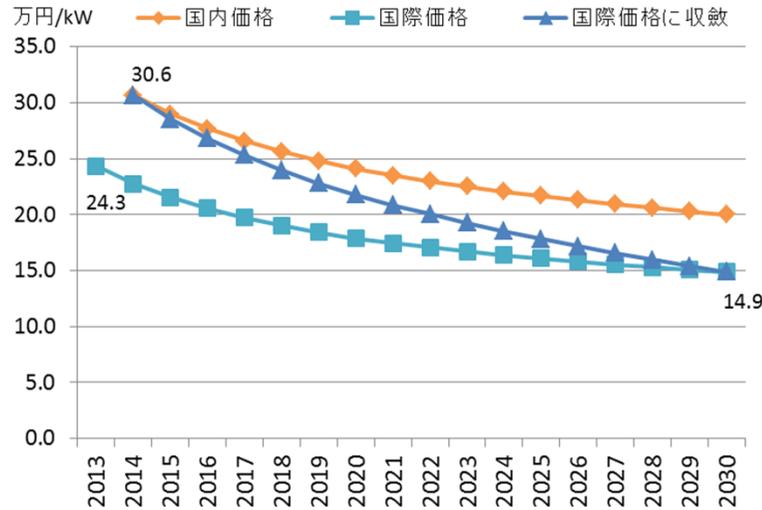
○日本における太陽光発電の設備導入コストについて、太陽光発電モジュールやインバータ等の費用が国際的な水準に収斂するケースの試算結果は、2030年時点で16.6～22.0万円/kW(住宅用)、15.8～19.4万円/kW(非住宅)となった。

※導入見通しについては、これまでの議論を踏まえEPIA(欧州太陽電池工業会)のシナリオを除き、IEAの4つのシナリオのみを採用した。

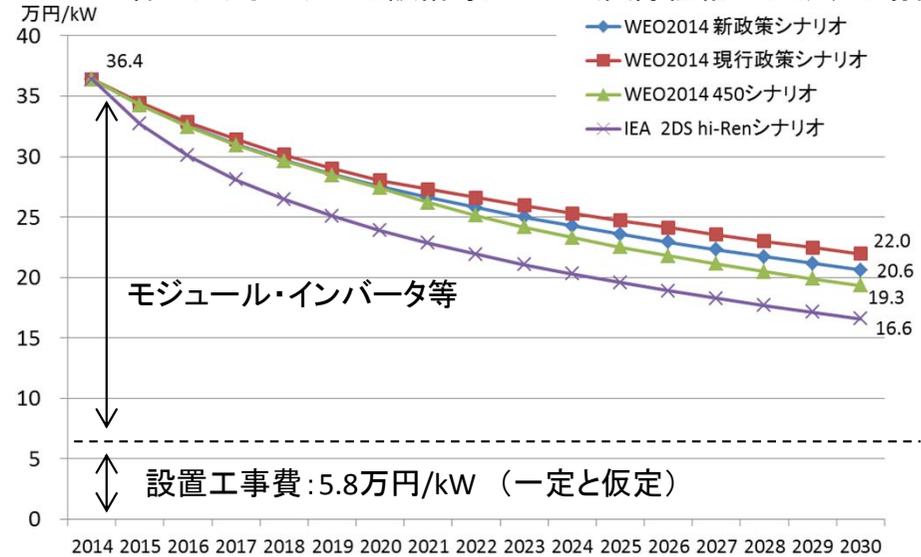
※なお、第2回会合にて示した設備導入コストは2030年時点で21.3～27.4万円/kW(住宅用)、19.1～23.3万円/kW(非住宅)。

## 住宅用

モジュール・インバータ等の費用の推移  
(WEO新政策シナリオの例)

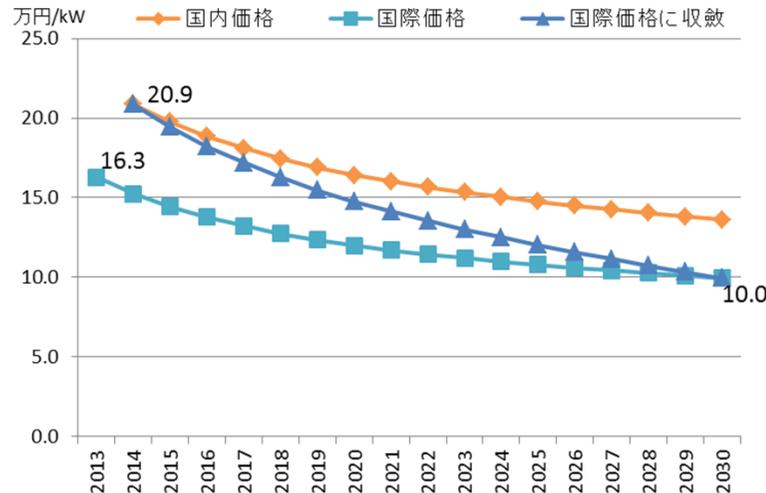


各シナリオにおける設備導入コスト(国際価格に収斂する場合)

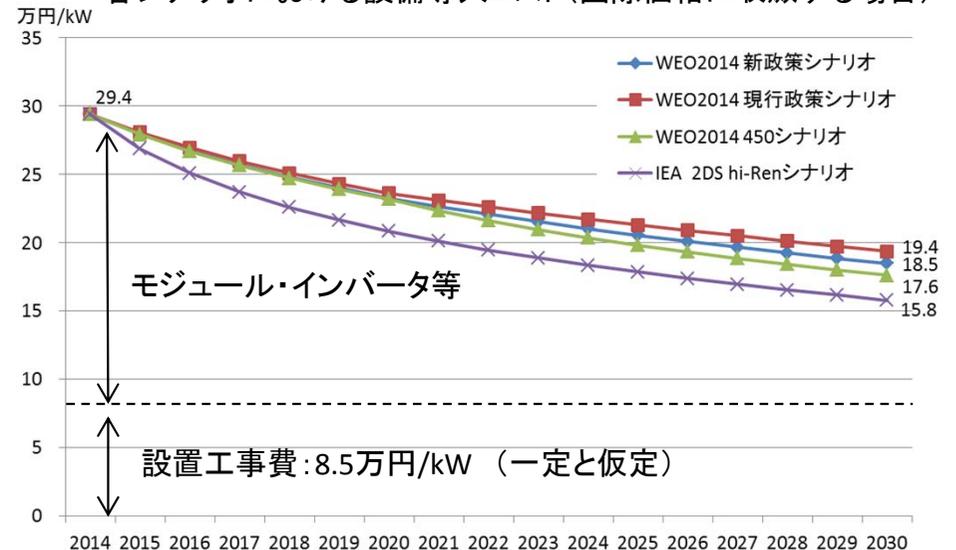


## 非住宅

モジュール・インバータ等の費用の推移  
(WEO新政策シナリオの例)



各シナリオにおける設備導入コスト(国際価格に収斂する場合)



(注)国内の太陽光発電システム価格に占めるモジュール・インバータ等の割合は、住宅用太陽光(新築)、メガソーラーそれぞれ84%,71%(2013年度)として推計(平成25年度新エネルギー等導入促進基礎調査(太陽光発電システム等の普及動向に関する調査)より)

# パネル対パワーコンディショナーの容量の比率と設備利用率について

- 設備利用率については、パネルの設置容量をパワーコンディショナーの容量よりも大きくすることで、パネル費用が増加する一方で、設備利用率の上昇により発電量が増加していることが調達価格等算定委員会において指摘された。
- 最適容量までは、ア)発電量の増加による売電収益の増加分が、イ)パネル費用の増加によるシステム費用の増加分よりも大きい、最適容量を超えると、ア)発電量の増加による売電収益の増加分が、イ)パネル費用の増加によるシステム費用の増加分を下回ることになる。このため、発電事業者は、最適容量まで、パネル容量を積み増すことによって、kWh当たりの投資コストを最小化していると考えられる。
- パネル対パワーコンディショナーの比率の最適点は、設備投資コスト、金利、傾斜角、平均日射量、その他の損失因子など、様々な要因により異なり、今後の見通しを示すことが困難であることから、発電コストの検証にあたっては、将来のモデルプラントについても現在調達価格等算定委員会にて想定されている比率から大幅な変化はないと仮定することとしたい。

## 【パネル対パワーコンディショナーの比率の最適化のイメージ】

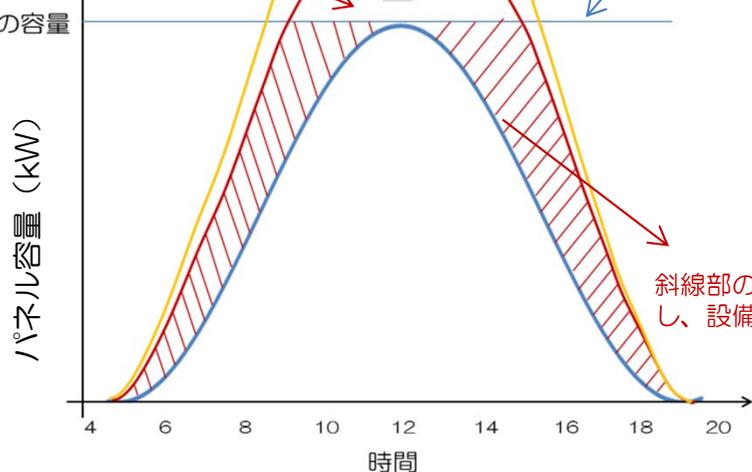
パネル対パワーコンディショナーの容量の比率が大きすぎると、ピーク時のロスが大きくなり、パワーコンディショナーの設備利用率の向上のメリットよりも、コスト増のデメリットの方が大きくなる

パネルのみ積み増した場合

パネル容量と同容量のパワーコンディショナーを採用した場合

斜線部の発電量が増加し、設備利用率が向上

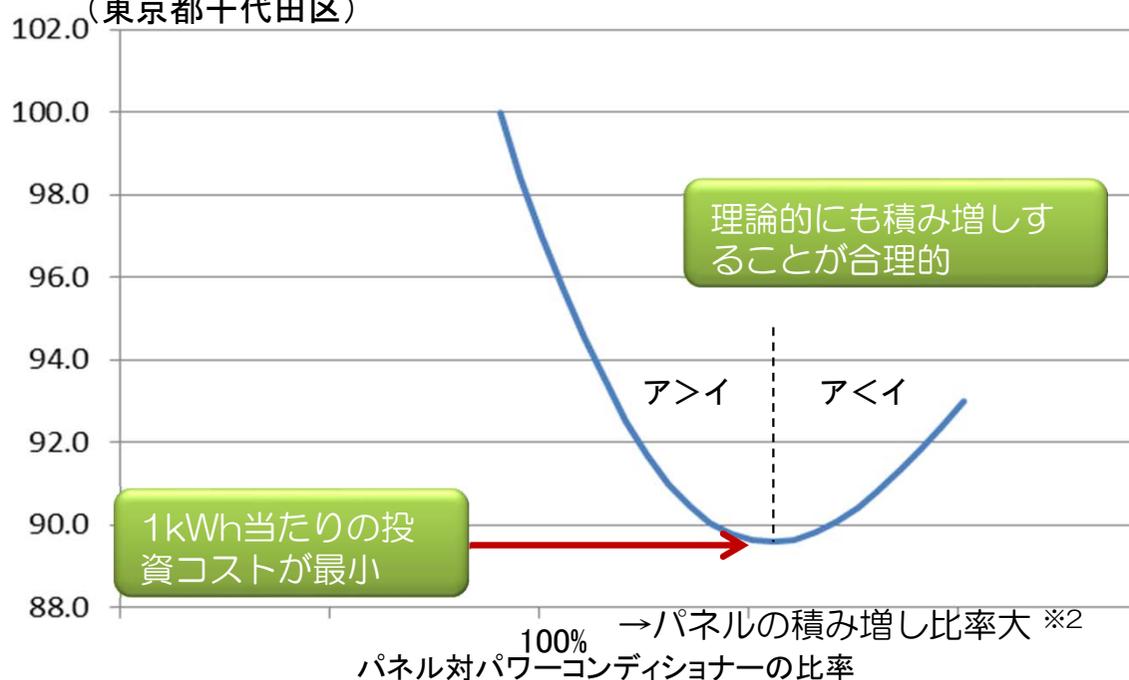
年間を通してフル出力になる日は限られるので、このロスとなる面積の合計は限定的



## 【パネル対パワーコンディショナーの比率の最適化の試算例】

(東京都千代田区)

kWh当たりの投資コストの相対値※1



※1: パネル容量1,800kWの際の1kWh当たりの投資コストを100としたときの相対値

※2: パネル対パワーコンディショナーの比率の最適点は、設備投資コスト、金利、傾斜角、損失因子、平均日射量など、様々な要因により異なる。最適点を正確に予測することが、低い発電コストを目指す施工事業者にとっての重要なノウハウとなっている。

# (参考)【太陽光】低コスト化に向けた取組(技術開発)

○太陽光発電の徹底したコスト低減のため、①2020年に発電コスト14円/kWhを目指す結晶Si太陽電池等の技術開発、及び②2030年に発電コスト7円/kWhを目指す新型太陽電池の技術開発など、高性能化・低コスト化が期待できる技術の開発を推進(平成27年度予算43.5億円)。

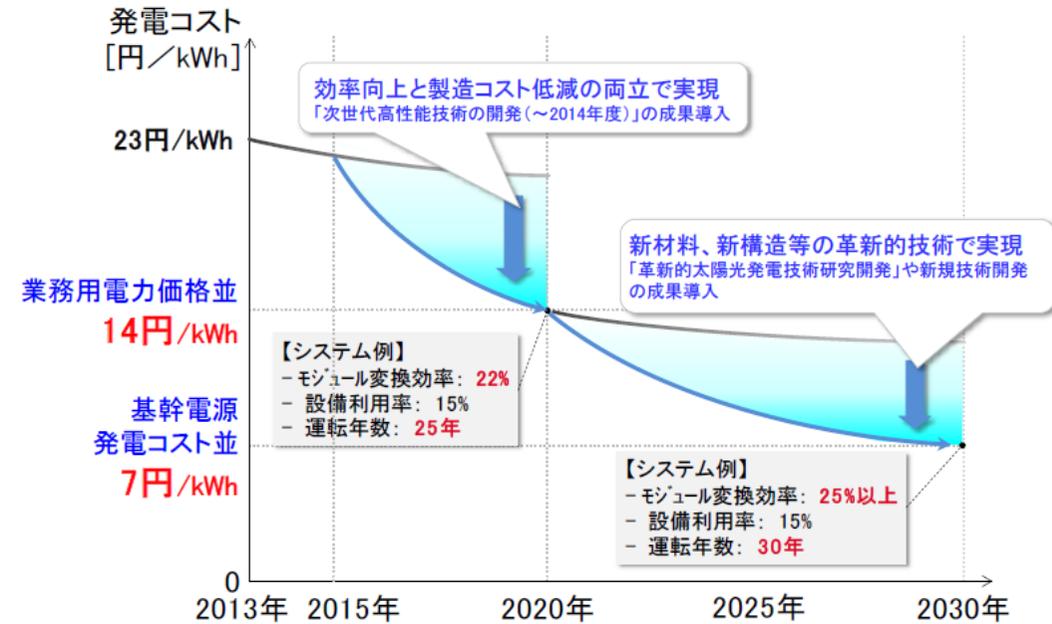
## ①2020年に発電コスト14円/kWhを中間目標とする技術

- 1) 太陽電池の高効率化、モジュール化、低コスト製造技術の開発
  - ・ヘテロ接合・バックコンタクト統合構造の新型結晶シリコン太陽電池の大面积・低コスト製造技術、モジュール化技術等の開発。
  - ・CIS等化合物系太陽電池の高効率化、低コスト製造技術等の開発。
- 2) 太陽電池の性能評価、信頼性向上等共通基盤技術の開発等
  - ・信頼性向上、信頼性評価技術の開発。

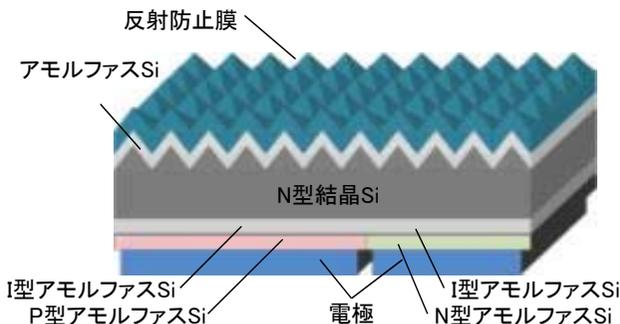
## ②2030年に発電コスト7円/kWhを革新的に目指す技術

- 1) 超高効率太陽電池による発電コスト低減技術開発(薄膜多接合高効率太陽電池)
  - ・変換効率45%に達する薄膜多接合太陽電池の低コスト製造技術の開発。
- 2) 量子ドット構造等、新型太陽電池の技術開発
  - ・量子ドット構造やコスト構造を革新する新型太陽電池の技術開発。

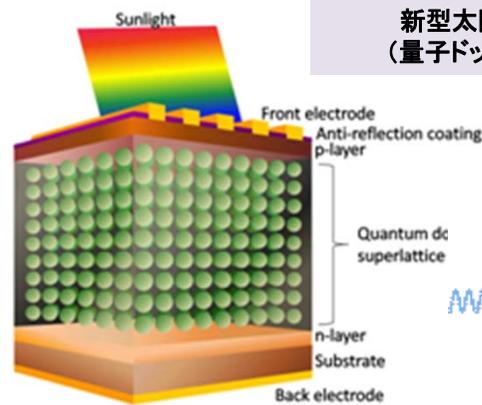
【太陽光発電開発戦略(NEDO PV Challenges)2014年9月】



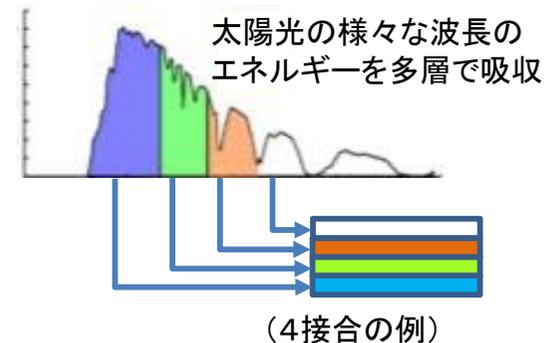
### ヘテロ接合・バックコンタクト統合構造例



### 新型太陽電池 (量子ドット構造)



### 薄膜多接合型太陽電池



# 太陽光に関するその他の御指摘事項等について

## <将来モデルプラントの廃棄費用について>

○将来のモデルプラントの廃棄費用について、2011年のコスト等検証委員会では、建設費の5%とし、発電システム単価の低下に伴って廃棄費用も低下すると仮定していたが、廃棄費用の内訳は解体費用やリサイクル費用等であり、現時点では建設費の低下によるこれらの費用への影響が不明確であることから、ご指摘を踏まえ単価を現状の横置きとしてはどうか。

## <将来モデルプラントの稼働年数について>

○将来のモデルプラントの稼働年数については、2011年コスト等検証委員会で用いられた35年という考え方は現実的ではなく、NEDOの太陽光発電開発戦略を踏まえ30年を上限として使うべきとの指摘を踏まえ、上限を30年としてはどうか。

## <将来モデルプラントの運転維持費の低減について>

○10kW未満の太陽光発電設備の運転維持費は、主に定期点検費用(4年ごとに1回以上、一回当たり2万円程度)とパワコンの交換費用(20年の間に一度は交換され、その費用は平均20万円)からなる。費用の大半を占めるパワコン交換費用について量産効果等による価格低減が見込まれることから、10kW未満の太陽光発電設備の運転維持費については、設備導入コストと同程度のコスト低減を見込んでどうか。

○10kW以上の太陽光発電設備の運転維持費には、修繕費、諸費、一般管理費、人件費、保険料等が含まれる。調達価格等算定委員会で想定されている運転維持費は年々低下していることから、人件費(電気主任技術者)相当分については一定とし、その他の経費(修繕費等)については設備導入コストと同程度のコスト低減を見込んでどうか。

### 【住宅用太陽光発電設備の年平均運転維持費の考え方】

$$(\text{2万円} \times 5\text{回} + \text{20万円}) \div 4.2\text{kW} \div 20\text{年間} = \text{約3,600円/kW/年}$$

定期点検費用    パワコン交換費用    新築平均出力

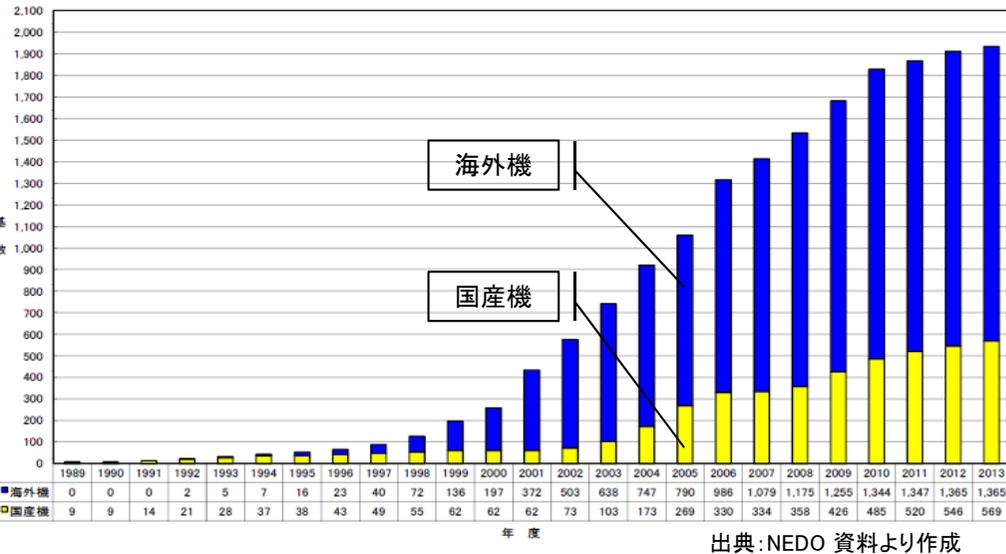
### 【調達価格等算定委員会で想定されている運転維持費(10kW以上の太陽光発電)】

2012年度	2013年度	2014年度	2015年度
1.0万円 /kW	0.9万円 /kW	0.8万円 /kW	0.6万円 /kW

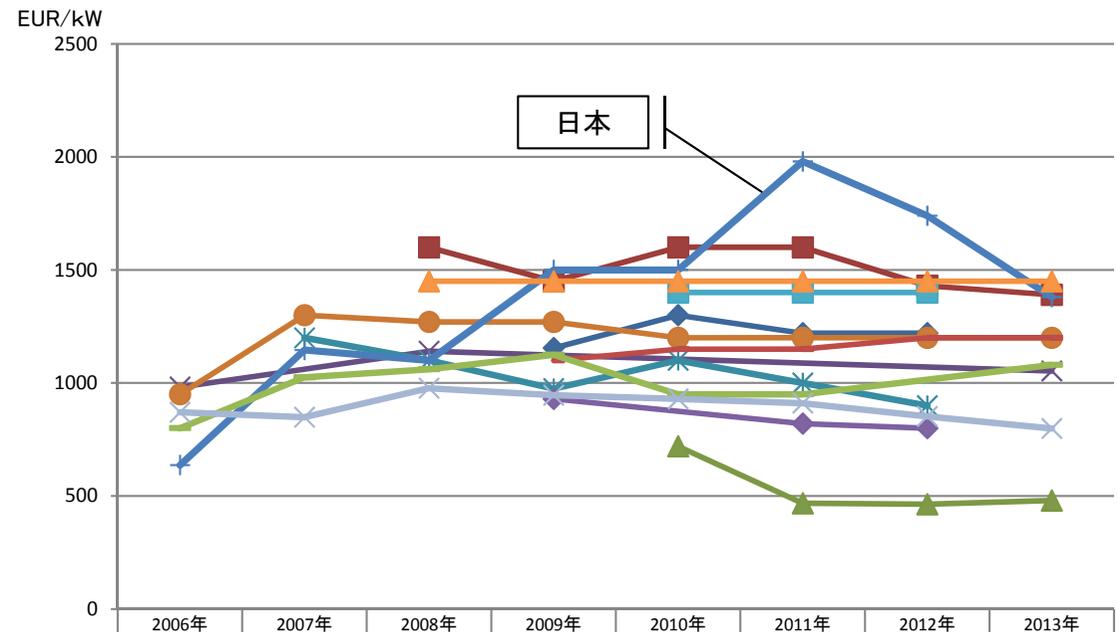
# 風力発電コスト低減の考え方(国際価格に収斂する可能性)

- 陸上風力発電についても、タービンや電気設備等の量産効果が見込まれる部分の費用については、国際価格に収斂する仮定は成り立つ。日本国内の市場では、風力発電機について、海外機の導入量は増加しており、市場の成熟に応じて国際価格に収斂していく可能性は考えられる。
- 他方、日本国内のタービン価格については、内外の価格差があり、相対的に高い。現時点の傾向だけ見れば、必ずしも国際価格に収斂する蓋然性が高いとまでは言えないが、2030年にかけて徐々に国際的な水準に収斂するケースを考えてはどうか。

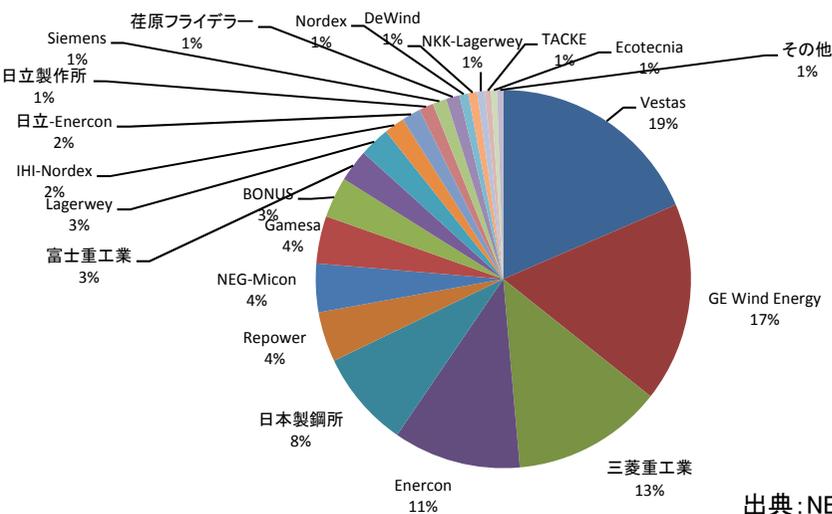
国内における海外機・国産機別導入割合(累積基数)の推移



陸上風力発電のタービン価格の推移



風力発電機の日本市場シェア(2014年3月)



	2006年	2007年	2008年	2009年	2010年	2011年	2012年	2013年
オーストラリア				1,155	1,300	1,220	1,220	
オーストリア			1,600	1,450	1,600	1,600	1,430	1,390
中国					720	468	464	480
ドイツ	982		1,140.5					1,053
アイルランド		1,200	1,100	975	1,100	1,000	900	
イタリア	950	1,300	1,270	1,270	1,200	1,200	1,200	1,200
日本	637	1,146	1,100	1,500	1,500	1,980	1,740	1,380
メキシコ				1,100	1,150	1,150	1,200	1,200
ボルガル	800	1,025	1,061	1,125	950	950		1,080
スペイン				930		820	800	
スウェーデン					1,400	1,400	1,400	
スイス			1,450	1,450	1,450	1,450	1,450	1,450
アメリカ	871	849	977	946	930	911	852.5	798.6

出典: IEA wind annual report 2006 ~ 2013より作成

# 風力発電コスト低減の考え方(国際価格に収斂するケース)(案)

○陸上風力について、国際的な水準に収斂するケースを試算するに当たっては、第2回コストWGでも用いたIEAのTechnology Roadmap Wind Energy 2013における「2050年までに陸上風力発電は初期コスト25%低減」との指摘を踏まえ、タービンや電気設備等の部分について、一定程度のコスト低減を見込んではどうか(2030年までを線形で補正。次頁の左下図参照)。

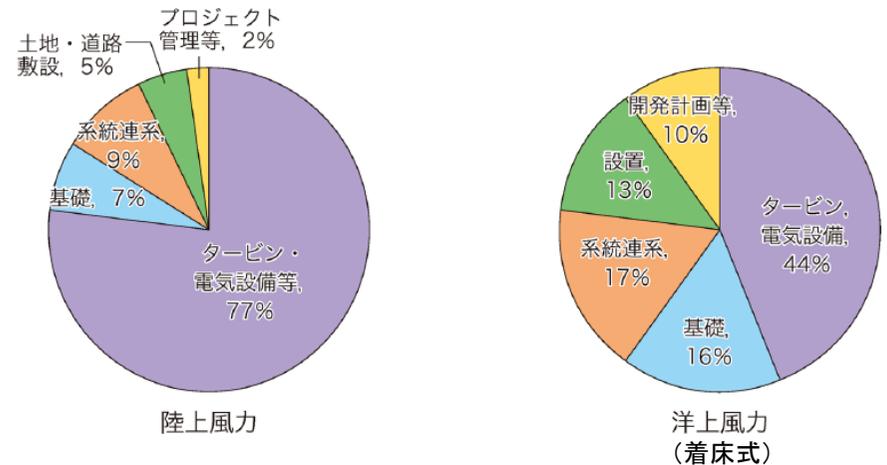
＜各国の陸上風力発電の設備導入コスト(2013年)＞

	New capacity in 2013 (GW)	Cost (2014 USD/kW)
Australia	0.68	1 427 - 2 384
Austria	0.37	2 403
Canada	1.60	2 296
France	0.73	2 065
Germany	2.95	1 999
Italy	0.45	2 452
Japan	0.05	2 900
Mexico	0.62	2 102
Netherlands	0.24	1 928
Norway	0.07	1 978
Portugal	0.31	1 891
Switzerland	0.01	2 900
United Kingdom	1.64	1 874
United States	1.13	1 657

(出典) IRENA (2015) Renewable Power Generation Costs in 2014より

＜平均＞22.2万円/kW  
※105.24円/\$ (2014年平均)にて計算

＜風力発電のシステム価格の費用構造＞



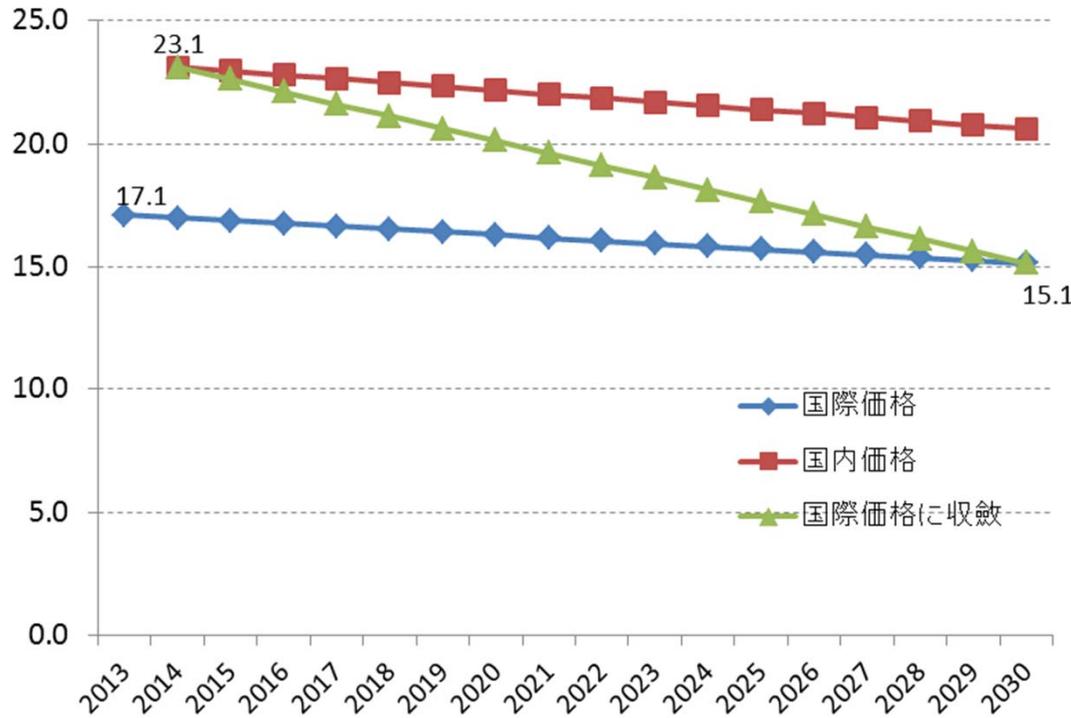
(出典) "The Economics of Wind Energy" (2009, EWEA), "Renewable Energy Technologies: Cost Analysis Series Wind Power" (2012, IRENA)よりNEDO作成

現状の陸上風力の設備導入コスト(割合は推計)	割合	国際価格 (万円/kW)	日本国内 (万円/kW)
タービン・電気設備等	77%	17.1	23.1
基礎・システム連系・土地・道路敷設等	23%	5.1	6.9
		<b>22.2</b>	<b>30.0</b>

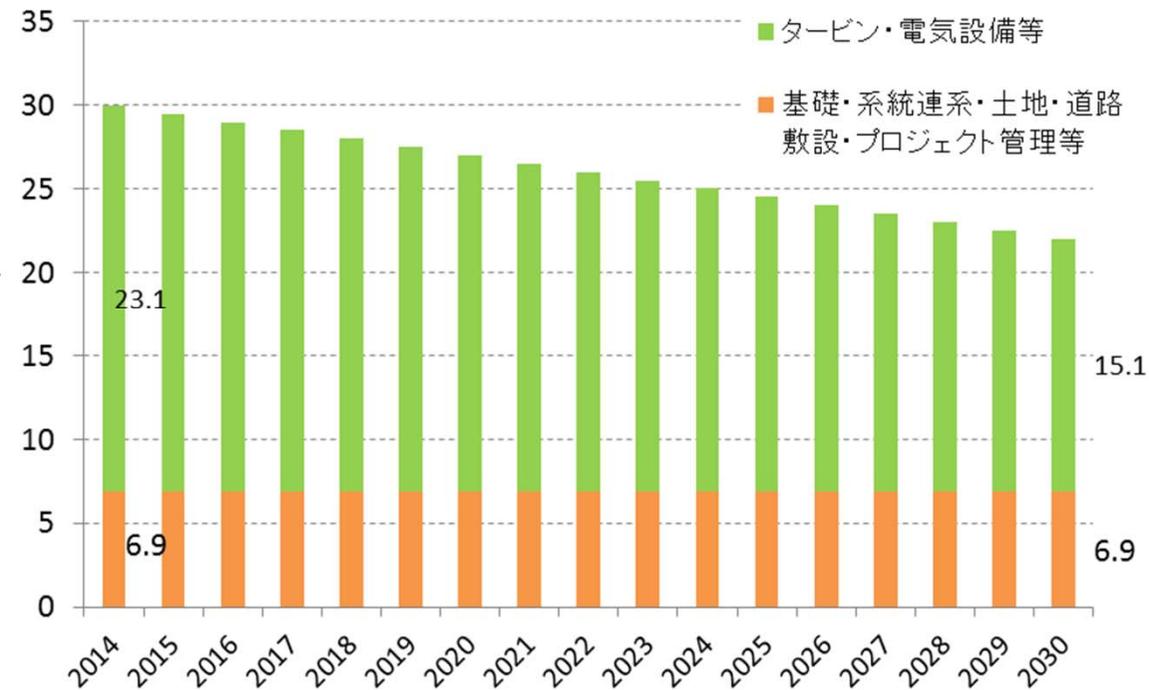
# 風力発電コスト低減の考え方(国際価格に収斂するケース)(案)

○日本における陸上風力発電の設備導入コストについて、タービンや電気設備等の費用が国際的な水準に収斂するケースの試算結果は、2030年において22.0万円/kW(15.1+6.9万円/kW)となった。  
 ※なお、第2回会合にて示した設備導入コストは2030年時点で26.8~30.0万円/kW。

タービン・電気設備等の国際価格への収斂(万円/kW)



設備導入コスト(国際価格に収斂する場合)(万円/kW)



(注)基礎・系統連系・土地・道路敷設等については、コスト一定と仮定した。

# 風力の大型化と設備利用率の関係について

- 風車の大型化によって、発電量が向上し、発電コストの低減が見込まれる。我が国では、2020年までに、風車の設備利用率を23%まで引き上げることを目標とした技術開発が進められている(2015年度調達価格算定委員会での設備利用率は20%)。
- 他方、米国においては、既に風車の大型化が進んでいる(図1)一方で、設備利用率は直近10年ほどは横ばい(図2)となっている。これは、風力発電適地の減少によって、大型化による設備利用率の向上効果が相殺されていることが原因と考えられる(図3)。
- 大型化と設備利用率の向上は必ずしも一体的に進まない場合があることには留意が必要であるが、我が国においては、2020年以降に導入される風力発電について設備利用率が23%まで向上すると見込んではどうか。

図1 米国内での風力発電の大型化の傾向

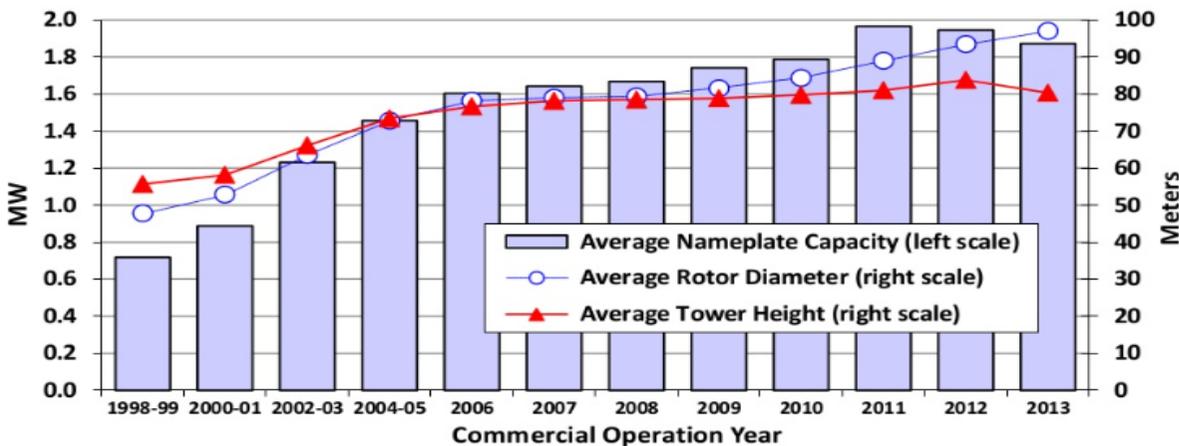


図2 米国内での風力発電の設備利用率の推移

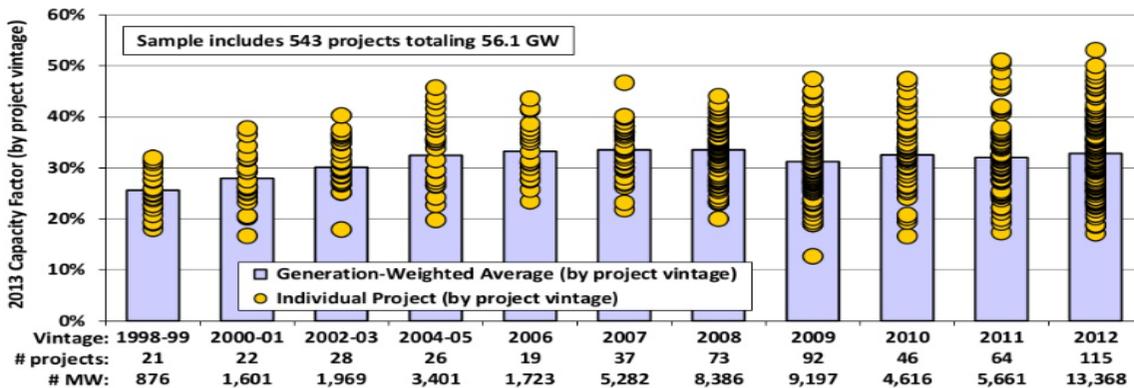
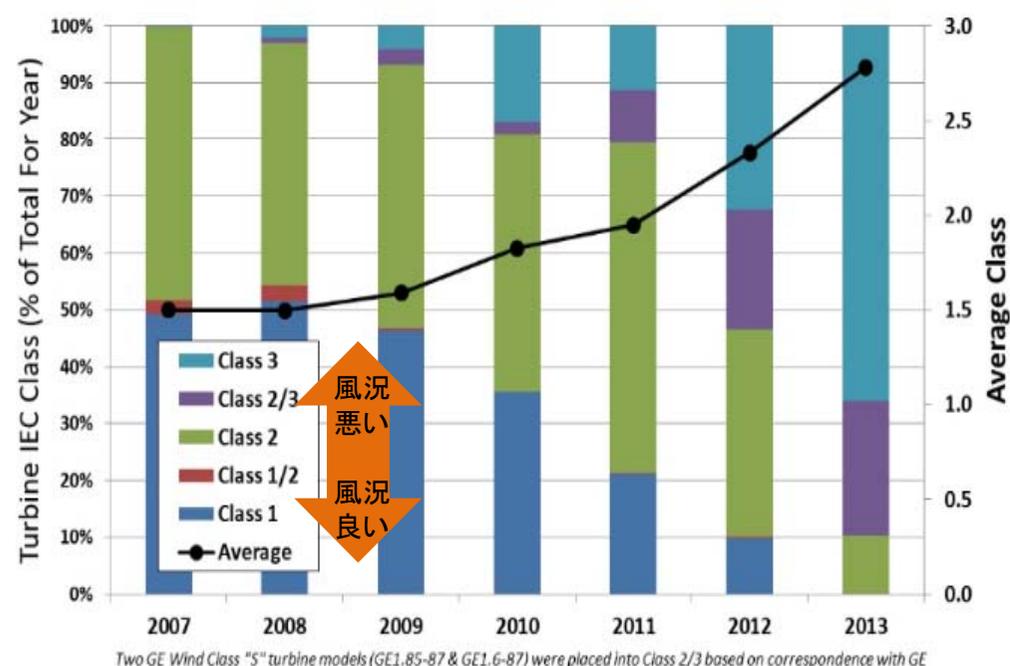


図3 米国内で開発された風力発電の評価



Source: Summary of trends in the U.S. wind energy market, Aaron Smith, 26 May, 2014