

第39回京都大学再生可能エネルギー経済学研究会
2016年5月31日

テーマ:太陽光発電の真の便益と課題
- 基幹電源となるために -

増川武昭
ソーラーフロンティア株式会社
明治大学 研究・知財戦略機構客員研究員

ソーラーフロンティア株式会社 会社概要

2016年5月

ソーラーフロンティア株式会社



太陽による快適でクリーンな暮らしをすべての人に

ソーラーフロンティアのご紹介



- 世界最大のCIS薄膜太陽電池のエネルギーソリューション企業
- モジュール生産から設置後のアフターケアまで、バリューチェーン全体を網羅するトータルサービスを提供
- 100%国産モジュールで、累計出荷量3GWを達成
- 世界に広がるネットワークに合計1,500名の従業員

世界最大のCIS薄膜太陽電池の生産能力

国内3カ所の生産拠点で、合計1GW規模のCIS薄膜太陽電池を生産
海外工場を建設し、合計2GWの生産規模で地産地消を目指す



宮崎工場

生産開始	2009年
年産能力	60 MW
敷地面積	50,000 m ²
建物面積	27,000 m ²
住所	宮崎県宮崎市



国富工場

生産開始	2011年
年産能力	900 MW
敷地面積	400,000 m ²
建物面積	158,000 m ²
住所	宮崎県東諸県郡



東北工場

生産開始	2015年
年産能力	150 MW
敷地面積	70,000 m ²
建物面積	15,000 m ²
住所	宮城県黒川郡

会社概要

株主の昭和シェル石油は、エネルギー産業において100年以上の歴史を有する

昭和シェル石油株式会社



会社概要（平成26年12月末時点）

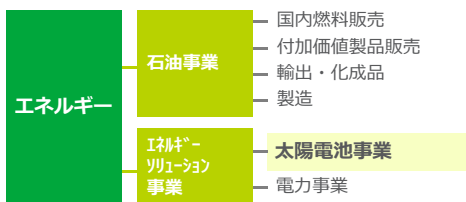
上場証券取引所: 東京証券取引所（5002）

資本金: 341億9,758万5,900円

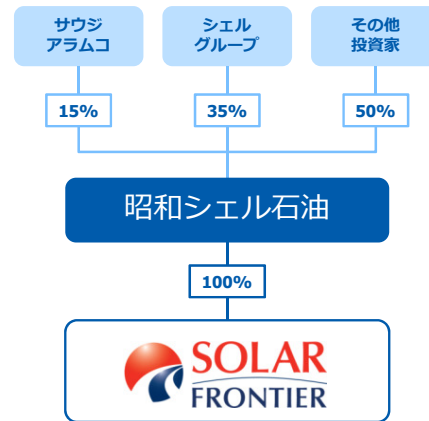
格付情報: A- (R&I), A (JCR)

従業員数: 862人

主な事業概要



株主構成



太陽光発電のポテンシャルを 実感したデータの一例

太陽光発電+電気自動車の可能性 Amazing potential of PV and EV

10平方メートルの太陽電池パネルでEVが年間走る距離は？

How many miles can EV run with electricity generated by 10m² PV modules?

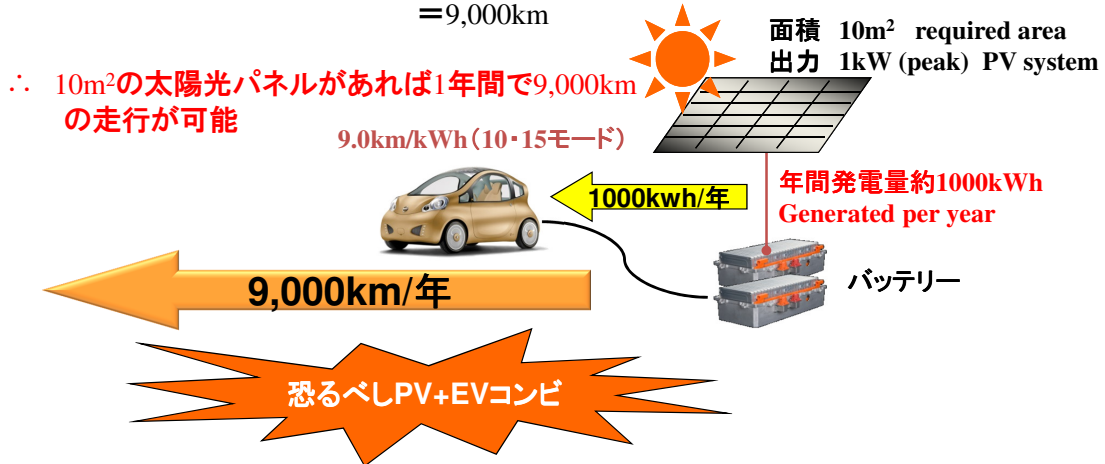
太陽電池パネル10平方メートルの出力=約1.0kW (10% conversion efficiency)

出力1.0kwの太陽電池が発電する電力は1年間で約1,000kWh

1,000kwhの電力のエネルギー量=3,600MJ (1kWh=3.6MJ)

* EVの燃費(10・15モード)=0.4MJ/Km (*出所:JHFC総合効率検討結果報告書 平成18年3月)

1,000kwhの電気でEVが走る距離=3,600MJ ÷ 0.4MJ/km (3,600MJ × 2.5km/MJ)
=9,000km



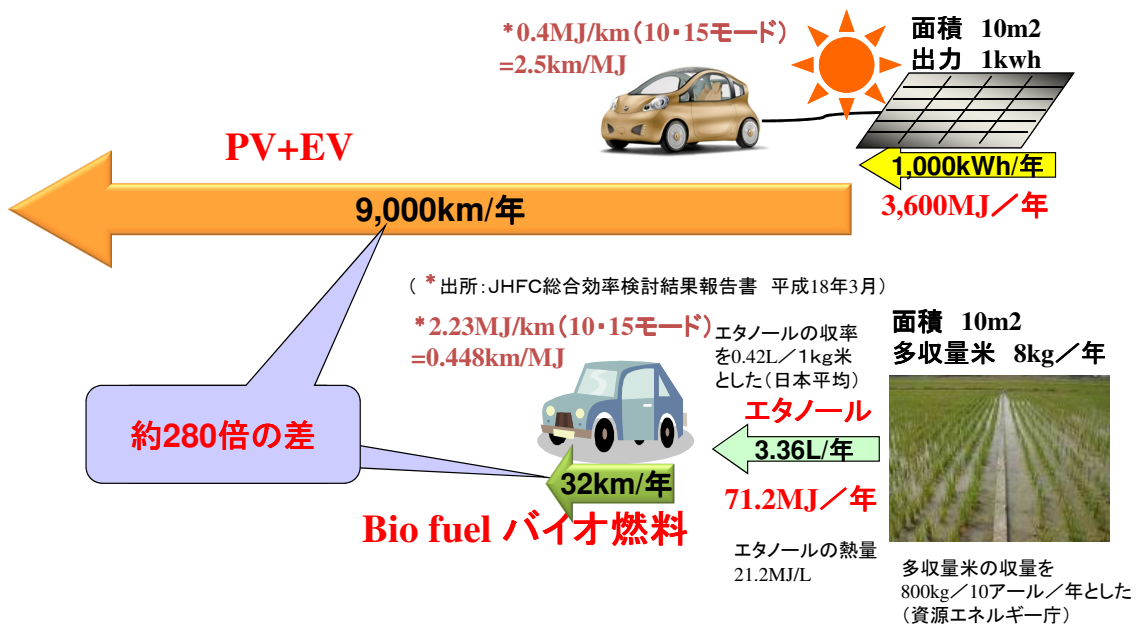
T.Masukawa

8

太陽光発電で電気自動車を走らせる vs. バイオ燃料

10m²の太陽光発電と10m²の水田から採れる多収量米で作ったエタノールの比較

Comparison of electricity generated by 10m² PV system and ethanol made from 10m² rice field.



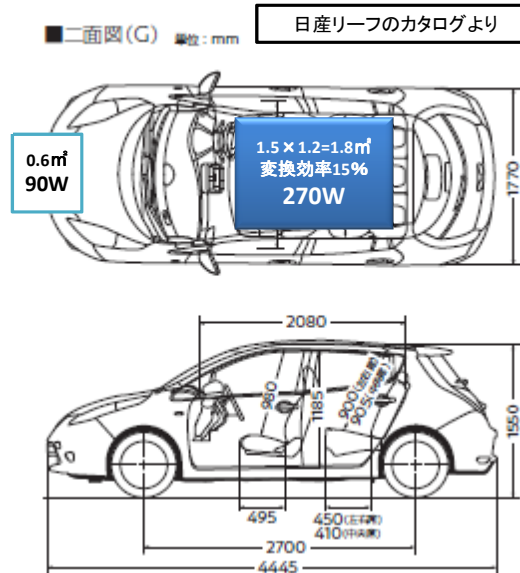
T.Masukawa

9

電気自動車のルーフトップに太陽電池モジュールを設置したら？

- ・270W(公称最大出力)の太陽電池モジュールの年間発電量は約280kWh
- ・約280kWhで走れる距離は？
 - リーフのJC08モードでは、約2,600km/年
 - 実燃費をJC08モードの70%とすると、約1,800km/年

究極のストレージ付き
自立分散型システム



T.Masukawa

10

Shell Scenariosの紹介

A better life with a healthy planet: Pathways to Net-Zero Emissions

A new supplement from the Shell Scenarios team illustrates choices, challenges and ideas for society to decarbonise the global economy in a way that might address both the challenge of climate change and the desire for broader economic growth.

How could the world's energy system evolve to meet future demand, while enabling a better quality of life and healthy planet? This is the major question raised in a new report by the Shell Scenarios team.

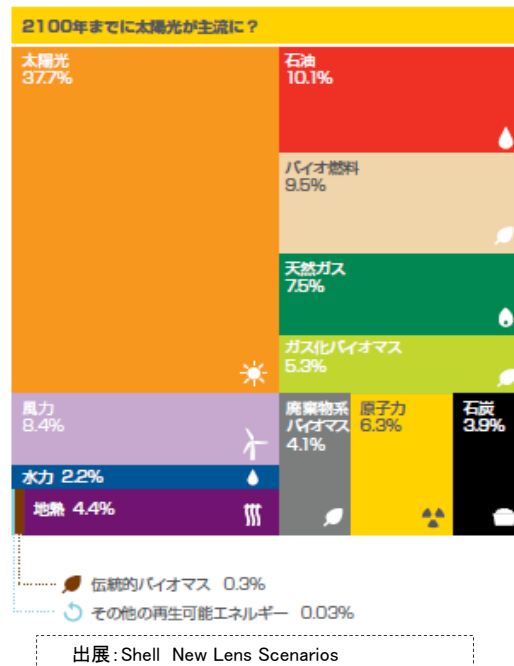
[A Better Life with a Healthy Planet: Pathways to Net-Zero Emissions](#) builds on [Shell's New Lens Scenarios published in 2013](#), which showed that **economic growth coupled with near net-zero emissions is a challenging but achievable vision**

T.Masukawa

11

2100年における一次エネルギーの主役は太陽光？

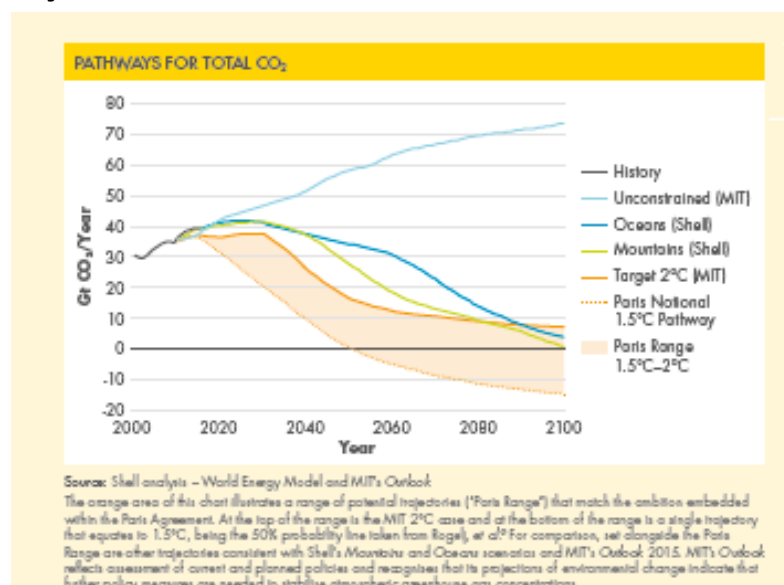
シェル ニューレンズシナリオ「オーシャンズの世界」における世界の一次エネルギー見通し



12

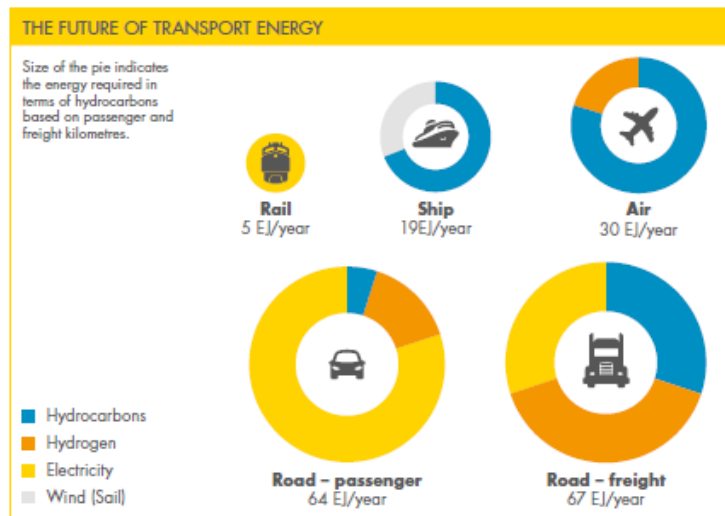
Shell Scenariosの紹介: 2°C以内のシナリオは？

A better life with a healthy planet:
Pathways to Net-Zero Emissions



Shell Scenariosの紹介：自動車の電動化は必然

A better life with a healthy planet: Pathways to Net-Zero Emissions



Source: Shell analysis

This graphic describes our most ambitious scenario, where all technologies – even those that are now only in early stages of research and development – have been implemented globally to their maximum plausible extent in our view. It shows how those future transport energy needs could be met with a broader fuel mix including electricity and hydrogen. (Note that biofuels are pooled with hydrocarbons in this analysis.) The size of each circle is proportional to that subsector's total consumption of energy if all services were delivered in hydrocarbons.

T.Masukawa

14

14

太陽光発電の真の便益と課題

第32回太陽光発電シンポジウム
(2015年10月22日開催)での講演に基づく

一般社団法人太陽光発電協会
光発電部会長 増川武昭

15

はじめに

FIT制度で導入が進んでいる太陽光発電は国民負担を増大させていると指摘されることが多い。

一方で、導入当初は負担が増えるが、長期的にはエネルギーの自給率向上のみならず、電力コストを下げるという大きな便益が期待できることも事実である。

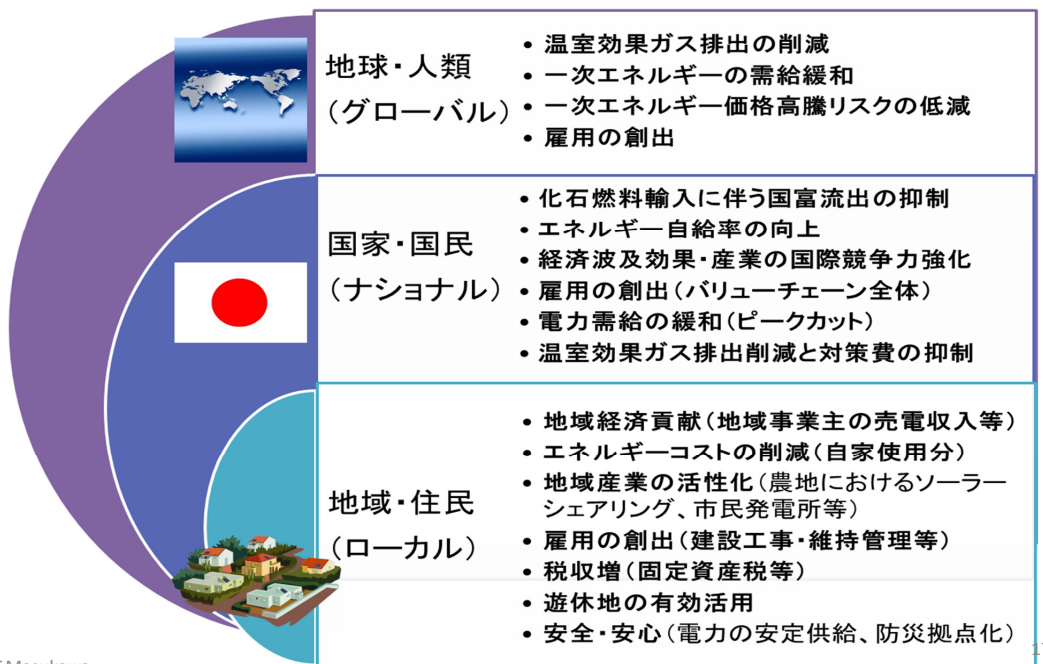
太陽光発電の普及と成長に関わる本当の便益と負担を出来る限り定量化し、国民・政府・産業界の理解を得るための基礎情報となれば幸いである。

16

平成26年8月8日の新エネルギー小委員会にてJPEA発表

太陽光発電の大量導入がもたらす便益

- 再生可能エネルギー(太陽光発電)は、地域・住民からグローバルまで、幅広い便益を創出
- 特に、自給自足のエネルギーとしてライフラインの安定化による国民の安全・安心に寄与
- 経済活性化に対する貢献も大きく、かつその殆どが国内への還流寄与を実現



T.Masukawa

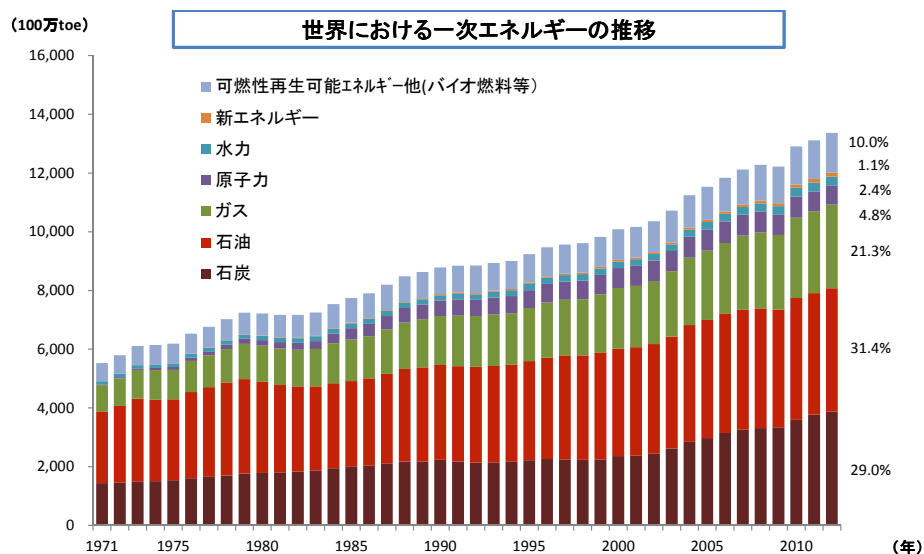
17

太陽光発電を含む再エネ普及の究極の便益(役割)とは

グローバル・日本・地域のいずれにとっても重要であり、忘れてはならない太陽光発電等の再生可能エネルギーの究極の便益(役割)とは？

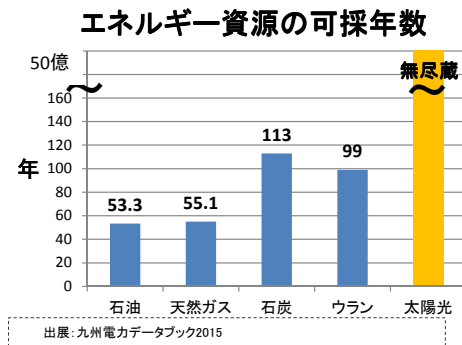
日本のみならず世界的にみても高い化石エネルギー依存

- 世界の一次エネルギー消費は人口増加や経済発展により増加を続けており、その約82%は石油・石炭・天然ガス等の化石エネルギーが占めている。
- 太陽光や風力等の新エネルギーの割合は、一次エネルギー全体から見れば2012年でも1.1%程度

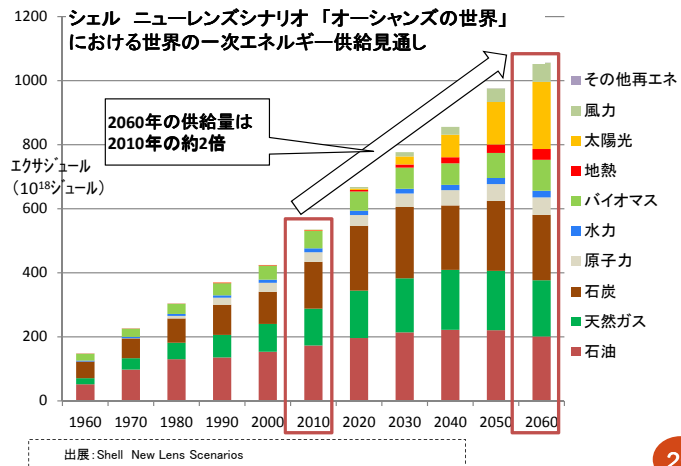


出展: 資源エネルギー庁「エネルギー白書2015」

有限な化石燃料と増加が止まらない一次エネルギー消費



(注)
 ・可採年数: 確認可採埋蔵量をその年の生産量で除したもの
 ・確認可採埋蔵量: 存在が確認され、経済的にも生産され得ると推定されるもの



20

究極の便益(役割)とは

- ◆有限で貴重な化石燃料の消費を減らし将来世代に出来るだけ多く残すこと、そして
- ◆最終的(100年先?)には、持続可能な社会を支える持続可能なエネルギーシステム(化石燃料に依存しない)の要となること

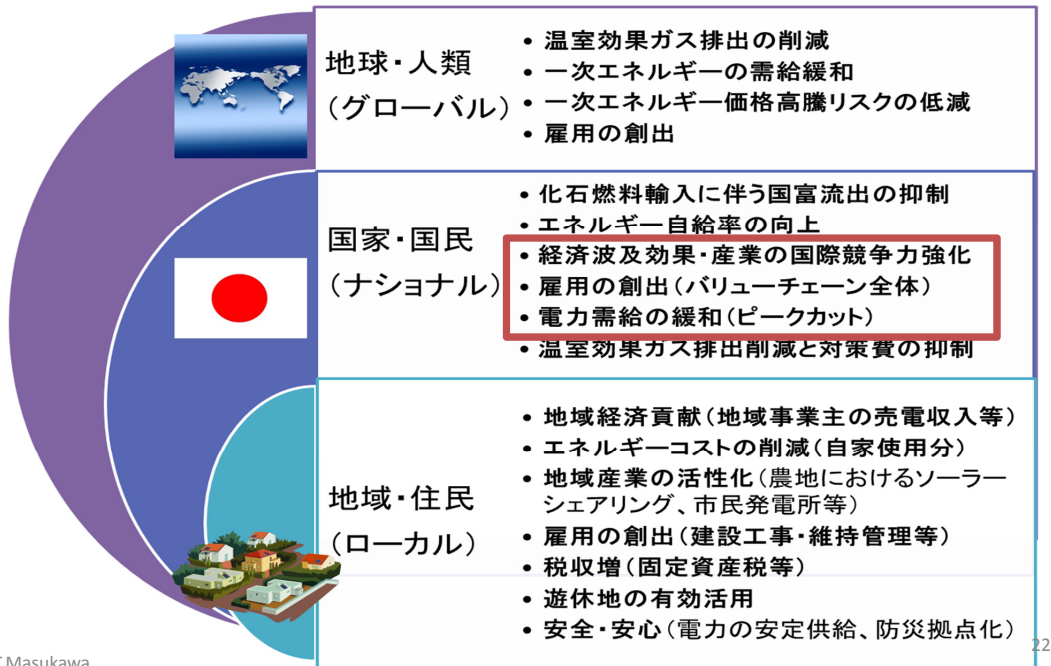
持続可能な社会を支える
 持続可能なエネルギーシステムの要となること

残念ながら現状ではその価値を定量化できない

Priceless

21

- 再生可能エネルギー(太陽光発電)は、地域・住民からグローバルまで、幅広い便益を創出
- 特に、自給自足のエネルギーとしてライフラインの安定化による国民の安全・安心に寄与
- 経済活性化に対する貢献も大きく、かつその殆どが国内への還流寄与を実現



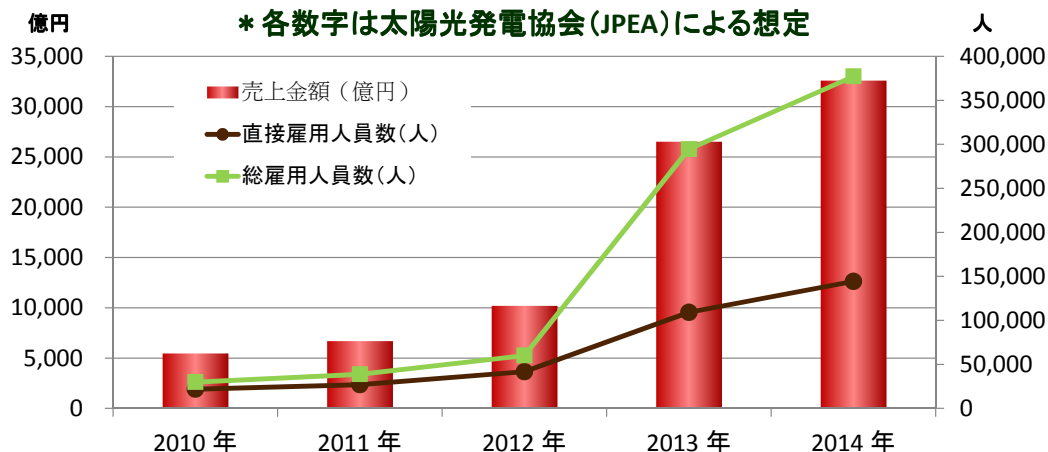
太陽光発電の真の便益(1): 短期的視点

短期的な視点で(足下から)効果が確認できる便益

- 太陽光発電の大量導入にともなう3.3兆円規模の国内市場と38万人規模(間接雇用を含め)の雇用の創出。(太陽光発電協会(JPEA)による2014年度の推定値)
- 国内電力の需給緩和や電力系統の送電ロスの軽減等
 - ✓ 夏季昼間の電力需給の緩和に貢献し、揚水発電の必要稼働量の削減等にも貢献。
 - ✓ 分散型電源の自家消費による送電ロスの低減等
 - ・ 大規模発電所から低圧需要8%(全国平均)
 - ・ 大規模発電所から高圧需要4.3%(全国平均)
- 災害時の自立運転機能等(安心・安全)

市場規模・雇用創出(2010～2014年度)

* 各数字は太陽光発電協会(JPEA)による想定



	2010年	2011年	2012年	2013年	2014年
売上金額	5,455 億円	6,700 億円	10,200 億円	26,520 億円	32,585 億円
直接雇用人員数	21,820 人	26,800 人	40,800 人	109,100 人	144,200 人
総雇用人員数	29,700 人	38,700 人	60,000 人	294,500 人	377,105 人

- ・直接雇用人員対象は、モジュール、パワーコンディショナ、架台、工事関連、土地関連、系統関連、運転維持関連
- ・総雇用人員対象は、上記直接雇用+間接1次(原材料等の中間需要によって起こる生産波及効果)+間接2次(誘発された雇用者所得のうち消費支出分の生産)雇用を含む

24

太陽光発電の便益(2):長期的視点

長期的な視点での便益と 負担(賦課金)を定量的に評価

25

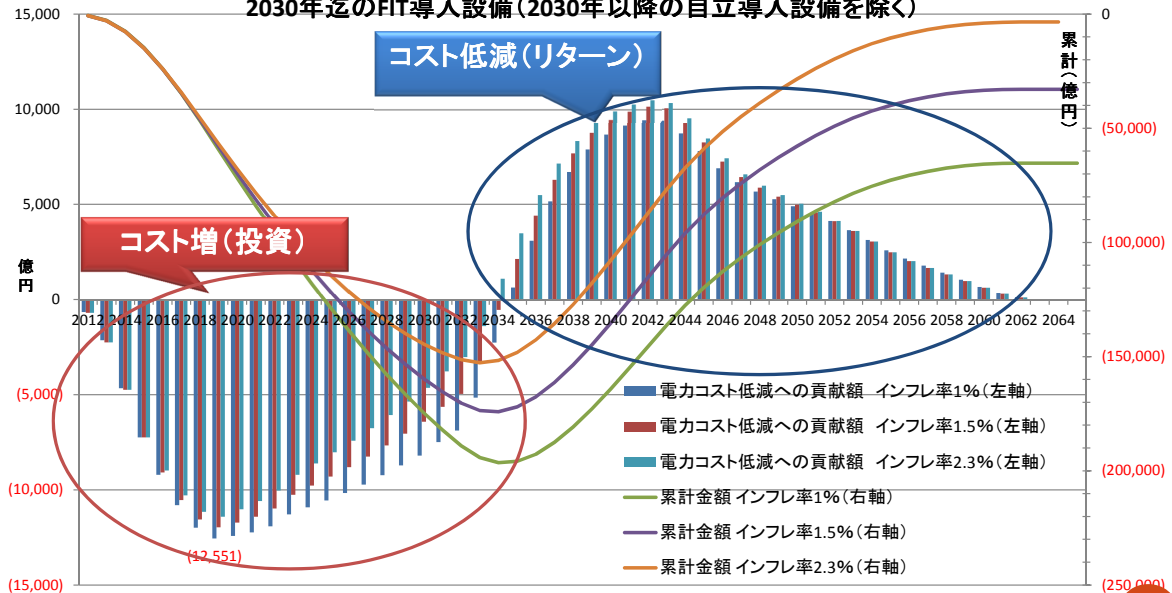
太陽光発電の導入による電力コストへの影響 負担と便益 過去に認定された設備を含む(2030年度までのFIT導入設備)

- 2030年代初め頃までは電力コストを押し上げるが、
- 2034年頃より先は電力コストを下げる効果が期待できる(最大年間1兆円程度)

電力コスト低減への貢献(実質) = (燃料費削減 + CO2対策費削減) - (FIT買取費 + 系統対策費)

100GW@2030 長期安定成長ケース

2030年迄のFIT導入設備(2030年以降の自立導入設備を除く)



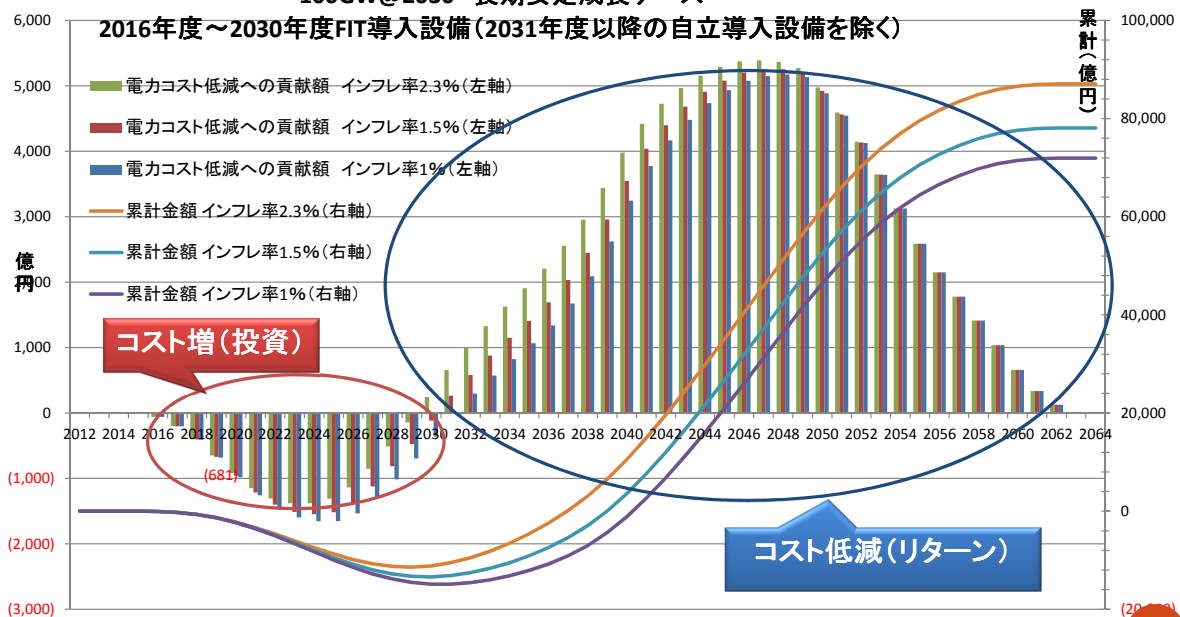
太陽光発電の導入による電力コストへの影響 負担と便益 将来(2016年度から)認定されるFIT導入設備(2030年度まで)

- 2030年頃までは電力コストを押し上げるが、
- 2030年頃より先は電力コストを下げる効果が期待できる(最大年間5千億円程度)

電力コスト低減への貢献(実質) = (燃料費とCO2対策費削減) - (FIT買取費 + 系統対策費)

100GW@2030 長期安定成長ケース

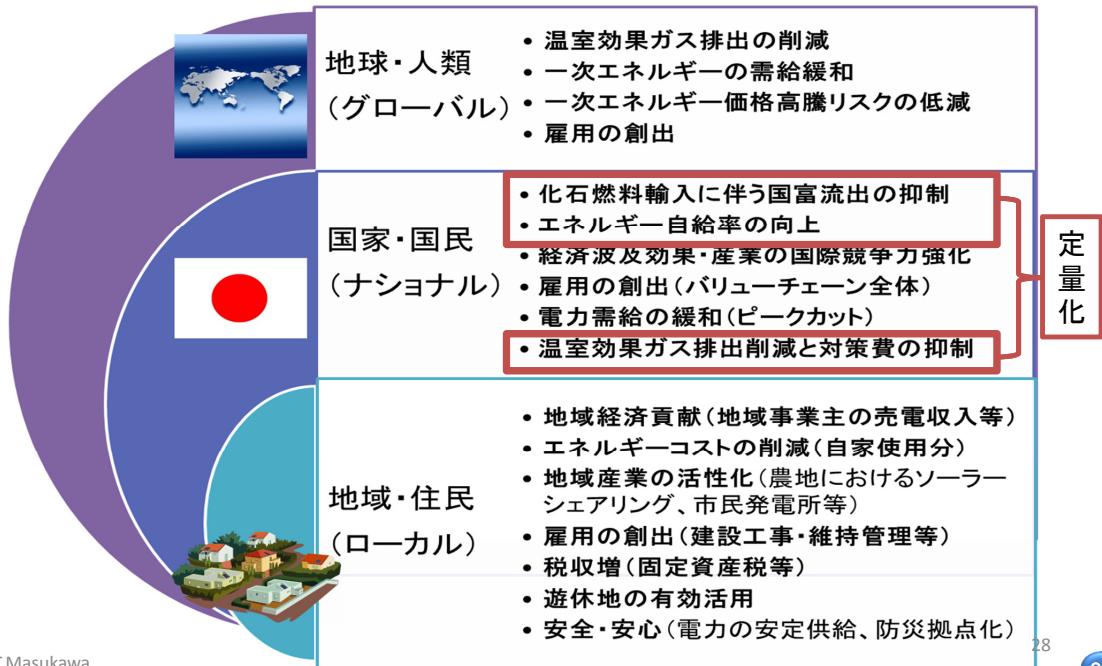
2016年度~2030年度FIT導入設備(2031年度以降の自立導入設備を除く)



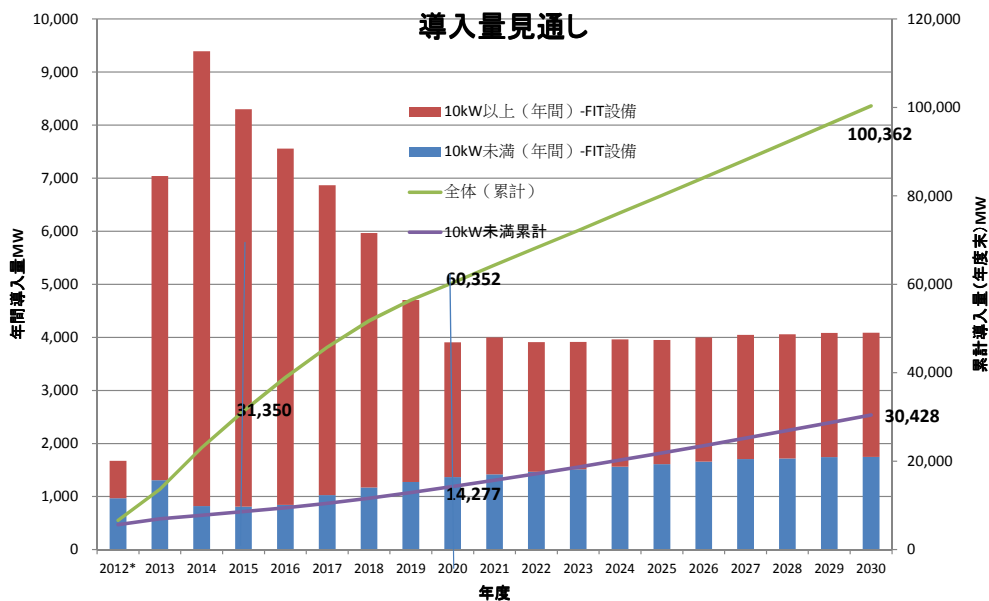
太陽光発電の大量導入がもたらす便益

長期的視点

- 再生可能エネルギー(太陽光発電)は、地域・住民からグローバルまで、幅広い便益を創出
- 特に、自給自足のエネルギーとしてライフラインの安定化による国民の安全・安心に寄与
- 経済活性化に対する貢献も大きく、かつその殆どが国内への還流寄与を実現

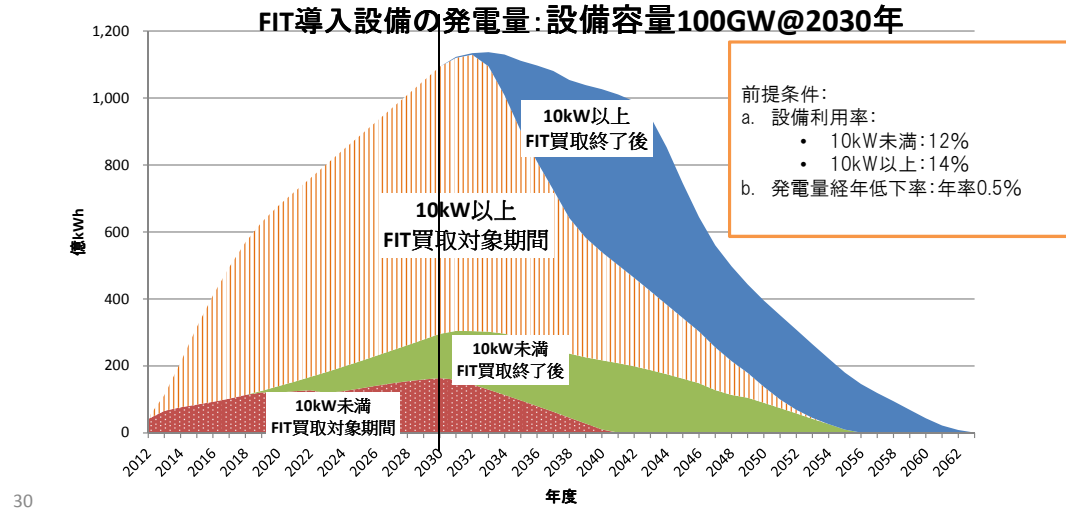


前提:太陽光発電の国内導入量見通し【長期安定成長ケース】 2030年の累計導入量100GW



前提:FITで導入された設備の発電量見通し【長期安定成長ケース】

- FIT制度によって導入された設備(FIT導入設備)発電量の見通しを示した。2030年度における設備導入量は累計で約100GWとした。将来、自立的に導入が進む設備の発電量は除く。
- 稼働期間は10kW以上は30年、10kW未満は25年とした。(長期安定稼働が可能となる政策・取組が実施されると仮定)
- 2030年度に年間の発電量が1,100億kWh程度に達し、2042年ごろまでは1,000億kWhの発電量を維持する。

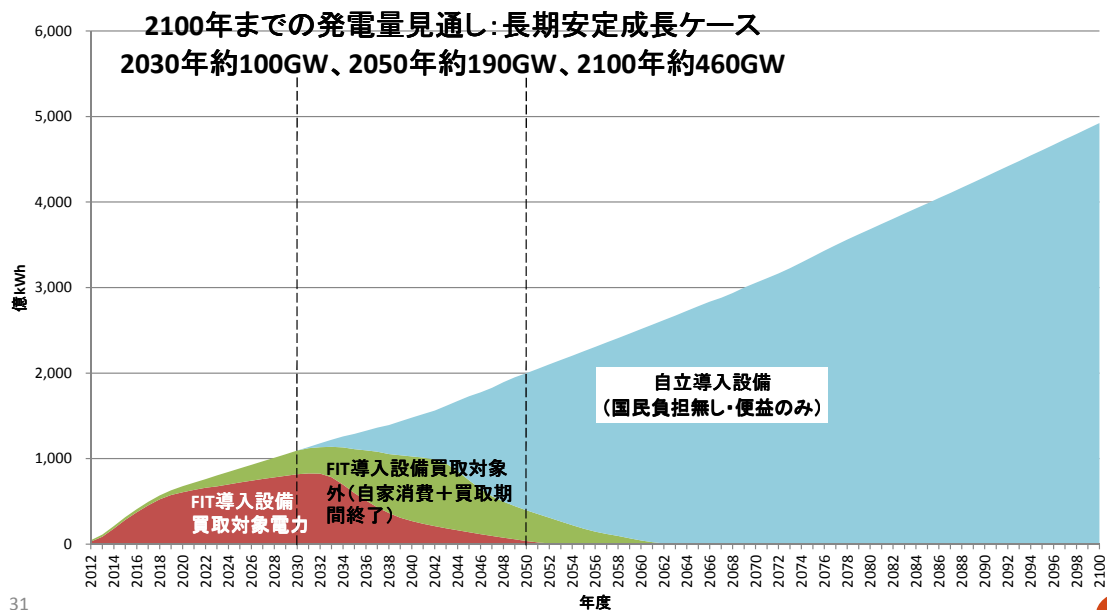


30

30

前提:2100年までの発電量見通し【自立導入設備を含む】

- FIT制度によって導入された設備(FIT導入設備)に加え、将来、制度的支援なしに自立的に導入が進む設備(自立導入設備)の発電量も合わせた総発電量の見通しを示した。
- 2100年度の総発電量は4,900億kWhを超える見通し。これは、2013年度の国内電力需要(9,666億kWh)の約50%に相当する。

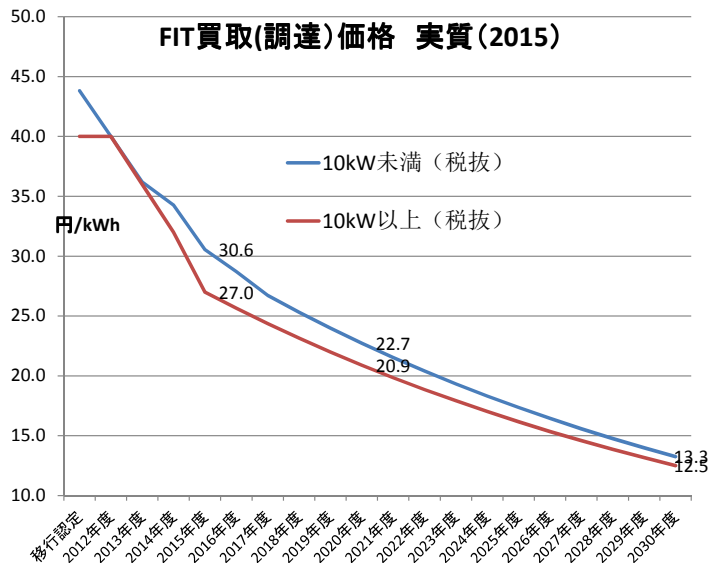


31

31

前提:FIT調達価格 100GW@2030年(長期安定成長ケース)

入力 買取価格:実質 円/kWh	減少率%/年				
	10kW未満 (税抜)	10kW未満 (税抜)	10kW以上 (税抜)		
移行認定	46.0	43.8	40.0		
2012年度	42.0	40.0	40.0		
2013年度	38.0	36.2	36.0	9.5%	10.0%
2014年度	37.0	34.3	32.0	5.3%	11.1%
2015年度	33.0	30.6	27.0	10.8%	15.6%
2016年度	31.0	28.7	25.7	6.00%	5.00%
2017年度	29.4	26.7	24.4	5.25%	5.00%
2018年度	27.8	25.3	23.1	5.25%	5.00%
2019年度	26.4	24.0	22.0	5.25%	5.00%
2020年度	25.0	22.7	20.9	5.25%	5.00%
2021年度	23.7	21.5	19.8	5.25%	5.00%
2022年度	22.4	20.4	18.9	5.25%	5.00%
2023年度	21.3	19.3	17.9	5.25%	5.00%
2024年度	20.2	18.3	17.0	5.25%	5.00%
2025年度	19.1	17.4	16.2	5.25%	5.00%
2026年度	18.1	16.4	15.4	5.25%	5.00%
2027年度	17.1	15.6	14.6	5.25%	5.00%
2028年度	16.2	14.8	13.9	5.25%	5.00%
2029年度	15.4	14.0	13.2	5.25%	5.00%
2030年度	14.6	13.3	12.5	5.25%	5.00%



国の長期エネルギー需給見通し策定の大前提

出展:長期エネルギー需給見通し小委員会報告書資料(2015年7月)

再生可能エネルギーの最大限の導入

- エネルギー自給率の向上に寄与し、環境適合性に優れた再エネは、各電源の個性に応じて最大限導入し、既存電源の置き換えを進めていく。地熱・水力・バイオマスは原子力を代替し、風力・太陽光は火力を代替する。
- 2030年の電力コスト(燃料費+FIT買取費用+系統安定化費用)を現状より引き下げるとの方針の下、現状の9.7兆円(2013年)よりも5%程度引き下げ、9.2兆円程度へ引き下げの中で、再エネを含めた電源構成を検討。さらに、そこから地熱、水力、バイオマスの導入が拡大した場合でも現状よりも2%程度引き下げ、9.5兆円程度へと抑え込む中で、再エネを含め他電源構成を検討。
- 再エネの導入量については、省エネの推進、原発の再稼働により、電力コストを低減させた上で、まずは地熱・水力・バイオマスを物理的限界まで導入することで原子力を代替し、その後、再エネを含めた全体の電力コストが9.5兆円に達するまで自然変動再エネを可能な限り拡大することにより算定する。

<既存電源の置き換え>

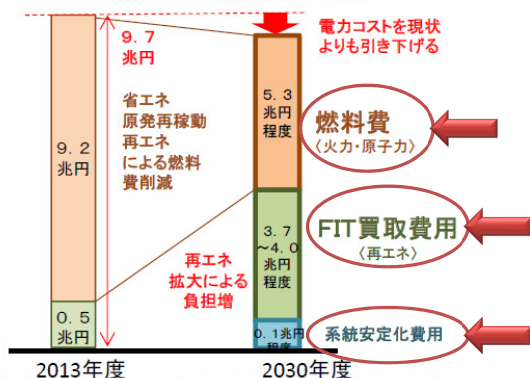
地熱・水力・バイオマス

自然条件によらず安定的な運用が可能であることから、原子力を置き換える。立地面や燃料供給面での制約を踏まえつつ、実現可能な最大限まで導入。こうした制約が克服された場合には、導入量は、さらに伸びる事が想定される。

風力・太陽光 (自然変動再エネ)

自然条件によって出力が大きく変動し、調整電源としての火力を伴うため、原子力ではなく火力を置き換える。国民負担の抑制とのバランスを踏まえつつ、電力コストを現状よりも引き下げる範囲で最大限導入。

<電力コストの推移(イメージ)>



(注) 再エネの導入に伴って生じるコストは買取費用を計上している。これは、回避可能費用も含んでいるが、その分、燃料費は小さくなっている。
【出所】発電用燃料費は総合エネルギー統計における発電用燃料投入量(自家発電を含む)、貿易統計 41 における燃料輸入価格から推計

忘れてはいけないCO2対策費

長期エネルギー需給見通し小委員会報告書資料(2015年7月)より

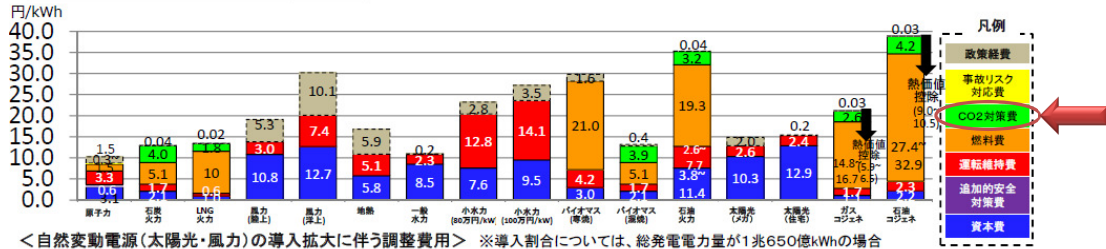
2030年モデルプラント試算結果概要、並びに感度分析の概要

電源	原子力	石炭火力	LNG火力	風力(陸上)	風力(洋上)	地熱	一般水力	小水力(80万円/kWh)	小水力(100万円/kWh)	バイオマス(専焼)	バイオマス(混焼)	石油火力	太陽光(幼)	太陽光(住宅)	ガスコジェネ	石油コジェネ
設備利用率	70%	70%	70%	20~23%	30%	83%	45%	60%	60%	87%	70%	30~10%	14%	12%	70%	40%
稼働年数	40年	40年	40年	20年	20年	40年	40年	40年	40年	40年	40年	40年	30年	30年	30年	30年
発電コスト(円/kWh)	10.3~(8.8~)	12.9(12.9)	13.4(13.4)	13.6~21.5(9.8~15.6)	30.3~34.7(20.2~23.2)	16.8(10.9)	11.0(10.8)	23.3(20.4)	27.1(23.6)	29.7(28.1)	13.2(12.9)	28.9~41.7(28.9~41.6)	12.7~15.6(11.0~13.4)	12.5~16.4(12.3~16.2)	14.4~15.6(15.6)	27.1~31.1(27.1~31.1)
2011コスト等検証委	8.9~	10.3	10.9	8.8~17.3	8.6~23.1	9.2~11.6	10.6	19.1~22.0	19.1~22.0	17.4~32.2	9.5~9.8	25.1~38.9	12.1~26.4	9.9~20.0	11.5	19.6

追加的安全対策費2倍	+0.6
廃止措置費用2倍	+0.1
事故廃炉・賠償費用等1兆円増	+0.04
再処理費用及びMOX燃料加工費用2倍	+0.6

燃料価格10%の変化に伴う影響(円/kWh)	石炭	LNG	石油
	約±0.4	約±0.9	約±1.5

※1 今後の政策努力により化石燃料の調達価格が下落する可能性あり。感度分析の結果は下記の通り。
 ※2 2011年の設備利用率は、石炭:80%、LNG:80%、石油:50%、10%
 ※3 ()内の数値は政策経費を除いた発電コスト



<自然変動電源(太陽光・風力)の導入拡大に伴う調整費用> ※導入割合については、総発電電力量が1兆650億kWhの場合

自然変動電源の導入割合	再エネ全体の導入割合	調整費用
660億kWh(6%)程度	19~21%程度	年間 3,000億円程度
930億kWh(9%)程度	22~24%程度	年間 4,700億円程度
1240億kWh(12%)程度	25~27%程度	年間 7,000億円程度

※ 太陽光・風力の導入に地域的な偏在が起こらず、地域的な需給のアンバランスが生じないなどの様々な前提を置いた上で算定。

83

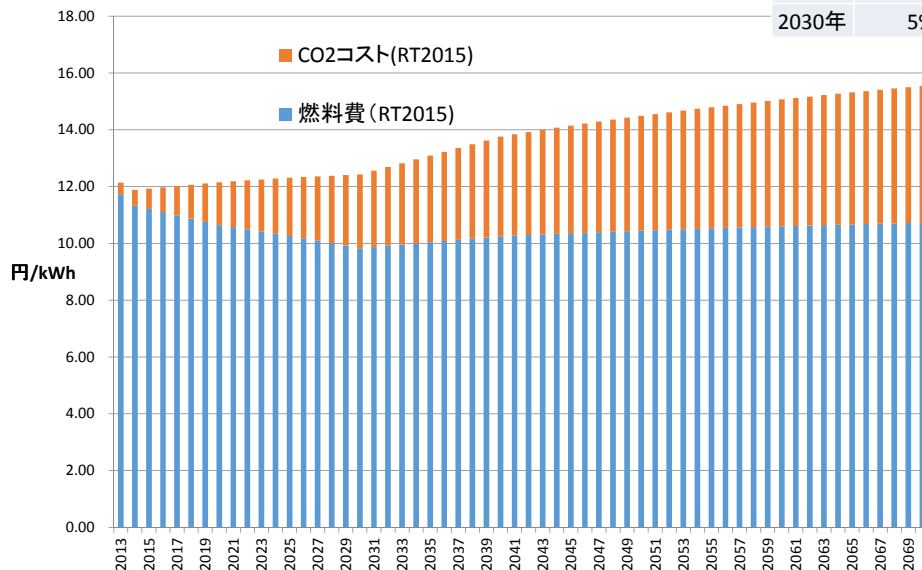
3 34

前提:回避可能費用 = 火力MIXの燃料費 + CO2対策費とした

発電コスト検証WG (エネルギーMIX)の前提から計算した1kWh当たりの火力MIXの燃料費用とCO2対策費

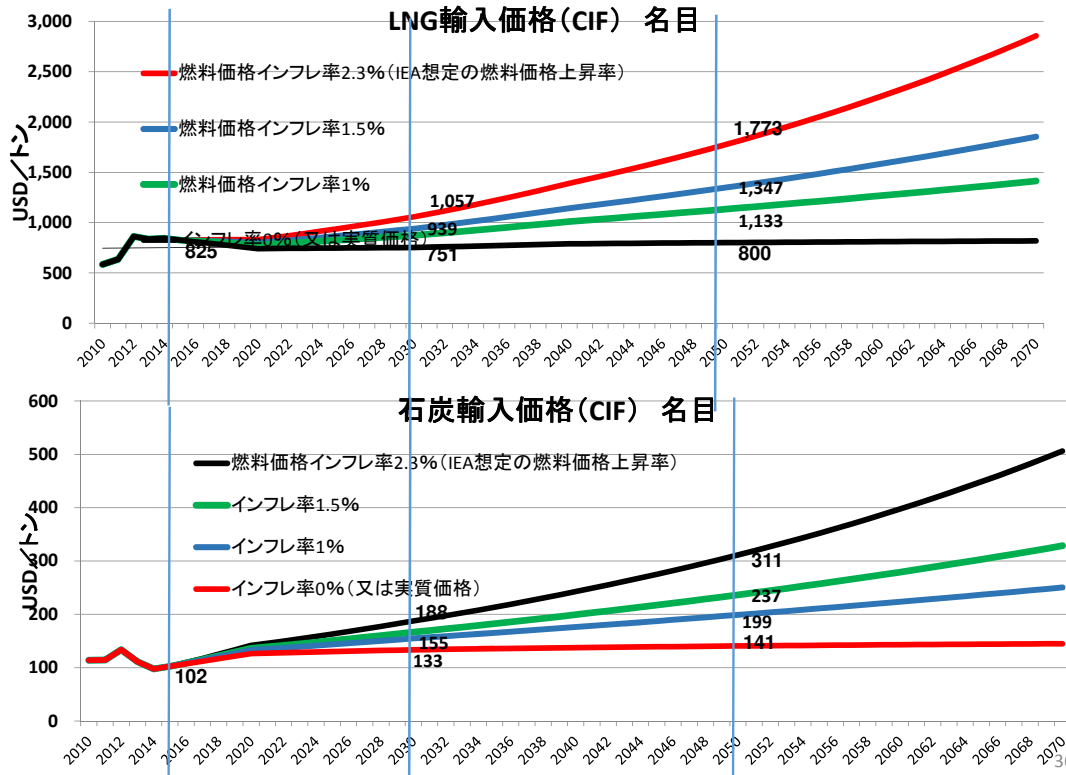
火力MIXの比率

	石油	石炭	LNG
2013年	17%	34%	49%
2030年	5%	47%	48%

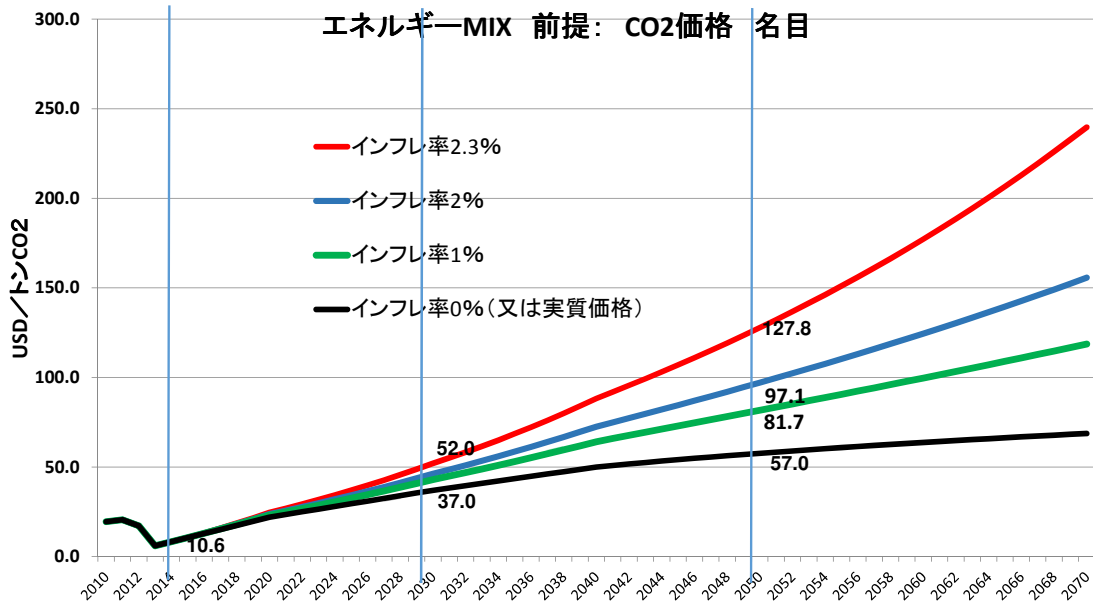


35

前提：燃料価格 発電コスト検証WG（エネルギーMIX）の前提を用いた
 ベースはIEA WEO2014の新政策シナリオ



前提：CO2価格 発電コスト検証WG（エネルギーMIX）の前提を用いた
 ベースはIEA WEO2014の新政策シナリオ

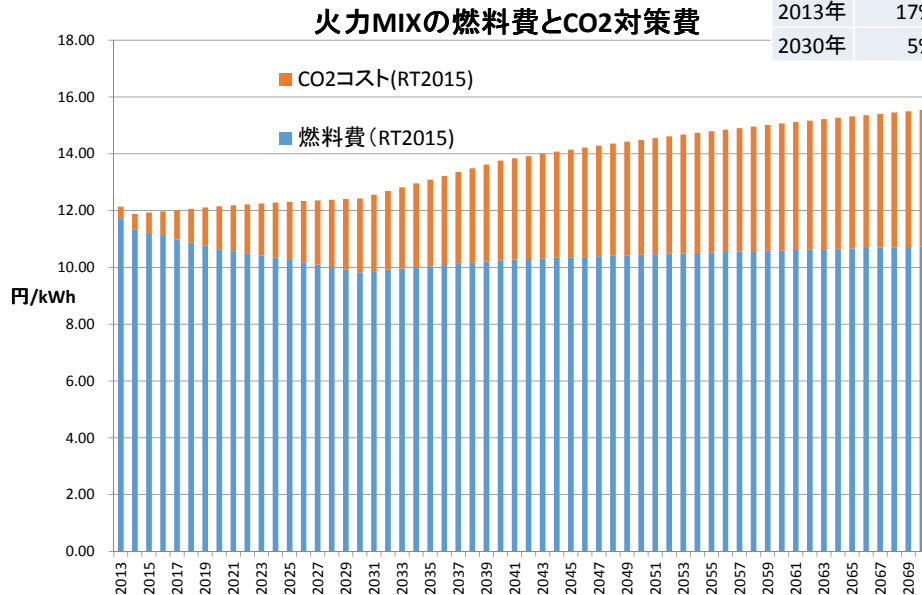


前提:回避可能費用 = 火力MIXの燃料費 + CO2対策費とした

発電コスト検証WG (エネルギーMIX)の前提から計算した 1kWh当たりの火力MIXの燃料費用とCO2対策費

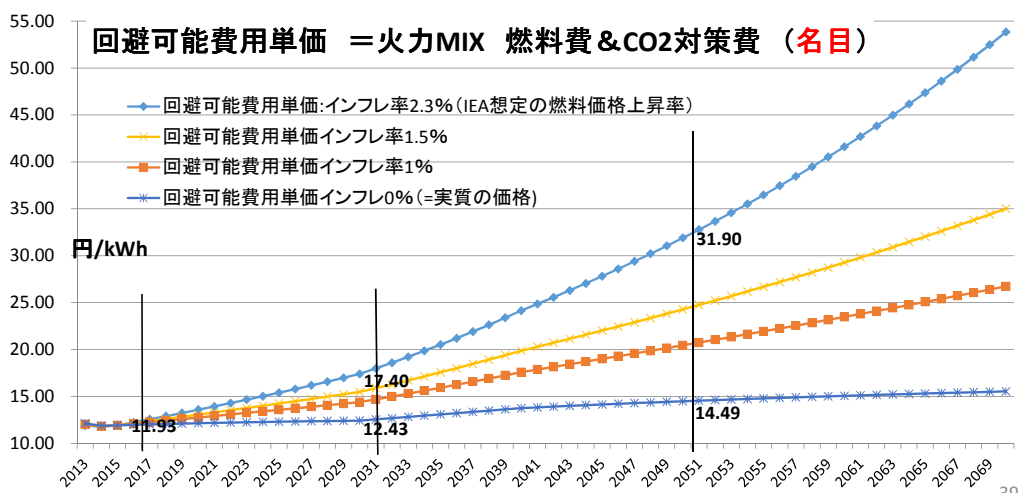
火力MIXの比率

	石油	石炭	LNG
2013年	17%	34%	49%
2030年	5%	47%	48%

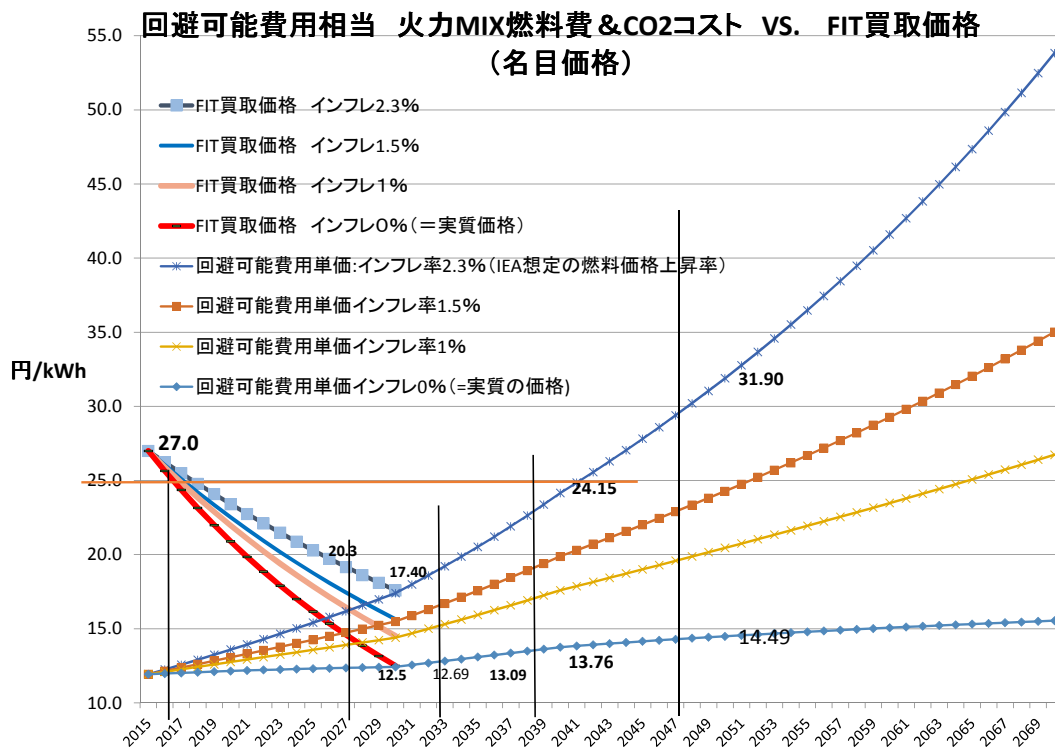


前提:回避可能費用単価の想定(長期安定成長ケース)

- 回避可能費用とは、再エネの発電によって節約できる火力発電所の燃料費用等であり、2020年度以降は電力卸取引所のスポット市場価格と1時間前市場価格の加重平均となる見込みである。
- 本検討では節約できる火力発電MIXの燃料費とCO2対策費の合計値とを回避可能費用とした。CO2対策費に関しては、長期エネルギー需給見通し小委員会(エネルギーMIX小委)の報告書において各電源のコストの一部として示されており、本検討でも同小委員会の前提を用いて計算した。
- 燃料費についても、燃料価格、火力発電(石油・石炭・LNG)の熱効率、2030年度断面の各火力発電MIXの比率等に関しエネルギーMIX小委の前提を用いてCO2対策費と同様に計算した。火力MIXの燃料費とCO2対策費を合計した回避可能費用の単価は下図の通りである。



前提:FIT買取価格(10kW以上) VS 回避可能費用単価



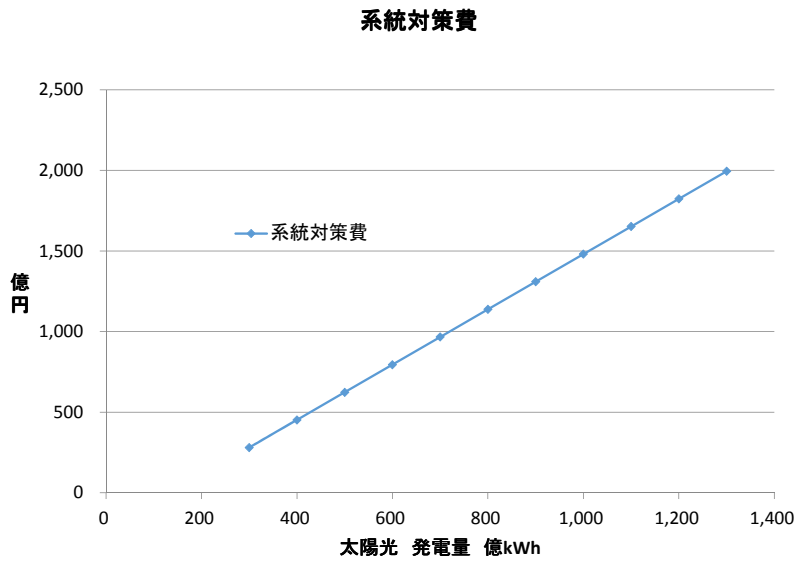
前提:系統安定化費用を電力コスト上昇要素として考慮

出展:長期エネルギー需給見通し小委員会報告書資料(2015年7月)

系統安定化費用の試算結果:詳細

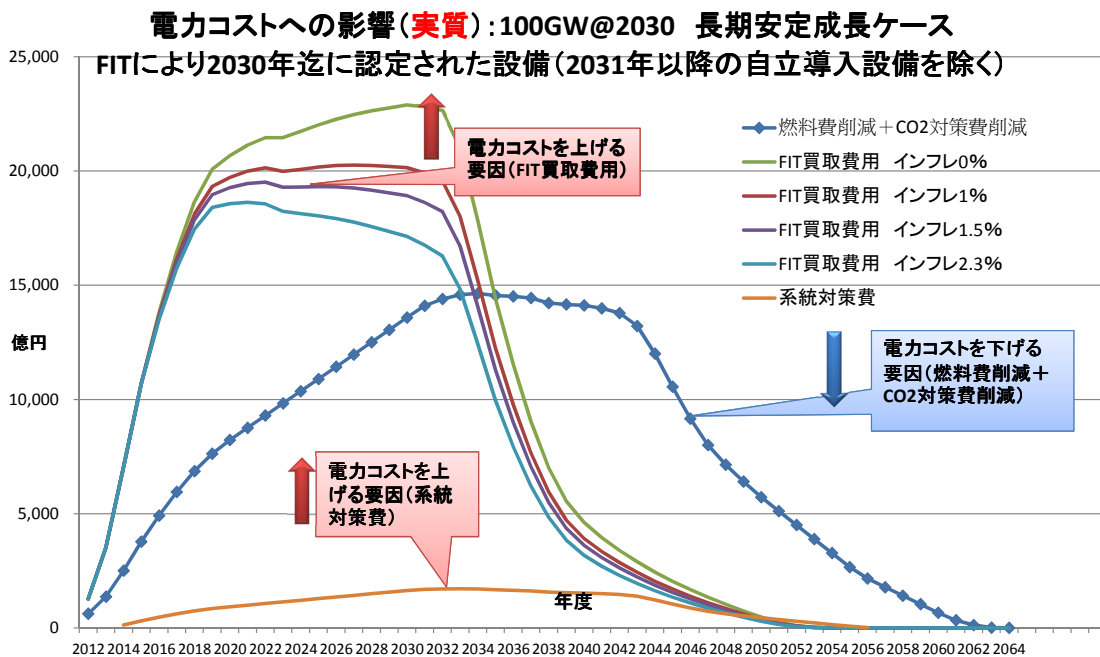
自然変動電源	太陽光設備容量(万kW)	風力500万固定			風力1050万固定			風力1500万固定		
		5,000	6,640	9,000	5,000	6,640	9,000	5,000	6,640	9,000
太陽光設備容量(万kW)	5,000	6,640	9,000	5,000	6,640	9,000	5,000	6,640	9,000	
風力設備容量(万kW)	500	500	500	1,050	1,050	1,050	1,500	1,500	1,500	
太陽光発電量(億kWh)	569	756	1,025	569	756	1,025	569	756	1,025	
風力発電量(億kWh)	88	88	88	184	184	184	263	263	263	
抑制後太陽光(億kWh)	569	749	990	568	749	989	568	748	988	
抑制後風力(億kWh)	87	87	85	184	182	177	262	260	253	
抑制後再工不量(億kWh)	656	836	1,075	752	931	1,166	830	1,008	1,241	
稼働率変化(%)	-7.3%	-10.2%	-14.1%	-8.7%	-11.5%	-15.4%	-9.8%	-12.7%	-16.5%	
④固定費未回収分(億円)	1,003	1,395	1,924	1,181	1,576	2,103	1,394	1,731	2,255	
①燃料費増分(熱効率低下損失)(億円)	131	182	245	151	202	261	169	219	276	
②起動停止コスト(億円)	503	640	777	572	699	818	628	746	850	
LNG(GTCC) 設備利用率変化(%)	-9.8%	-11.4%	-13.2%	-11.0%	-12.5%	-14.3%	-11.9%	-13.4%	-15.1%	
④固定費回収分(億円)	834	973	1,132	937	1,070	1,222	1,016	1,144	1,292	
①燃料費増分(熱効率低下損失)(億円)	308	509	790	360	569	849	409	619	910	
②起動停止コスト(億円)	-93	-106	-118	-115	-129	-141	-134	-147	-159	
揚水 揚水動力活用分(億kWh)	43	89	179	51	99	191	57	108	202	
揚水ロス(億kWh)	13	27	54	15	30	57	17	32	61	
③揚水ロス損失額(億円)	324	670	1,345	379	744	1,435	430	812	1,516	
再エネ用揚水日数	101	162	226	113	167	232	121	176	238	
④固定費(揚水)回収ロス分(億円)	739	1,186	1,654	827	1,222	1,698	886	1,288	1,742	
合計 ①熱効率低下による損失額(億円)	439	691	1,035	511	771	1,110	578	838	1,186	
②起動停止(石炭増-LNG減)コスト(億円)	409	534	659	457	571	678	494	598	691	
③揚水ロス損失(億円)	324	670	1,345	379	744	1,435	430	812	1,516	
④固定費(火力)回収ロス分(億円)	1,837	2,368	3,056	2,118	2,645	3,325	2,350	2,875	3,547	
調整費用総計(①+②+③+④)(揚水固定費除)(億円)	3,010	4,262	6,095	3,465	4,730	6,548	3,852	5,122	6,939	

前提: 系統安定化費用と太陽光発電の発電量の関係を推定
長期エネルギー需給見通し小委員会報告書より



太陽光発電の導入による電力コストへの影響
過去に認定された設備を含む(2030年度までのFIT導入設備)

- 電力コスト上昇要素: FIT買取費用、系統(安定化)対策費
- 電力コスト低減要素: 火力発電の燃料費削減効果、及びCO2対策費の削減効果



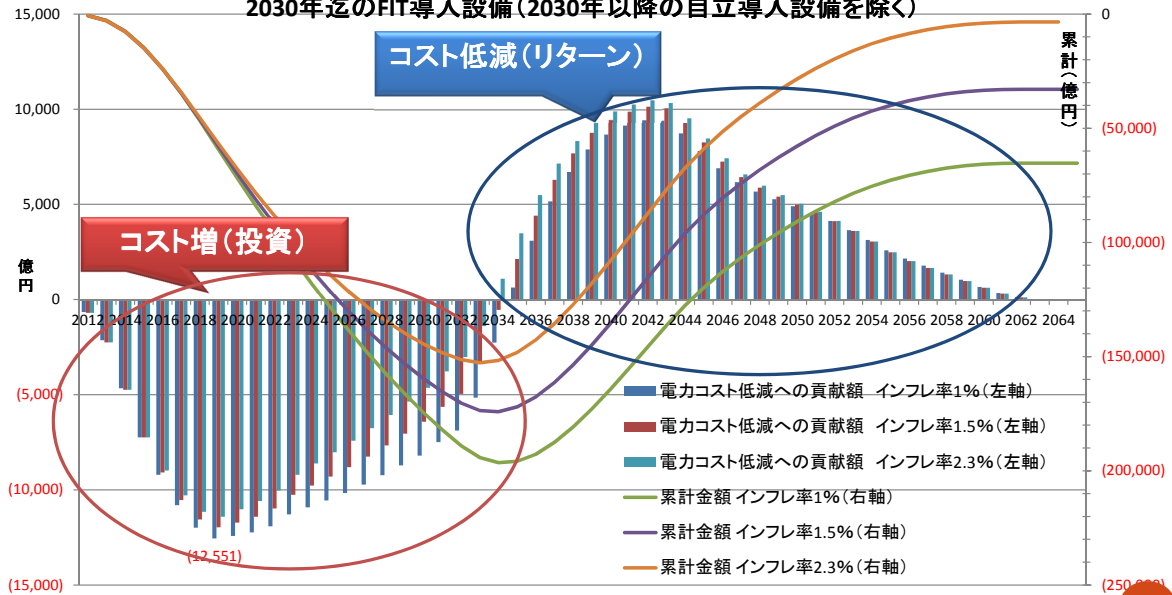
太陽光発電の導入による電力コストへの影響 **負担と便益** 過去に認定された設備を含む(2030年度までのFIT導入設備)

- 2030年代初め頃までは電力コストを押し上げるが、
- 2034年頃より先は電力コストを下げる効果が期待できる(最大年間1兆円程度)

電力コスト低減への貢献(実質): (燃料費削減+CO2対策費削減) - (FIT買取費+系統対策費)

100GW@ 2030 長期安定成長ケース

2030年迄のFIT導入設備(2030年以降の自立導入設備を除く)

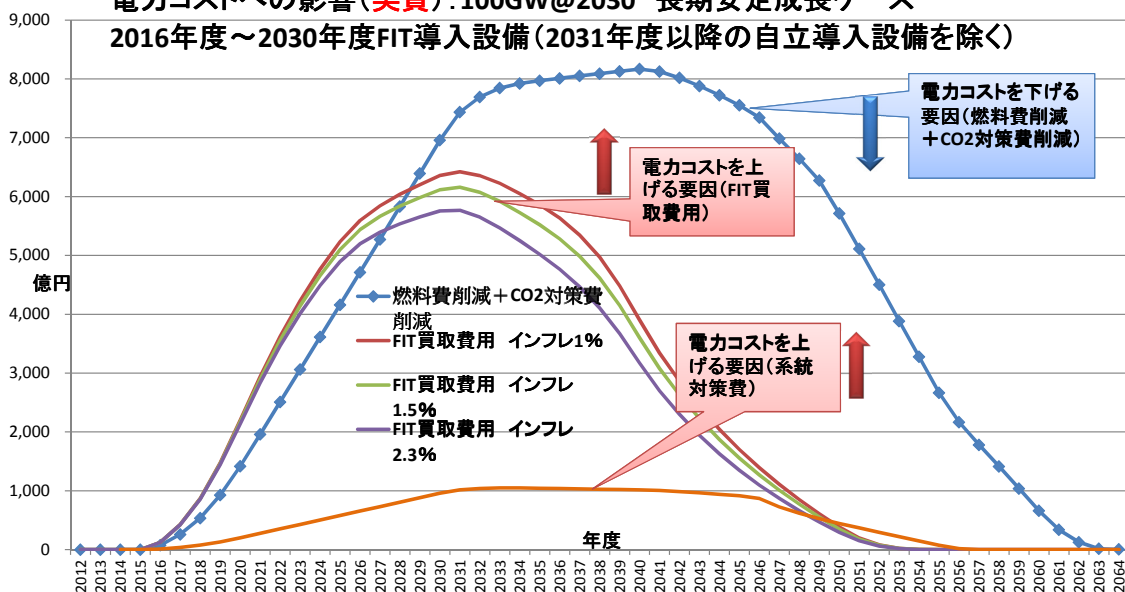


太陽光発電の導入による電力コストへの影響 将来(2016年度から)認定されるFIT導入設備(2030年度まで)

- 電力コスト上昇要素: FIT買取費用、系統(安定化)対策費
- 電力コスト低減要素: 火力発電の燃料費削減効果、及びCO2対策費の削減効果

電力コストへの影響(実質): 100GW@2030 長期安定成長ケース

2016年度~2030年度FIT導入設備(2031年度以降の自立導入設備を除く)

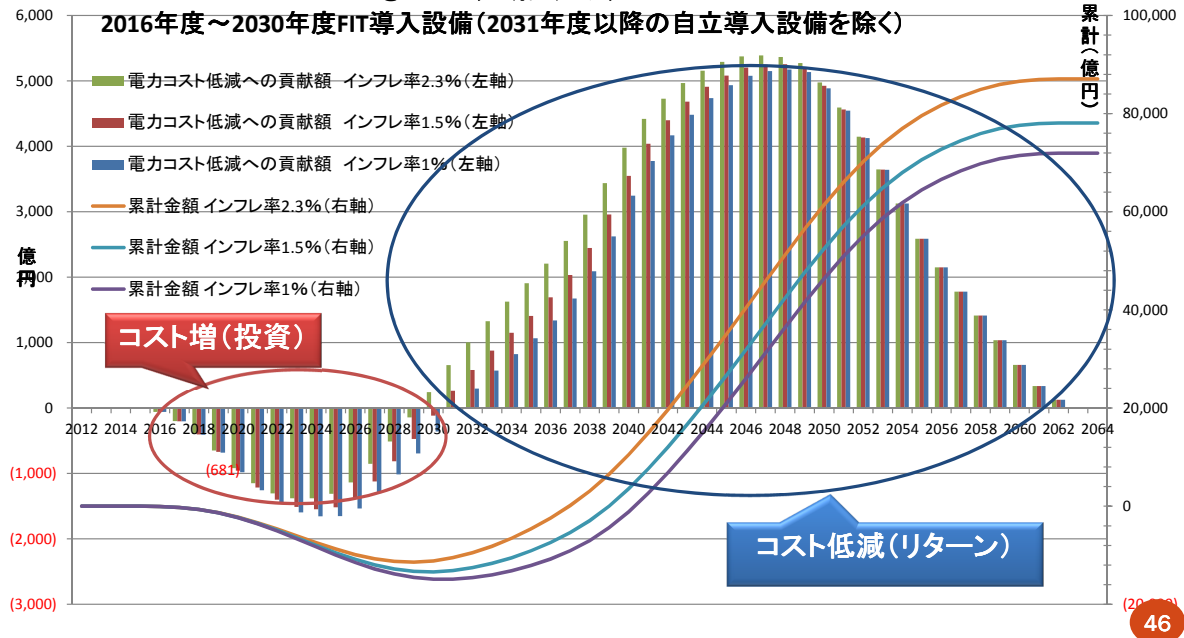


太陽光発電の導入による電力コストへの影響 **負担と便益** **将来(2016年度から) 認定されるFIT導入設備(2030年度まで)**

- 2030年頃までは電力コストを押し上げるが、
- 2030頃より先は電力コストを下げる効果が期待できる(最大年間5千億円程度)

電力コスト低減への貢献(実質)=(燃料費とCO2対策費削減)-(FIT買取費+系統対策費)

100GW@2030 長期安定成長ケース



46

以上の試算結果のまとめ

長期的な視点での電力コスト削減(日本全体)の便益

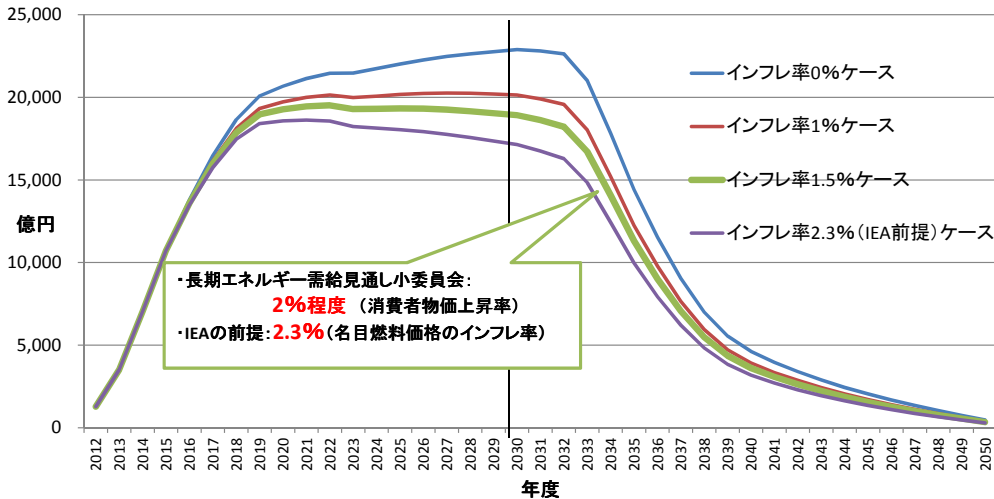
- FITで導入した設備に関しては短期的には電力コストを押し上げる要因となるが長期的(2030年以降)には電力コストの低減に寄与。特に2016年度以降、新たに認定される設備に関しては、電力コストの増加効果よりも削減効果が大きく上回る試算結果となった。
- 将来、制度的支援(FIT等)が終了した後には自立的に導入が進む設備(2030年以降と想定)に関しては、導入当初から電力コストの低減に寄与。

47

長期安定成長ケース:FIT導入設備の買取費用見通し

- 2030年度までの設備認定で導入される設備のFIT買取費用を試算(2031年度以降は制度的支援が無くても自立的に導入が進むと想定)
- インフレ率等の前提次第だが、2030年度の実質の買取費用総額は1.7兆円~2.2兆円程度。政府の長期エネルギー需給見通し小委員会で示された2030年の買取費用は2.3兆円。前提の詳細やインフレ率の影響に関しては後述の通り。

FIT買取費用総額(実質*1): 100GW@2030年 長期安定成長ケース



*1: 想定されるインフレ率で2015年度のお金の価値に割り戻した実質の値 (Real Term 2015)

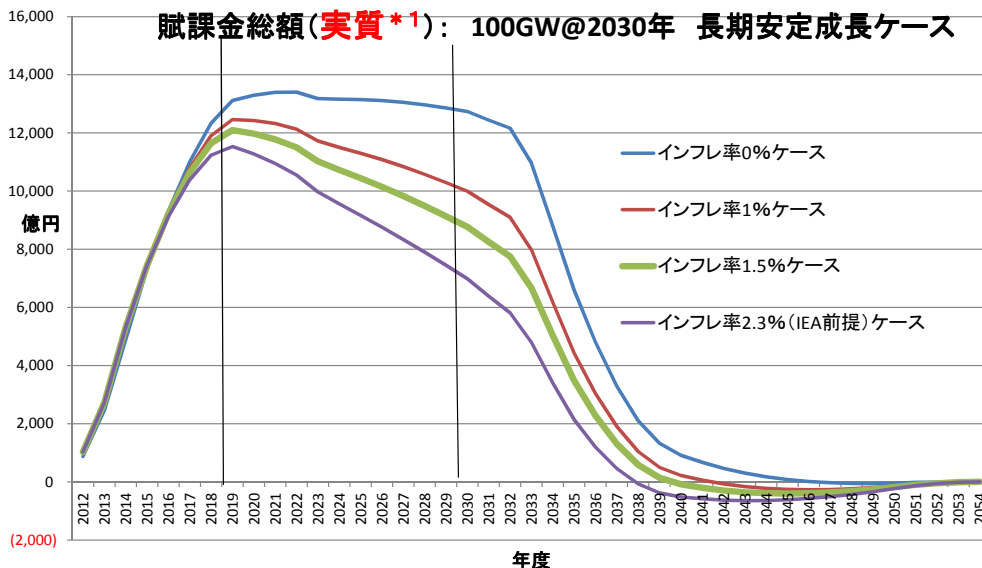
4
8

48

長期安定成長ケース:FIT導入設備の賦課金の見通し

- 2030年度までの設備認定で導入される設備の賦課金を試算(2031年度以降は制度的支援無しでも自立的に導入が進むと想定)
- インフレ率等の前提次第だが、2019年度頃の1.2兆円程度をピークに減少し、2030年度の実質の賦課金は0.7兆円~1.2兆円程度と試算される。

賦課金総額(実質*1): 100GW@2030年 長期安定成長ケース



*1: 想定されるインフレ率で2015年度のお金の価値に割り戻した実質の値 (Real Term 2015)

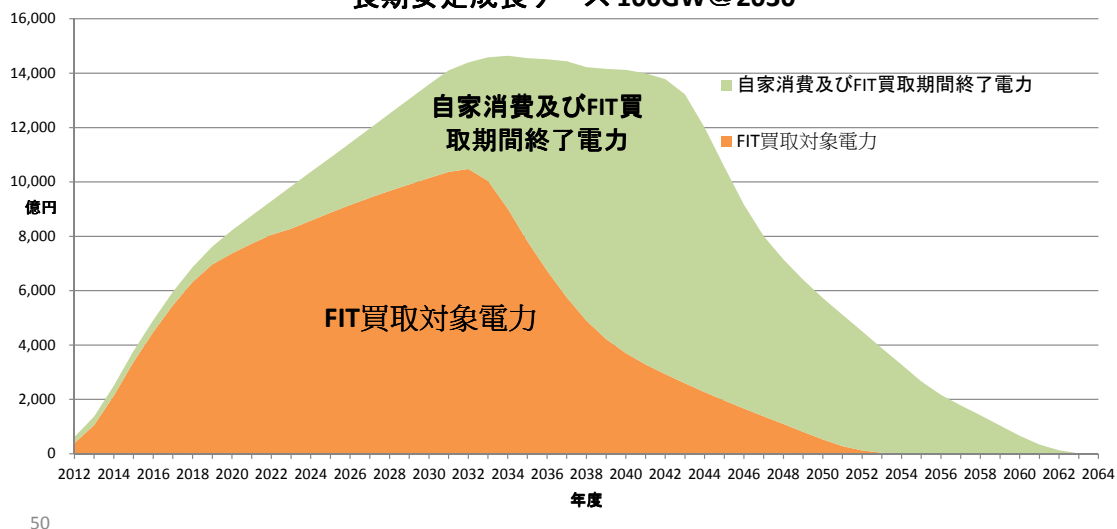
4
9

49

長期安定成長ケース:回避可能費用の見通し(FIT導入設備)

- 回避可能費用は、回避可能費用単価に対象となるFIT電源の発電量を乗じて求めることができる。
- FITの買取対象電力に対応した回避可能費用以外に、FITの買取対象にならない自家消費電力、並びに買取期間終了後の電力によって節約できる燃料費とCO2対策費に関しても、国民にとっては明らかに便益であるので、回避可能費用と同等としてカウントできるとした。

回避可能費用 火力MIX 燃料費+CO2対策費 (実質):
長期安定成長ケース 100GW@2030



50

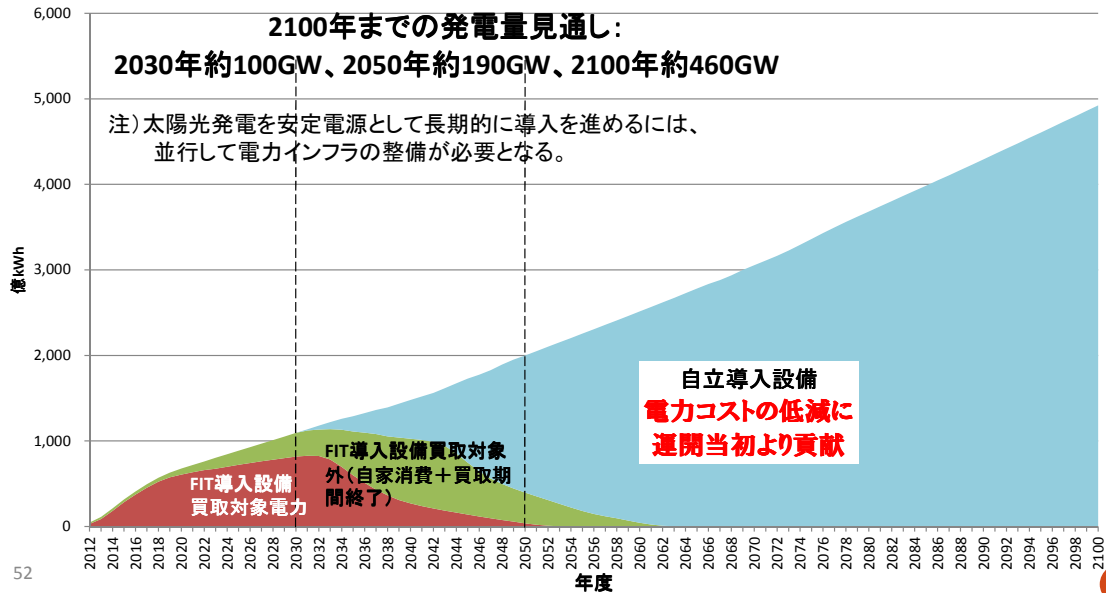
太陽光発電の真の便益(3):超長期的視点

制度的支援が無くとも自立的な導入が進むまで
太陽光発電が成長したケース

51

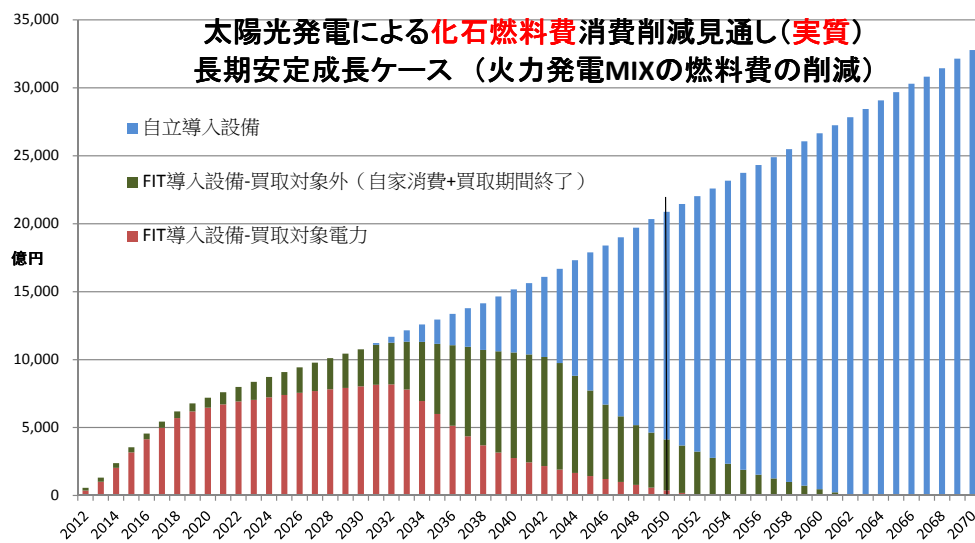
2030年度以降の自立導入設備を含む発電量見通し(長期安定成長ケース)

- FIT制度によって導入された設備(FIT導入設備)に加え、将来、制度的支援なしに自立的に導入が進む設備(自立導入設備)の発電量も合わせた総発電量の見通しを示した。
- 自立導入設備は、運転開始当初より国内の電力コストの低減に貢献すると期待される
- 2100年度の総発電量は4,900億kWhを超える見通し。これは、2013年度の国内総発電量(10,650億kWh)の約46%に相当する。



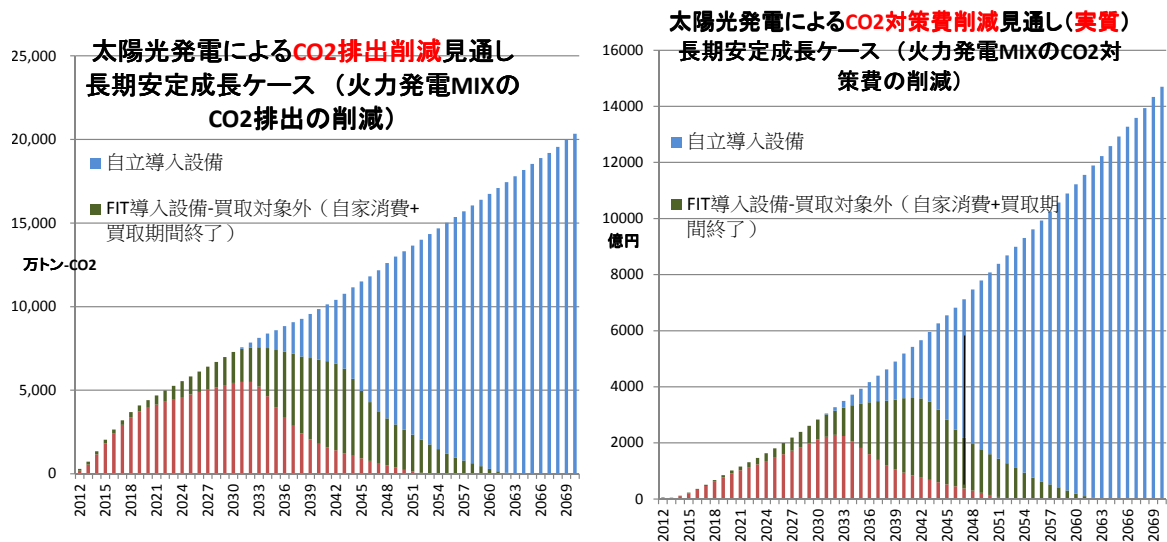
自立導入設備を含む太陽光発電による燃料費の削減効果

- 制度的支援無しに自立的に導入が進む設備(2031年度以降)を含む太陽光発電による化石燃料費の削減効果の試算を行った。
- 2050年には2兆円超、2070年には3兆2千億円超の削減効果が期待される。



自立導入設備を含む太陽光発電によるCO2排出の削減効果

- 制度的支援無しに自立的に導入が進む設備(2031年度以降)を含む太陽光発電によるCO2排出の削減効果の試算を行った。
- 2050年には1億3千300万トン超、2070年には2億トン超の削減効果が期待される。
- CO2対策費としては、2050年は8千億円超、2070年には1兆4千億円超の削減効果が期待される。



54

54

太陽光発電の真の便益(3):超長期的視点

- エネルギー自給率の向上(長期安定成長ケース)**
 - 2030年: 10% (国内総発電量の想定10,650億kWhに対して)
 - 2050年: 19% (国内総発電量の想定10,650億kWhに対して)
- 化石燃料輸入に伴う国富流出の抑制(長期安定成長ケース)**
 - 2030年: 1兆750億円程度 (燃料価格等は長期エネルギー需給見通小委の前提)
 - 2050年: 2兆880億円程度 (燃料価格等は長期エネルギー需給見通小委の前提)
- 温室効果ガスの排出削減(長期安定成長ケース)**
 - 2030年: 約7,300万トン-CO2 (発電時の排出削減)
 - 2050年: 約13,300万トン-CO2 (発電時の排出削減)
- その他(定量化が困難)**
 - 化石燃料の需給緩和による価格上昇の抑制と高騰時のリスク緩和

55

55

究極の便益(役割)とは

- ◆有限で貴重な化石燃料の消費を減らし将来世代に出来るだけ多く残すこと、そして
- ◆最終的(100年先?)には、持続可能な社会を支える持続可能なエネルギーシステム(化石燃料に依存しない)の要となること

持続可能な社会を支える
持続可能なエネルギーシステムの要となること

残念ながら現状ではその価値を定量化できない

Priceless

56

太陽光発電の課題と対策

1. 電力コスト上昇の抑制と低減効果の最大化
 - 短期的には上昇するが長期的には低減効果が上回る(太陽光発電の便益で示した通り)
 - 電力コストの上昇を出来るだけ抑え、低減効果を最大化するには、
 - ① 自家消費(買取費用対象外)の比率を増やす
 - 自家消費率改善例:10kW未満40%→60%、10kW以上0%→25%
 - ② FIT買取期間終了後も長期安定的に発電を継続させる
 - ③ システムコストの低減(グリッドパリティの早期到達)
2. 電力系統の安定化対策
 - 自然変動電源の比率を増やし100%にすることもコストを掛ければ技術的には可能。本当の課題は電力系統の安定化対策費の上昇を如何にして抑えるか。
 - 費用対効果の高い対策を見極め、長期的な計画に基づき着実に手を打っていくこと。

57

太陽光発電の導入が減速している理由

- A) **出力制御無補償・無制限問題**: 指定電気事業者管内における出力抑制の無補償・無制限は、発電事業者にとっては買取価格がゼロになるリスクを受け入れることを意味し、**実質的には固定価格での買取保証が無いのと同じこと**になる。このことが、事業者の投資意欲を大きく削ぎ、さらには銀行から融資を受けることを困難にしている。
- B) **ローカル系統接続問題**: 地域によっては、系統連系する為に必要な容量が系統側で不足するケースが多くなっている。解決に必要な系統側工事の費用を発電事業者が負担する必要があることに加え、工事完了までの期間が長い場合は銀行からの融資が受けられなくなることもあり、事業を断念するケースが増えている。
- C) **事業採算性問題**: 買取(調達)価格の低下が、案件によってはシステムコストの低減速度より大きく、投資に見合った経済性の確保が困難になっている。
- D) **国民負担の増大懸念**や一部マスコミによる憶測に基づく報道等の影響で、消費者の太陽光発電へのポジティブなイメージが悪化し、さらには中小の販売店・施工店の経営者による太陽光発電普及への意欲までが冷え込んでいる。

5
8

58

固定買取(FIT)制度の肝

Priority Grid Connection

優先接続(系統連系)

Priority Electricity Dispatch (supply)

優先給電(火力発電よりも優先)

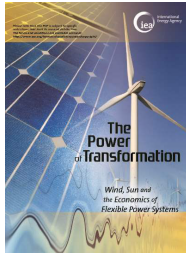
Fixed Tariff (price)

固定買取価格

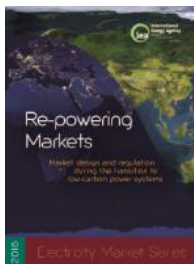
電気事業者による再生可能エネルギー電気の調達に関する特別措置法(再生可能エネルギー特措法(FIT法))

IEAのレポート:

▪ THE POWER OF TRANSFORMATION 2014



▪ RE-POWERING MARKETS 18 FEBRUARY 2016



T.Masukawa

60

60

THE POWER OF TRANSFORMATION

Executive Director of the IEA Maria van der Hoeven

Renewable energy, especially wind and solar, is playing a growing and increasingly important role in efforts to diversify and de-carbonise energy supplies. Thus, all International Energy Agency (IEA) scenarios share a common feature — generation from wind and solar photovoltaics (PV) continues to increase significantly for decades to come. However, integrating variable renewable energy (VRE) into the power grid remains one of the most pressing challenges facing policy makers and industry. Can VRE technologies serve as central pillars of a secure and low-carbon energy system, and if so, at what cost? The Power of Transformation addresses these questions in a comprehensive manner, affirming the potentially central role of VRE while explaining how cost can vary with circumstance. Out of the wide spectrum of findings in this groundbreaking study, let me highlight just two aspects.

First, this analysis calls for a change of perspective. The classic view sees VRE integration as an addition to what is already there, assuming that the rest of the system does not adapt. This “traditional” view risks missing the point. The challenges and opportunities of VRE integration lie not only with VRE technologies themselves, but also with other system components. Consequently, a system-wide approach to integration is required. In short, integration of VRE is not simply about adding VRE to “business as usual”, but transforming the system as a whole.

This book highlights what options exist to achieve such a transformation. Using a system-wide approach, a power system featuring a share of 45% of VRE may come at little additional long-term cost over a system with no variable renewables at all.

61

THE POWER OF TRANSFORMATION

Second, such a transition could be difficult, not least because [there will be winners and losers](#). However, this will depend strongly on the context. [In “dynamic” power systems with growing electricity demand \(such as in China, India and Brazil\), wind power and solar PV can be cost-effective solutions to meet incremental demand](#). That presents great opportunity. If investments are made well, [a flexible system can be built from the very start, in parallel with the deployment of variable renewables](#). The situation is fundamentally different in “stable” power systems. [These are characterised by stagnate electricity demand, as is the case in many European countries today](#). In many such places, the cost of rapid VRE deployment has risen to the top of the political agenda. In a stable system, the market does not expand. The “pie” does not grow, so [additional renewables take a part of the pie from incumbents with established capacity](#). This outcome is based on fundamental economics; market effects are therefore not only a consequence of variability. In these markets, the cost of transforming the system is not only linked to paying for new assets. As this publication shows, those costs can be managed. But, [the greater challenge may be managing the costs associated with scaling down the old system](#). This raises tough policy questions. [What strategies do incumbent producers need to adapt to the transformation? How will governments handle the distributional effects when infrastructure needs to be retired before the end of its lifetime? Who pays for stranded assets?](#) Meeting these challenges will only be possible if policy makers and the industry make a collaborative effort. But we must not lose sight of climate imperatives. [We cannot afford to delay further action if the long-term target of limiting the global average temperature increase to 2 degrees Celsius is to be achieved at reasonable cost](#).

This publication is produced under my authority as Executive Director of the IEA.

62

62

THE POWER OF TRANSFORMATION【日本語訳】

序文 Mariavan der Hoeven 国際エネルギー機関事務局長

再生可能エネルギー、特に風力発電と太陽光発電は、エネルギー供給の多様化と低炭素化エネルギー供給の取り組みのなかで、ますます重要な役割を演じてきている。したがって、国際エネルギー機関(IEA: International Energy Agency)のシナリオは全て、共通の特性を共有している。それは、風力発電と太陽光発電が、今後の数十年間に著しい増加を続けるというものである。しかし、風力発電や太陽光発電のような出力が変動するエネルギー(VRE: Variable renewable energy)を送電系統に統合することは、政策決定者と産業界に突きつけられているもっとも喫緊の難問の一つである。VREは、確実な低炭素化エネルギー系統の心柱としての役割を果たすことができるのか？もしそうであれば、どのような原価で可能となるのか？

本書「電力の変革」は、潜在的にVREの中心的役割を肯定し、状況に応じて費用がどのように変動するかを説明しながら、包括的な方法でこれらの問題を取り扱う。この画期的な研究における広範な発見事項の中から、特に次の二つの局面を強調したい。

第一は、本分析が観点の変更を求めていることである。これまでの典型的な見方では、VRE統合を既存系統への付加と考え、その他の系統は変化しないとみなしている。この「伝統的な」観点は、要点を見逃す危険がある。VRE統合の問題点と機会、VREそのもののみではなく、その他の系統構成要素にも存在するものである。したがって、統合への系統全体のアプローチが必要である。つまり、VREの統合は、単にVREを「通常業務」に付加するのではなく、系統全体を転換することである。本書は、このような転換を達成するために、どのような選択肢が存在するかに主眼を置いている。系統全体アプローチを使用し、VREのシェアが45%と特徴のある電力系統は、VREを全く有しない系統に対して、長期間の追加費用をほとんど必要としない場合がある。

63

63

THE POWER OF TRANSFORMATION 日本語訳 序文(前ページからの続き)

第二に、このような転換は困難な場合がある。特に、そこには**勝ち組と負け組**があるからである。しかし、これは実際の電力系統の状況に大きく依存することになるであろう。増大する電力需要を持つ「動的」電力系統(中国、インド及びブラジルのような)では、風力発電及び太陽光発電は、増していく需要を満たす費用効果の高い解決策になる、大きな機会を与えるものである。投資が良好に行われた場合、VREの開発と並行して、柔軟性のある系統を、その開始の時から構築することができる。この状況は、「成熟した」電力系統におけるものとは根本的に異なる。これらは、今日の多くの欧州諸国の場合がそうであるように、成長の止まった電力需要によって特徴づけられる。そのような場所の多くでは、早急なVRE導入の費用が政策議題の最上位に上がってくる。

成熟した電力系統にあっては、市場は拡大しない。「パイ」は大きくならないため、付加的な再生可能エネルギーは、既成の容量を持った現行系統からパイの一部をとることになる。この結果は、基本的な経済学に基づいている。市場効果は、単なる可変性の結果ではない。これらの市場においては、系統転換の費用は、新しい資産への支払いのみに連結するわけではない。本書が示すように、これらの費用には対処可能である。しかし、より大きな難問は、おそらく古い系統を縮小することに伴う費用への対処であろう。これは厳しい政策上の問題を提起する。どのような戦略が、現行の電力施設が転換に順応するために必要なのだろうか？インフラがその寿命を終える前に退役する必要がある場合に、政府はこの配分効果をどのように取り扱うのだろうか？動かなくなった資産のための費用を誰が支払うのだろうか？

これらの難問への対処は、政策決定者と産業界が協調的に取り組む場合にのみ可能であろう。しかし、我々は気候変動に対して緊急になすべきことへの視点を見失ってはならない。地球の平均気温上昇を2°Cに限定する場合、我々には、この長期目標を合理的な費用で達成するために、さらなる行動を遅延する余裕はない。

本書は、私の国際エネルギー機関事務局長としての権限に基づいて作成されたものである。

Mariavan der Hoeven 国際エネルギー機関事務局長

64

64

IEAのレポート: Repowering Markets

How to reinvent electricity markets after COP21

To ensure sustainability and supply security, IEA report prescribes a new balance between regulation and competitive markets. 18 February 2016 Brussels

Electricity markets are undergoing massive transformation, as the push for low-carbon power generation shifts the industry towards high investment in renewables and other new technologies even as demand stagnates or declines in many countries.

Just in time, the IEA presents Re-powering Markets: Market design and regulation during the transition to low-carbon power systems. Drawing on the Agency's review of best practices in electricity market design, mainly in Europe, the United States and Australia, the study offers guidance to governments, regulators, companies and investors on how to transition to low-carbon generation.

Building the electricity markets of the future, Re-powering Markets explains, requires a comprehensive framework that encourages low-carbon investments and operational efficiency but also keeps security of supply as a top priority. That requires efficient markets, which are best achieved by introducing prices that reflect supply and demand conditions as often as possible and as close as possible to locations where the energy is generated or consumed. Markets are adopting technology that allows such pricing, including day-ahead, intraday and real-time trading, as well as by zone to stimulate cross-border trade. The detailed price information needs to be transparent to communicate the cost of electricity in specific circumstances as well as the relative value of different forms of electricity generation so that all participants, even from neighbouring markets, learn where and when to operate and invest.

Furthermore, efficient markets unlock flexibility to deal with renewables' variability, like when and where the wind does not blow or the sun does not shine – or when and where wind and solar generation is abundant – as well as weather forecasting errors and network congestion.

65

65

IEAのレポート: Repowering Markets (前ページからの続き)

Besides efficient markets, the shift to a low-carbon energy system requires a robust carbon price to help reveal the right value for various technologies. That is part of the regulation with long-term arrangements that is necessary to attract investments in a timely manner and at the scale required. Investors, governments and consumers all have to share the risks in the transition, Re-powering Markets explains, to ensure efficient and lowest-cost evolution.

More than just generation is at stake. Networks, too, are critical: improving and expanding power grids, including across borders, helps ensure successful integration of higher shares of wind and solar power as well as increases energy security. Proper governance is necessary to see the bigger, often transnational, picture critical to a modern electricity system: options examined in the book include transmission auctioning. Regulation of distribution must also be modernised to take into account the potential of batteries as well as consumers who also produce renewable electricity.

As the markets evolve, though, shortages of capacity can result in scarcity prices. While these prices are critical to incentivise generators to produce as well as to get consumers to reduce demand, Re-powering Markets makes clear the need for an adequate regulatory framework during hours of capacity shortage.

Besides looking at price spikes, the book examines other ways regulators can cope with the huge uncertainty of decarbonisation pathways and policies, including capacity mechanisms that pay for maintaining adequate generation to meet politically set reliability standards. It also details the opportunities that demand response offers through dynamic pricing and the pooling of consumers through new technologies, including the impact of increased electrification from widespread adoption of electric cars and other new technology.

In the end, there is no definitive market design for the low-carbon energy systems of the future. But governments and industry around the world must adjust as new technologies prompt constant evolution, and Re-powering Markets shows them how to navigate that transformation by developing markets that provide secure, sustainable and affordable electricity.

66

IEA Re-powering Markets より

Conclusion: Re-powering markets



- **Decarbonisation of the power sector is forcing a rethinking of electricity market design**
- **Incremental changes – re-powering – can facilitate the transition:**
 - *Short-term markets with detailed and transparent information on when and where to operate and invest*
 - *Consistent framework for low carbon support, CO2 pricing and markets*
 - *Electricity security requires reliability standards and pricing scarcity right, with capacity mechanisms providing an additional safety net*
- **A comprehensive market framework balances rules set by regulators and competitive markets**
- **Many recommendations are relevant outside Europe, including IEA partner countries**

ご清聴ありがとうございました

補足資料(1)

ソーラーフロンティアの紹介

35年のあゆみ

1970年代のオイルショックを機に、大株主である昭和シェル石油が太陽電池の研究を開始し、その後 複数の太陽電池技術の中からCIS技術の将来性の高さに着目



CIS薄膜太陽電池のあゆみ

ソーラーフロンティアのあゆみ

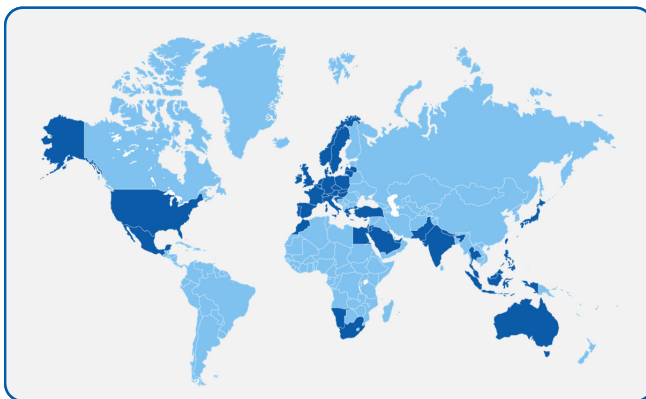


世界最大のCIS薄膜太陽電池メーカー

世界で唯一、CIS薄膜太陽電池でギガワット規模の生産および販売実績を達成

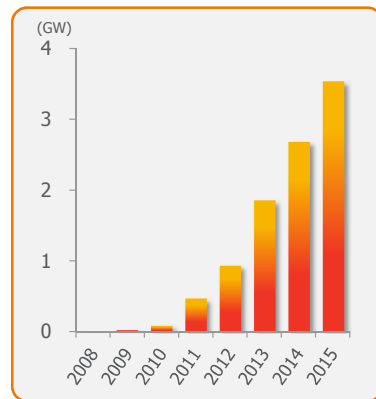
出荷先

50 カ国



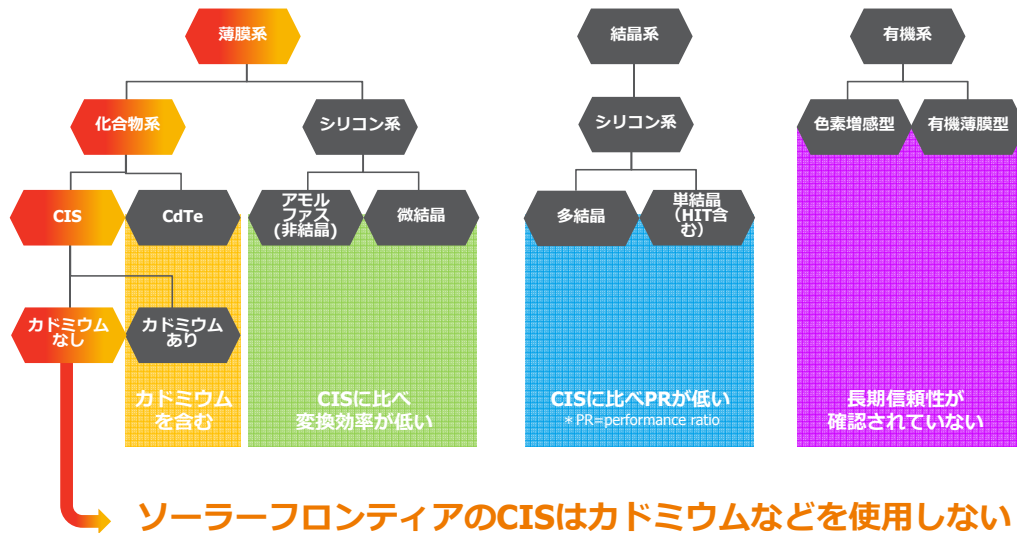
累計出荷量

3 GW+



太陽電池の種類とCIS技術

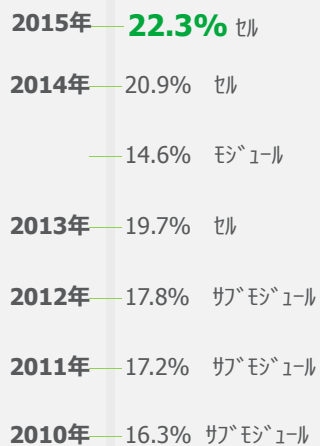
CISは銅（Copper）、インジウム（Indium）、セレン（Selenium）を主成分とする薄膜太陽電池



革新的な技術

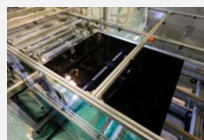
革新的な技術をもって、新しい市場を切り拓く

エネルギー変換効率



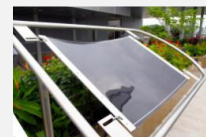
生産コスト

2015年
東北工場では、MW当たりの生産コストを **30% 低減**



試作品

2015年
バンドダブル モジュールをシンガポールで試験設置



システムコスト

2014年
クロスワン工法を採用し、施工時間を **38% 短縮**





商品開発

2013年
薄型軽量 モジュールを商品化

世界トップクラスの生産コスト

東北工場で確立する新技術をもって、新工場では世界トップクラスの生産コストを実現

新技術で 生産ラインを高効率化

- MWあたりOPEX/CAPEXを2/3へ 
- 生産ライン・装置の改善 
- 生産時間を1/3へ 
- 変換効率の向上 

世界トップクラスの生産コスト



優れた発電性能で、高い「実発電量」を実現

高温時の出力ロスが少ない



光照射効果で、高い実発電量を実現



部分的な影の影響が少ない

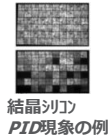


優れた耐久性



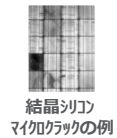
NO PID現象

- 結晶シリコン太陽電池は、光を浴びると絶縁層である窒化シリコン膜が帯電するため、一気に出力が低下する
- CIS薄膜太陽電池は、表層に絶縁層がないため、PID現象に対して耐性が高い



No マイクロクラック

- 結晶シリコン太陽電池は、セルの素材が微振動に弱く、マイクロクラックが起こりやすい
- CIS薄膜太陽電池は、厚い基盤ガラス上にセルを形成しておりマイクロクラックは起きにくい



強化ガラス/基盤ガラス/バックシートを使用した丈夫な構造



No ホットスポット



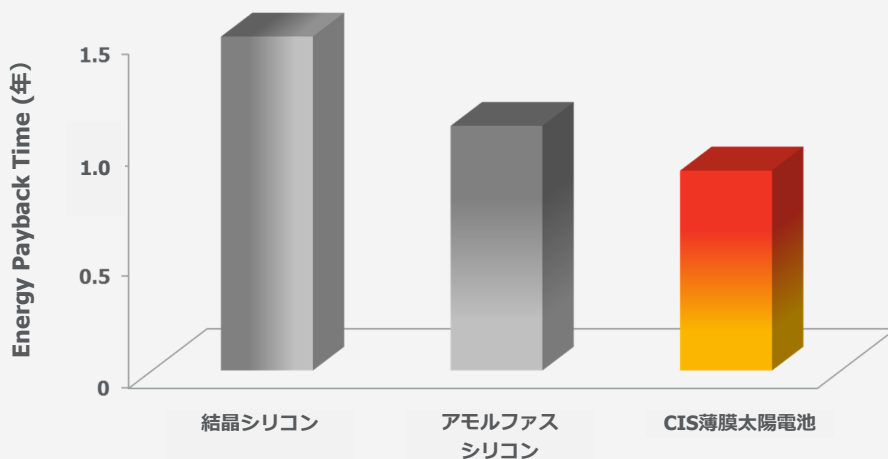
塩に対する
耐久性に関する認証取得



アンモニアに対する
耐久性に関する認証取得

シンプルな生産工程で省エネを実現

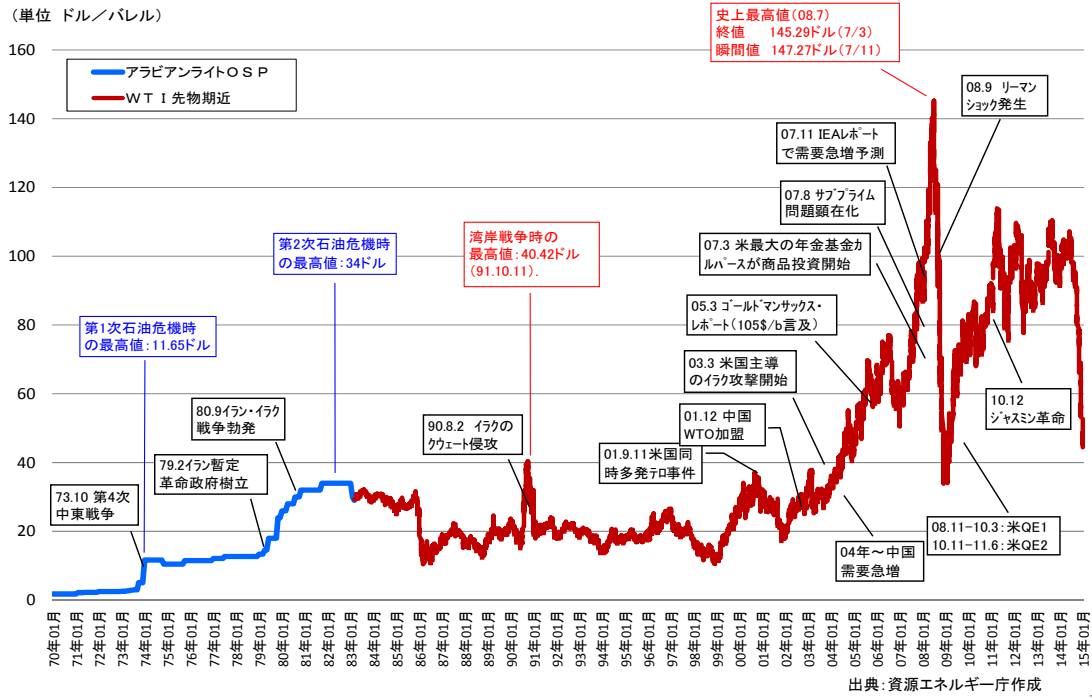
CIS薄膜太陽電池は、生産工程がシンプルであるため、生産時に使用するエネルギーが少ない。生産時に投入されるエネルギー量を太陽電池の発電量で回収する期間を表すEPT（Energy Payback Time）が、他の太陽電池よりも優れている



出典：平成18年度 新エネルギー・産業技術総合開発機構委託業務成果報告書「太陽光発電システム共有基盤技術研究開発 太陽光発電システムのライフサイクル評価に関する調査研究」
※EPTはお客様の設置環境によって異なります

補足資料（2）

原油価格の推移:45年で40倍



Shell Scenariosの紹介: Carbon Pricing

