



分散型エネルギーシステムに関する研究プロジェクト【部門A】研究会

## 電力市場の将来予測： ～自由化後の発電コストシミュレーションとその示唆～

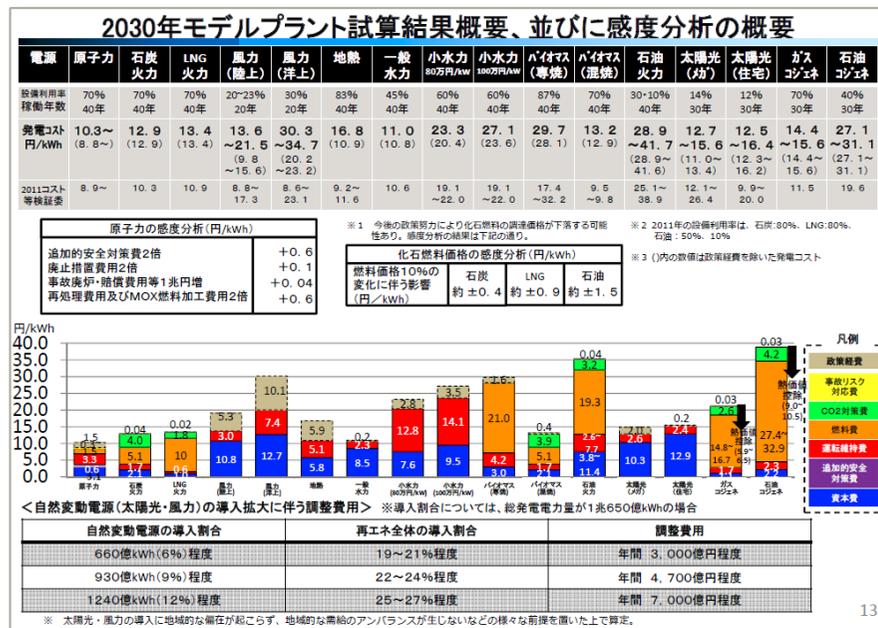
2017年10月

笹俣 弘志 (A.T.カーニー株式会社 パートナ)  
筒井 慎介 (A.T.カーニー株式会社 プリンシパル)

# 新設モデルプラントによる発電コストの研究自体には意義があるにせよ、実際の社会コストの試算には、それだけでは不十分なのではないか

## 政府による発電コスト試算の取組

実際には、、、



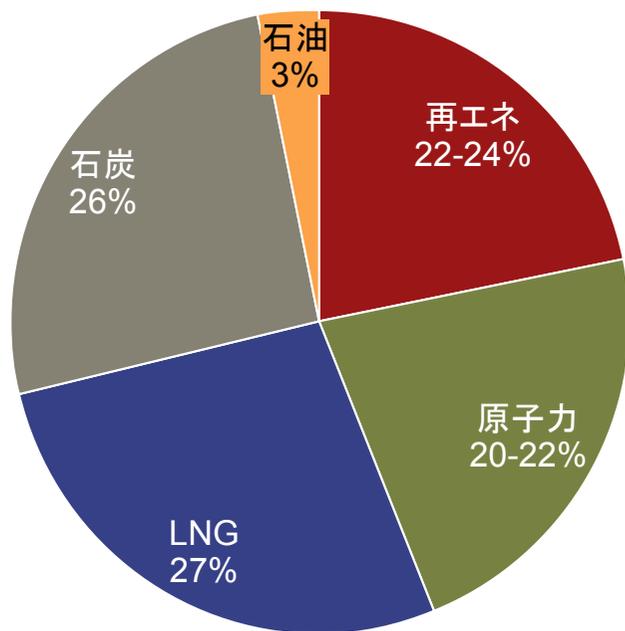
- 同じ燃種であっても熱効率の異なる多様な発電所が存在
- 建設費の償却済みの電源も多く存在
- 設備利用率次第で実際のプラントの固定費単価は大きく異なりうる
- 政策経費等は、自由化された発電市場における事業者による電源建設・稼働判断には無関係

「長期エネルギー需給見通し小委員会に対する発電コスト等の検証に関する報告」より抜粋

本研究においては、実際に現存する発電所の存在を織り込み、更に電力取引の在り方を通じて、社会(=消費者サイド)が負担するコスト規模の試算を行った

また、そのコスト試算の前提としての発電ミックスについても、一定の政府方針は示されたものの、依然として不確定要素を含む

政府が示した2030年の発電ミックス(電源構成)



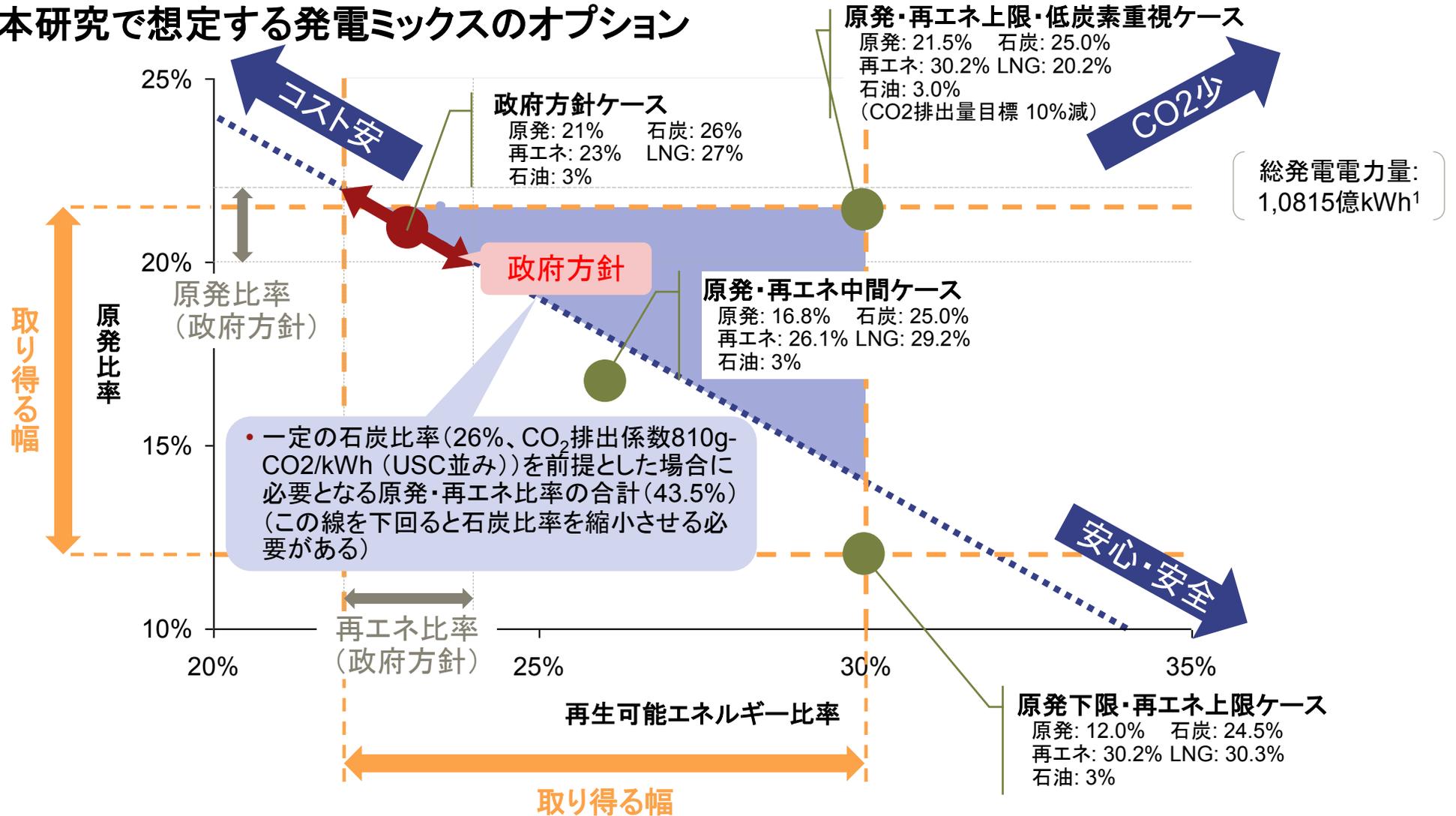
発電ミックスに影響を与える要素

- 未だ趨勢が見えない原子力発電の再稼働・延長稼働
- 多くの計画発表がなされる火力発電の新增設
- 分散型を含む再エネ拡大
- 世界的に進む低炭素化

前述の試算方法において、発電ミックスの違いがどのような影響を及ぼすか、一定の蓋然性の範囲で発電ミックスのオプションを想定する必要がある

本研究では、一定の蓋然性の範囲において、複数の発電ミックスを想定し、シミュレーションを実施した

本研究で想定する発電ミックスのオプション



1. 本研究会における補正を行ったうえで、沖縄および自家発を除外した発電端需要(発電電力量)

## 将来の電力需要量の見立て

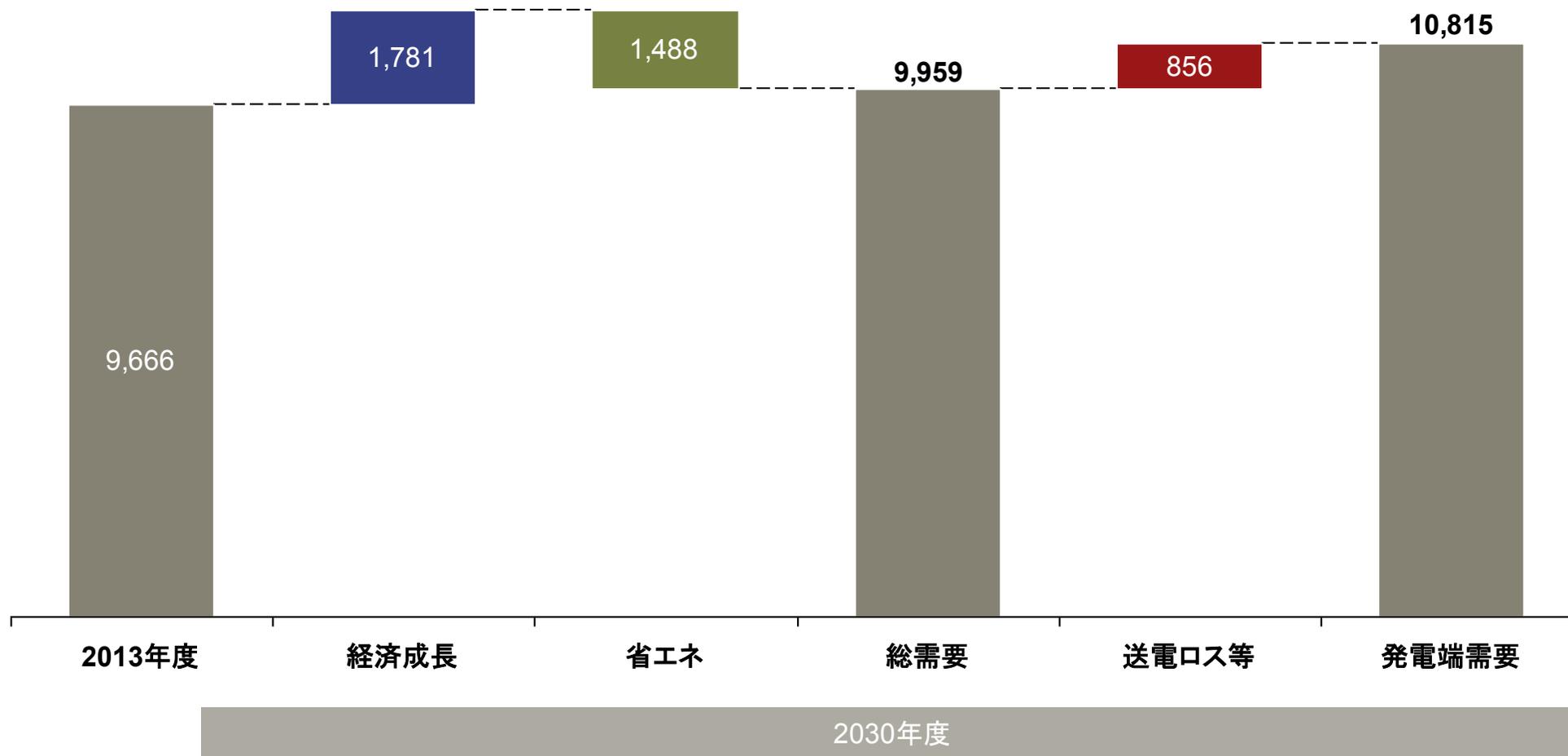
# 政府方針案からGDP成長率、省エネ効果を修正すると、2030年時点の電力需要は9,928億kWhと想定される

		考え方	本研究会での見立て	(GDP成長率を除き 億kWh)	(参考) 経産省 2015試算
<p>(省エネを伴わない) 需要 予測値</p>	<p>前提となる GDP 成長率</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>各機関は試算の前提とするGDP成長率が異なるため、最も確からしいGDP成長率をもとに各機関の需要予測値を補正</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>1.7%(内閣府・経済再生ケース)は、最も確からしい予測値とは言い難い</li> <li>多くの機関は1%近傍を予測値としていることから、GDP成長率1%とする</li> </ul>	1.0%	1.7%
	<p>2030年の 需要 予測値</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>国内外機関の予測値を参照した上で、GDP成長に比例した需要予測値を設定</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>GDP成長率以外の影響要素(人口動態等)は各機関の前提に大きな差異がなく、GDP成長率補正後の各機関の予測需要値の開きは小幅</li> <li>直近の需要減を踏まえGDPと産業連関表の見直しを行った、経産省(2015年<sup>1)</sup>)の予測値を最も正確なものとして判断し採用</li> </ul>	11,477	12,874
<p>省エネ効果</p>		<ul style="list-style-type: none"> <li>省エネ量は政策的意思等により左右</li> <li>各種予測・計画から、省エネポテンシャルの幅を参照した上で、政府の目標とする数字を評価</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>政府の設定目標は、これまで実効性が乏しいとされてきた450シナリオよりも高い省エネ水準で、確からしい予測値とは言いがたい</li> <li>省エネの政策的意思と実現性を鑑みて、成行の省エネと450シナリオと中間値13%を本研究では用いる</li> </ul>	1,488 (▲13%)	3,066 (▲24%)
<p>省エネ効果を加味した 2030年の需要予測</p>				9,959	9,808

1. 経産省「長期エネルギー需給見通し小委員会(2015年7月)」  
 2. IEAの「世界エネルギー見通し」におけるシナリオの一つ。New Policy Scenario(NPS、新政策シナリオ)は、“最近発表された温暖化対策に関する公約や計画が実施されること”を前提としたシナリオで、IEAがベースケースとして置いているシナリオ

政府と同程度の送電ロス率を考慮すると、本研究会で前提とする2030年の発電端需要は10,815億kWh

需要の補正(億kWh)



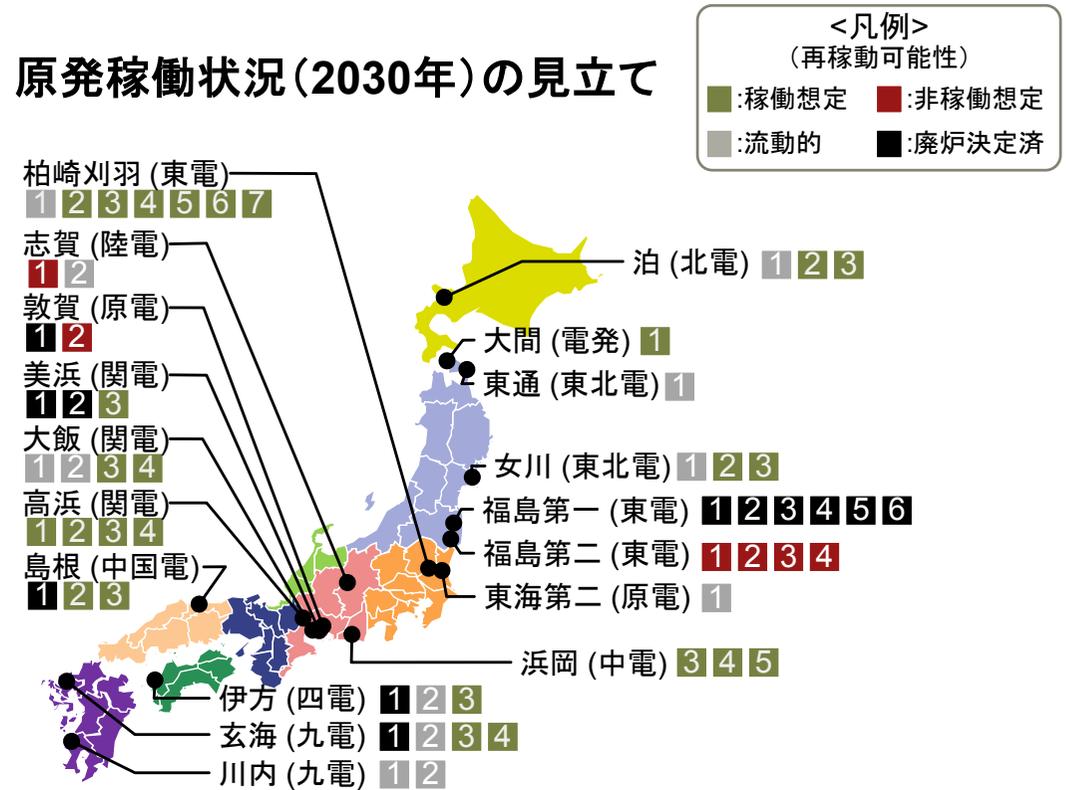
## 発電ミックスにおける原子力比率の見立て

# 発電ミックスの最大の変動要素は原子力。その趨勢の予測は困難だが、客観的基準に基づき、その再稼働・延長稼働の可能性をユニット毎に分類

## 2030年時点の稼働判定の視点

- 安全性**
  - 重要施設の直下に活断層が存在するなど地震発生時の影響が大きいもの
- 地元意向**
  - 地元首長が明確に反対意思を表明しているもの
- 経済性**
  - 追加安全対策投資の回収不可の可能性のあるもの
    - 適合性審査に未申請で、審査期間を含め、炉年40年まで残年数が10年未満のもの

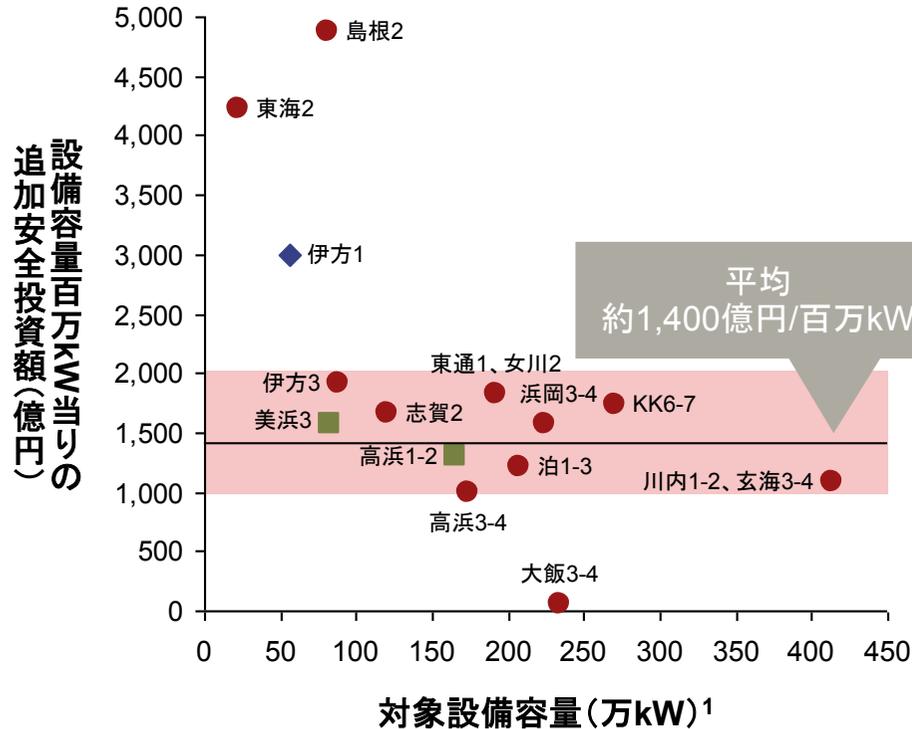
## 原発稼働状況(2030年)の見立て



客観的に評価すると、既存原発(政府により既存に分類された大間・島根3号機を含む)のうち再稼働に至るのは最大38GW~最小21GW程度ではないか

# 原発再稼働にあたっての経済性は、追加安全対策投資の回収が可能と見立てられるかが論点

## 追加安全対策投資額の分布



## 追加安全投資額の投資回収期間(概算)

- **設備容量100万kW当りの追加安全投資額は約1,400億円程度**
  - 個別性が高く、また若干規模の経済も認められるが、太宗は1,000~2,000億円/百万kWの範囲に収まる
- **設備容量100万kW・設備利用率70%とすると、年間販売量は約60億kWh程度**
  - $100\text{万kW} \times 24\text{時間} \times 365\text{日} \times 70\% \div 1000 = 60\text{億kWh}$
- **保守的に概算では、原発再稼働による収益改善額は約260億円/年程度**
  - 自社LNG火力で焚きましの場合: 約360億円/年
  - 原発発電コスト: 4.8円/kWh (燃料費+運転維持費)
  - LNG火力発電コスト: 9.1円/kWh (燃料費)<sup>2</sup>
  - 収支改善額:  $(9.1 - 4.8\text{円/kWh}) \times 60\text{億kWh} \div 100 = 260\text{億円}$
- **追加安全対策の投資回収期間は約4~8年程度**
  - 追加安全対策2,000億円 ÷ 改善額260億円/年 ÷ 100 = 7.7年
  - 追加安全対策1,400億円 ÷ 改善額260億円/年 ÷ 100 = 5.4年
  - 追加安全対策1,000億円 ÷ 改善額260億円/年 ÷ 100 = 3.8年

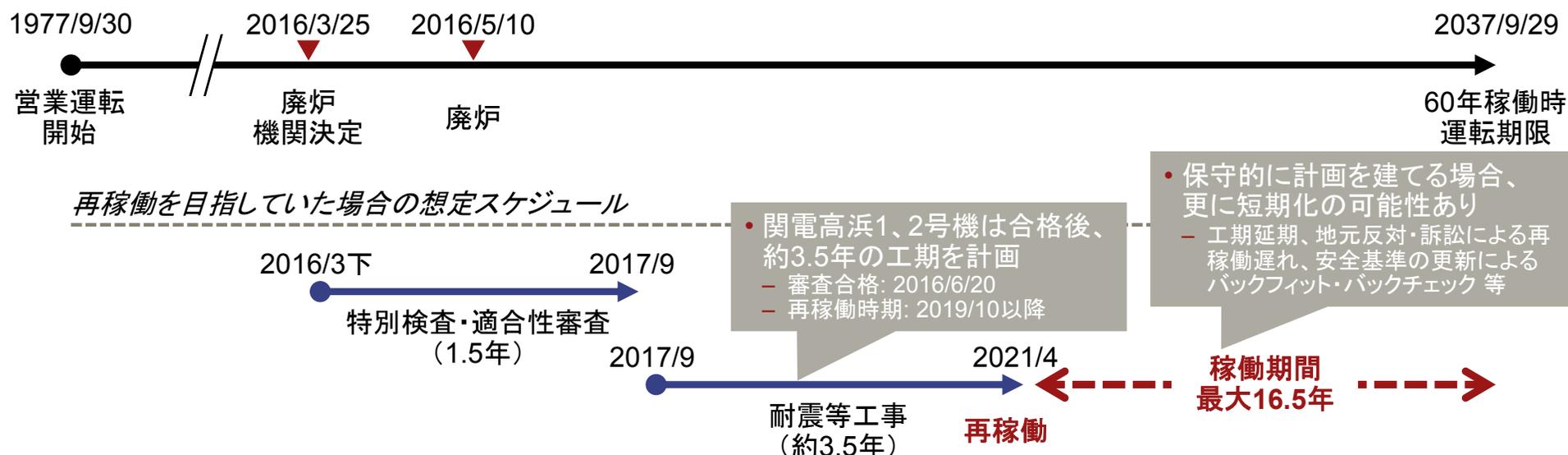
個別性が高いものの、平均的には、追加安全対策投資は概ね4~8年程度の稼働期間があると投資回収可能な水準と想定される

1. 報道でまとめて報告されているものが多く、ユニット別の設備容量には必ずしもなっていない

2. LNG火力は焚きましが無くとも、運転維持はされると想定し、比較対象は燃料費のみを想定。また、発電コスト検証WG検討時よりも、LNG輸入価格が下落しており、直近のCIF等を用いて再試算  
出所: 各種報道、発電コスト検証WG

検証) 本年3月に廃炉方針を決定した、四国電力の伊方原発3号機は可燃性ケーブル対策も含めると投資回収不全リスクがあったと想定される

### 四国電力 伊方1号機の廃炉意思決定の背景想定



- 四国電力は原発停止後、他社購入電力量を増やしており、他社購入電力単価と原発発電単価の差が、原発再稼働による収支改善効果となる
- 稼働期間16.5年とすると、収支改善効果は約1,500億円と概算される (※四国電力でも約1,500億円と試算)
  - 原発停止後に増加した他社購入電力量の単価は約7.2円/kWhと想定 (収支総括表等より推計)
  - 原発再稼働による原発発電単価は4.8円/kWh (=燃料費1.5円/kWh+運転維持費3.3円/kWh(発電コスト検証WG))
  - 伊方1号機の設備容量は56.6万kW、設備利用率77.5%(実績累積設備利用率)とすると年間発電量は約38億kWh
  - 年間の収支改善効果は約38億kWh × 2.4円/kWh(= 7.2円/kWh - 4.8円/kWh) = 約91億円/年
- 可燃性ケーブル対策含め、追加安全対策費は約1,700億円と見積もられており、費用が効果を上回る

# 未だ、廃炉判断・適合性審査申請もしていない原発のうち、審査期間等も考慮すると、6基(約500万kW)は経済性の観点より再稼働を断念しうる

## 適合性審査未申請の原発の適合性審査申請の見立て

	発電所	設備容量 (MW)	運転開始年	40年稼働までの残年数	見立て
東北電力	女川1号機	524	1984	8	流動的
	女川3号機	825	2001	25	申請
東京電力 (HD)	柏崎刈羽1号機	1,100	1985	9	流動的
	柏崎刈羽2号機	1,100	1990	14	申請
	柏崎刈羽3号機	1,100	1993	17	申請
	柏崎刈羽4号機	1,100	1994	18	申請
	柏崎刈羽5号機	1,100	1990	14	申請
	福島第二1号機	1,100	1982	6	非申請
	福島第二2号機	1,100	1984	8	非申請
	福島第二3号機	1,100	1985	9	非申請
	福島第二4号機	1,100	1987	11	非申請
中部電力	浜岡5号機	1,380	2005	29	再稼働申請
北陸電力	志賀1号機	540	1993	17	非申請
関西電力	大飯1号機	1,175	1979	3	流動的
	大飯2号機	1,175	1979	3	流動的
中国電力	島根原子力3号機	1,373	2019	43	稼働申請
四国電力	伊方2号機	566	1982	6	流動的
九州電力	玄海2号	559	1981	5	流動的

### 申請

- 現時点で、適合性審査を申請しない、客観的・合理的理由が無く、いずれ申請を行うものと想定

### 流動的

- 40年超の稼働を目指しうるかにもよるが、今後の審査・工事期間も勘案すると、投資回収が充分なされず、経済性の観点より廃炉を選択する可能性もあるもの

### 非申請

- 福島第二は地元意向、志賀1号機は直下型活断層の指摘により、現実的には再稼働が困難であり、申請に至らない、もしくは申請をしたとしても再稼働に至らないと想定

実際には、中越沖地震後から停止が継続しているKK2・4等、今回の追加安全対策以外の個別事情により申請・再稼働がなされない可能性のあるものもあるが、今回は機械的に分類

ただし、一旦再稼働後も2030年に運転40年を迎える発電所は多く、既に延長審査に合格した高浜1、2・美浜3を除き、延長申請を行うかは不透明

## 2030年に炉年40年以上となる原発

	発電所	設備容量 (MW)	運転 開始年	2030年 時点の炉年	延長稼働 申請
北海道電力	泊1号機	579	1989	41	
東北電力	女川1号機	524	1984	46	
東京電力 (HD)	柏崎刈羽1号機	1,100	1985	45	
	柏崎刈羽2号機	1,100	1990	40	
	柏崎刈羽5号機	1,100	1990	40	
中部電力	浜岡3号機	1,100	1987	43	
関西電力	高浜1号機	826	1974	56	合格済み
	高浜2号機	826	1975	55	合格済み
	美浜3号機	826	1976	54	合格済み
	大飯1号機	1,175	1979	51	
	大飯2号機	1,175	1979	51	
	高浜3号機	870	1985	45	
	高浜4号機	870	1985	45	
	中国電力	島根原子力2号機	820	1989	41
四国電力	伊方2号機	566	1982	48	
九州電力	玄海2号	559	1981	49	
	川内1号	890	1984	46	
	川内2号	890	1985	45	
日本原子力発電	東海第二	1,100	1978	52	

- 2030年までに、運転開始40年を迎える原発は、11原発、16基、14GW
- 延長20年間があると、延長対策の追加費用は回収可能と想定
- 延長稼働審査に合格済みの高浜1、2・美浜3以外は、最大ケースでは全て延長審査を申請、最小ケースでは、全て40年で廃炉判断を行うと仮定

これらを勘案すると、2030年時点では、稼働している原発の設備容量は、最大38GW~最小21GWの範囲が想定される

### 各原発の稼働状況の見立て

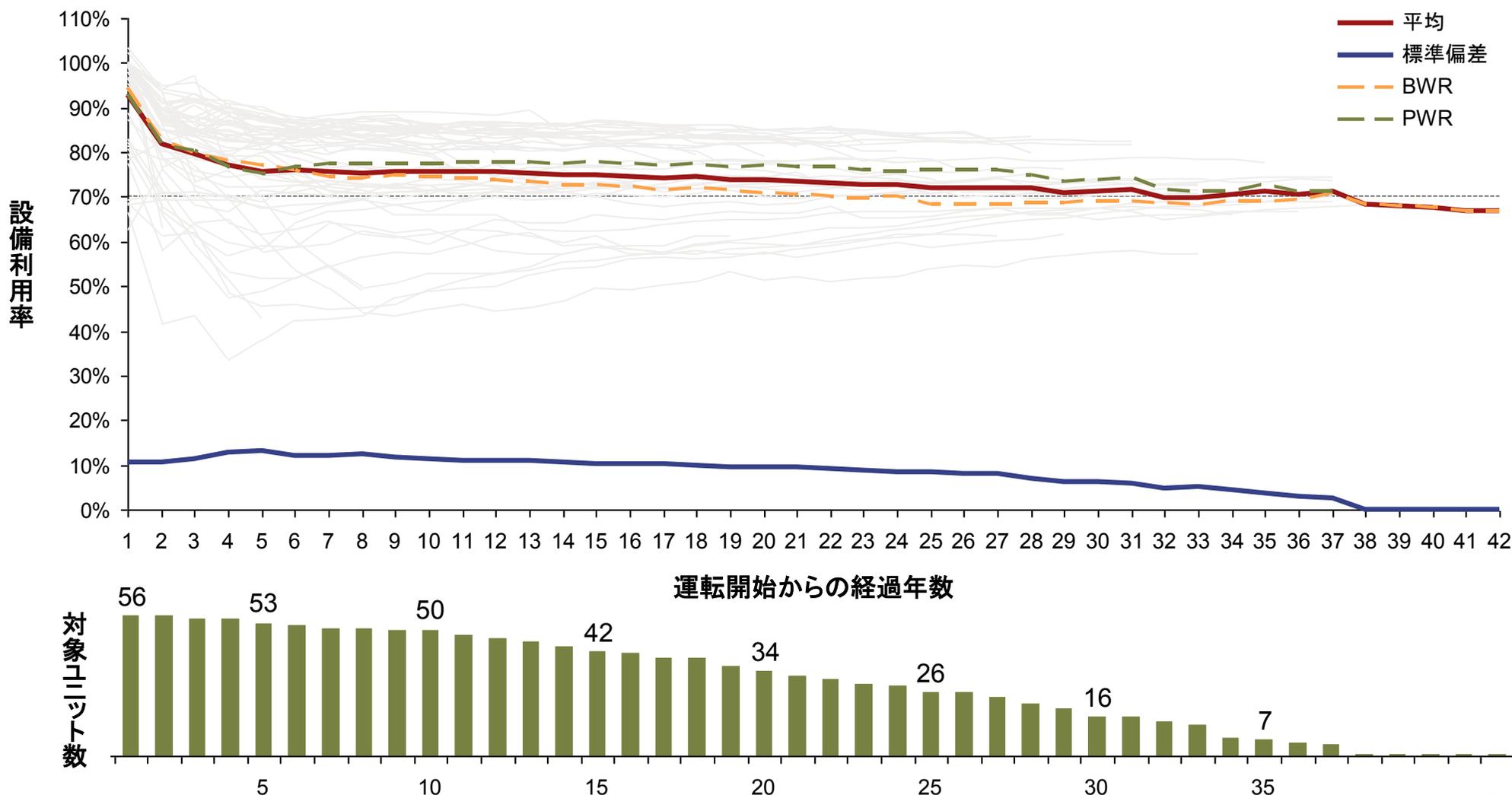
	発電所	設備容量(MW)	再稼働判定	2030年時点
北海道電力	泊1号機	579	再稼働想定	流動的
	泊2号機	579	再稼働想定	稼働想定
	泊3号機	912	再稼働想定	稼働想定
東北電力	女川1号機	524	流動的	流動的
	女川2号機	825	再稼働想定	稼働想定
	女川3号機	825	再稼働想定	稼働想定
東京電力 (HD)	東通1号機	1,100	流動的	流動的
	柏崎刈羽1号機	1,100	流動的	流動的
	柏崎刈羽2号機	1,100	再稼働想定	流動的
	柏崎刈羽3号機	1,100	再稼働想定	稼働想定
	柏崎刈羽4号機	1,100	再稼働想定	稼働想定
	柏崎刈羽5号機	1,100	再稼働想定	流動的
	柏崎刈羽6号機	1,100	再稼働想定	稼働想定
	柏崎刈羽7号機	1,356	再稼働想定	稼働想定
	福島第一1号機	1,356	廃炉	廃炉
	福島第一2号機	460	廃炉	廃炉
	福島第一3号機	784	廃炉	廃炉
	福島第一4号機	784	廃炉	廃炉
	福島第一5号機	784	廃炉	廃炉
	福島第一6号機	784	廃炉	廃炉
	福島第二1号機	1,100	非稼働想定	非稼働想定
	福島第二2号機	1,100	非稼働想定	非稼働想定
	福島第二3号機	1,100	非稼働想定	非稼働想定
福島第二4号機	1,100	非稼働想定	非稼働想定	
中部電力	浜岡3号機	1,100	再稼働想定	流動的
	浜岡4号機	1,137	再稼働想定	稼働想定
	浜岡5号機	1,380	再稼働想定	稼働想定
北陸電力	志賀1号機	540	非稼働想定	非稼働想定
	志賀2号機	1,206	流動的	流動的
関西電力	高浜1号機	826	合格済	稼働想定
	高浜2号機	826	合格済	稼働想定
	高浜3号機	870	合格済・運転停止仮処分	流動的
	高浜4号機	870	合格済・運転停止仮処分	流動的
	大飯1号機	1,175	流動的	流動的
	大飯2号機	1,175	流動的	流動的
	大飯3号機	1,180	再稼働想定	稼働想定
	大飯4号機	1,180	再稼働想定	稼働想定
	美浜1号機	340	廃炉	廃炉
	美浜2号機	500	廃炉	廃炉
	美浜3号機	826	合格済	稼働想定

	発電所	設備容量(MW)	再稼働判定	2030年時点
四国電力	伊方1号機	566	廃炉	廃炉
	伊方2号機	566	流動的	流動的
	伊方3号機	890	合格・再稼働済	稼働想定
九州電力	玄海1号	559	廃炉	廃炉
	玄海2号	559	流動的	流動的
	玄海3号	1,180	合格見通し	稼働想定
	玄海4号	1,180	合格見通し	稼働想定
	川内1号	890	合格・再稼働済	流動的
電源開発	川内2号	890	合格・再稼働済	流動的
	大間	1,383	稼働想定	稼働想定
日本原子力発電	東海第二	1,100	再稼働想定	流動的
	敦賀1号機	357	廃炉	廃炉
	敦賀2号機	1,160	非稼働想定	非稼働想定

	2020年頃	2030年時点
稼働	30.4GW	21.1GW
流動的	7.4GW	16.7GW
非稼働・廃炉	13.8GW	13.8GW

原発の実績設備利用率は累積では概ね70%に収斂。ただし、今後は従前と比べ定期検査の長期化等による設備利用率低下の可能性もなくはない

炉年経過に伴う累積設備利用率の変化(全ユニット)



出所:「原子力施設運転管理年報」よりA.T. カーニー分析

稼働原発の下限は稼働可能性が高いもの、上限には流動的と判断されるものを加えると、2030年時点の原発比率は12%-22%と想定される  
(政府方針では20-22%)

原発の稼働容量の見立て(再掲)

		2030年時点
稼働	21.1GW	↓ 下限 ↑ 上限
流動的	16.7GW	
非稼働・廃炉	13.8GW	

年間発電電力量の試算(2030年)

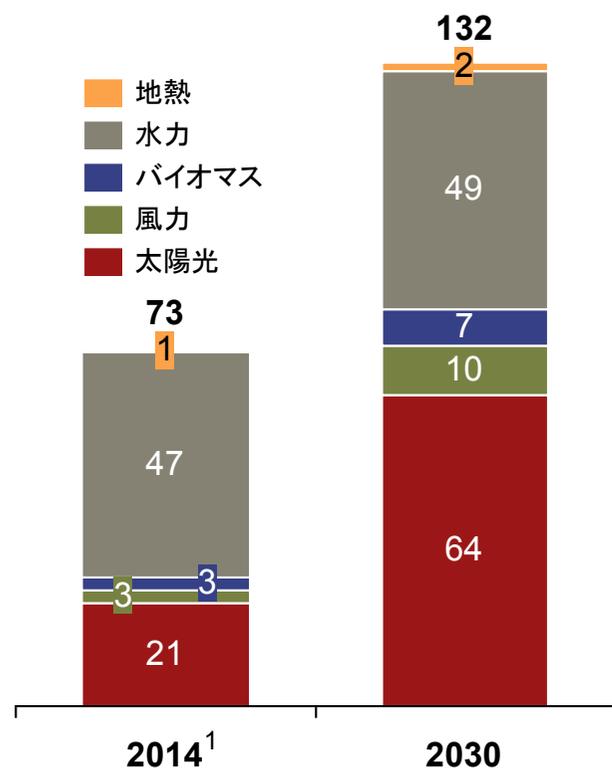
	稼働下限	稼働上限
設備容量	21.2GW	~ 37.9GW
設備利用率	70%	
発電電力量	115.6 TWh/年	~ 232.3TWh/年
発電シェア <sup>1</sup>	10.7%	~ 21.5%

1. 本研究会で想定する2030年度の総発電電力量(10,815億kWh)に占める比率  
出所: 日本原子力技術協会、A.T. カーニー分析

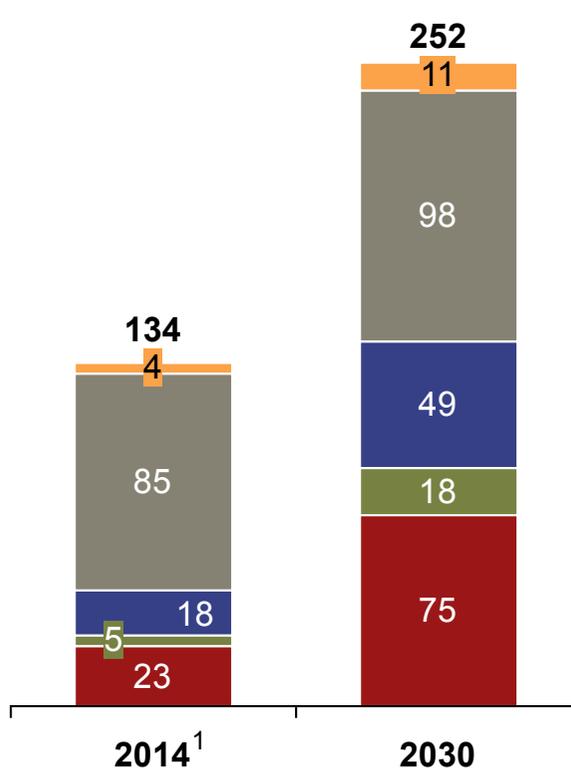
## 発電ミックスにおける再エネ電源比率の見立て

政府は2030年における再生可能エネルギーのシェアを22-24%と想定。  
導入容量の合計は132GW(太陽光: 64 GW、風力: 10GW、水力: 49 GW)

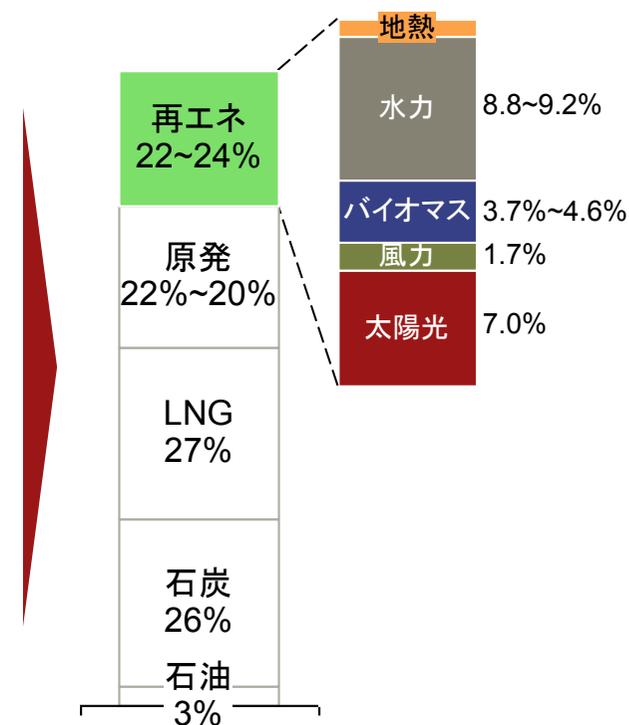
発電容量 (GW)



発電電力量<sup>2</sup> (TWh)



各電源のシェア



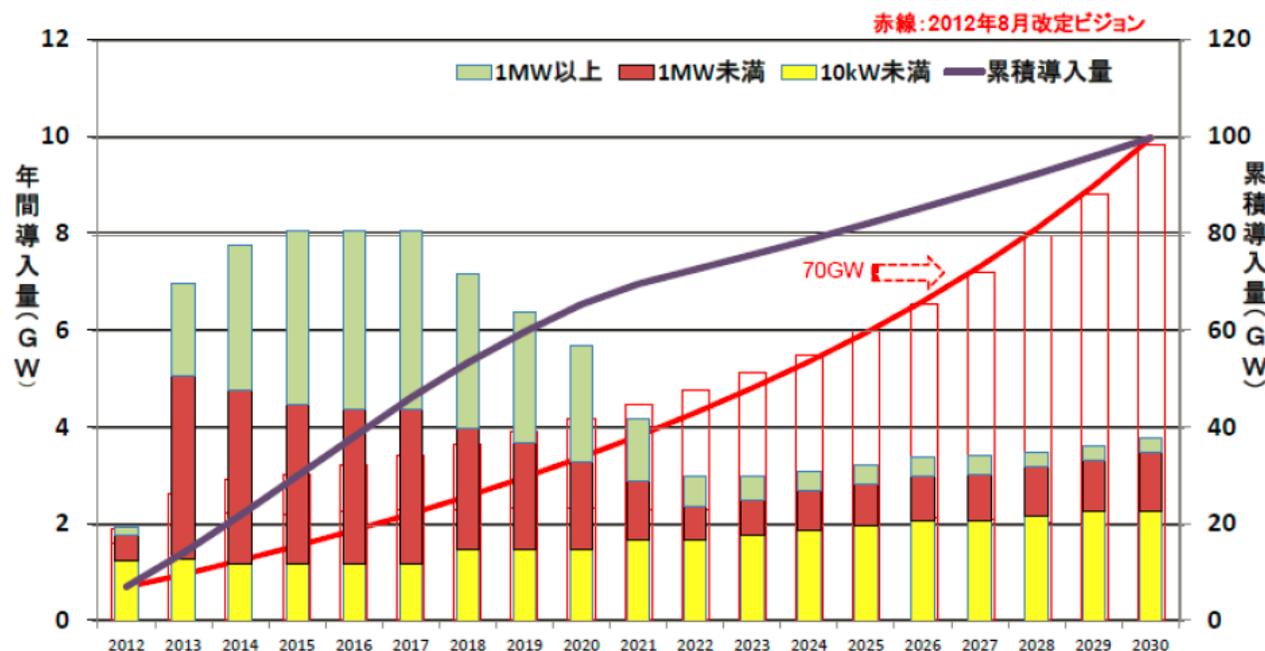
1. 長期エネルギー需給見通しに記載の既存導入量を2014として記載

2. 長期エネルギー需給見通しに発電電力量の記載が無かったものに対しては、以下の通り稼働率を設定。地熱 80%、風力 20%、太陽光(住宅) 12%、太陽光(非住宅) 13%

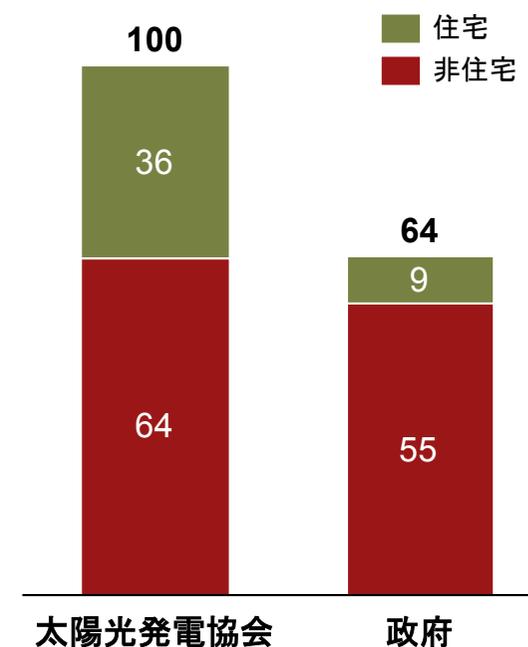
出所: 長期エネルギー需給見通し(2015年7月、経済産業省)

しかし、太陽光発電協会は政府の導入量目標(64GW)を大きく超える  
100GWの導入を見通しており、その大きな違いは家庭用太陽光の導入量

### 太陽光発電協会による導入量推移の見立て



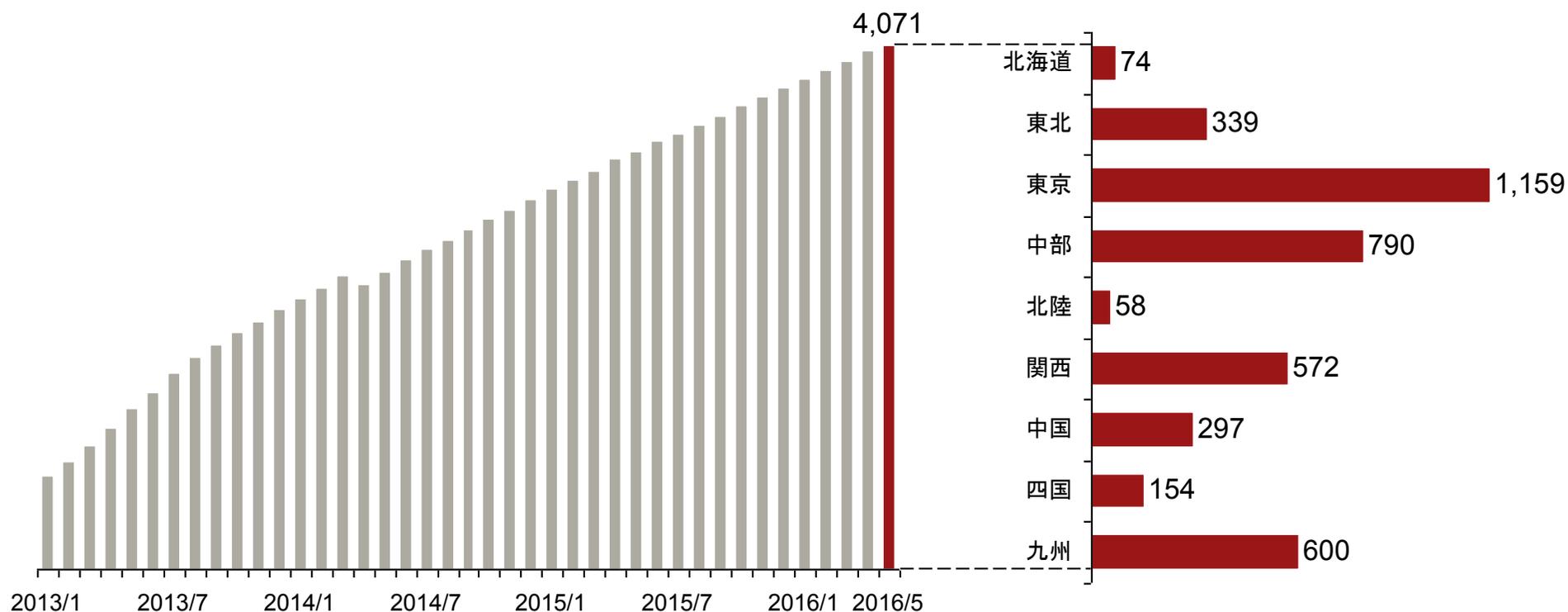
### 2030年時点の設備容量 (GW)



太陽光発電協会の見通しは、ある程度リーズナブルなものと考えられる。非住宅用太陽光は政府見通しとも概ね同水準であり、家庭用太陽光の導入量で幅を出してはどうか

家庭用太陽光の導入量は既に4GW超に達しており、今後の系統電力  
価格次第では政府目標を超えて導入が進んでもおかしくない水準

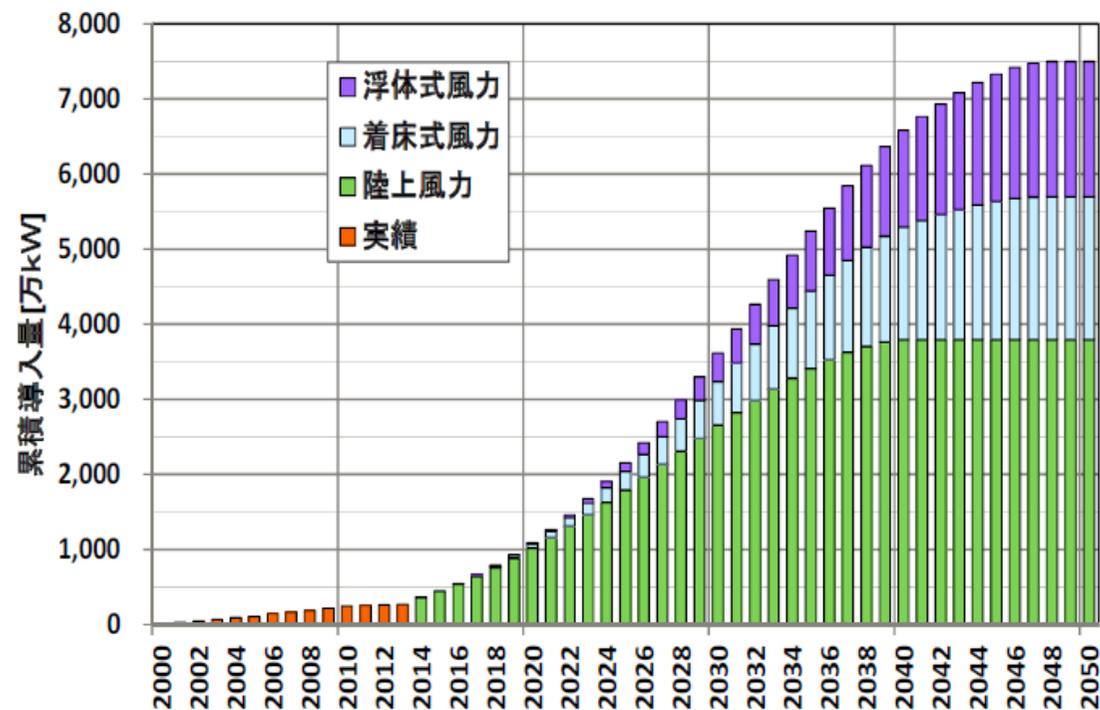
固定価格買取制度における家庭用太陽光の導入状況(MW)



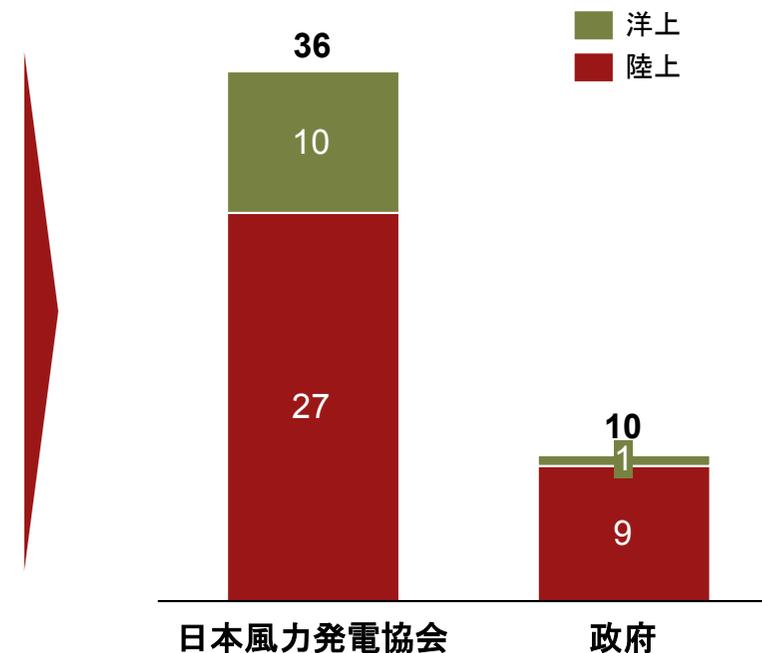
家庭用太陽光のグリッドパリティの可能性、また政策的なZEH/ZEBの推進の可能性等を  
考慮すると、太陽光発電協会の見立てを上限として想定する一定の蓋然性はあるのでは

他方、日本風力発電協会も政府の導入量目標(10GW)を大きく超える  
36GWの導入を見通しており、陸上・洋上のいずれも政府目標を大幅超過

日本風力発電協会による導入量推移の見立て



2030年時点の設備容量(GW)



陸上風力は環境アセス簡易化・系統容量拡大等による、導入拡大の可能性もあるが、洋上風力は技術的課題も多く、現時点では陸上風力のみ拡大を想定するのが妥当では

再エネは、政府がFIT等の政策手段で導入量をコントロール可能なことにも鑑み、政府方針を下限、更に上振れする可能性を上限と想定

年間発電電力量の試算(2030年)

	太陽光発電		非家庭用		風力発電	
	家庭用 導入上限	導入下限	導入上限	導入下限	導入上限	導入下限
設備容量	36.4GW	~ 9.0GW	63.7GW	55.0GW	27.4GW	~ 10.0GW
設備利用率	12%		13%		24%	
発電電力量	38.3TWh/年 ~ 9.4TWh/年		72.5TWh/年 ~ 62.6TWh/年		57.6TWh/年 ~ 21.0TWh/年	
	<b>太陽光・風力 合計発電量</b>				168.5TWh ~ 93.1TWh	
	その他再エネ 発電量				158.7TWh ~ 143.8TWh	
	<b>再エネ発電量</b>				327.1TWh ~ 236.9TWh	
	<b>太陽光・風力 合計シェア<sup>1</sup></b>				30.2% ~ 21.9%	

1. 本研究会で想定する2030年度の総発電電力量(10.815億kWh)に占める比率  
出所: A.T. カーニー分析

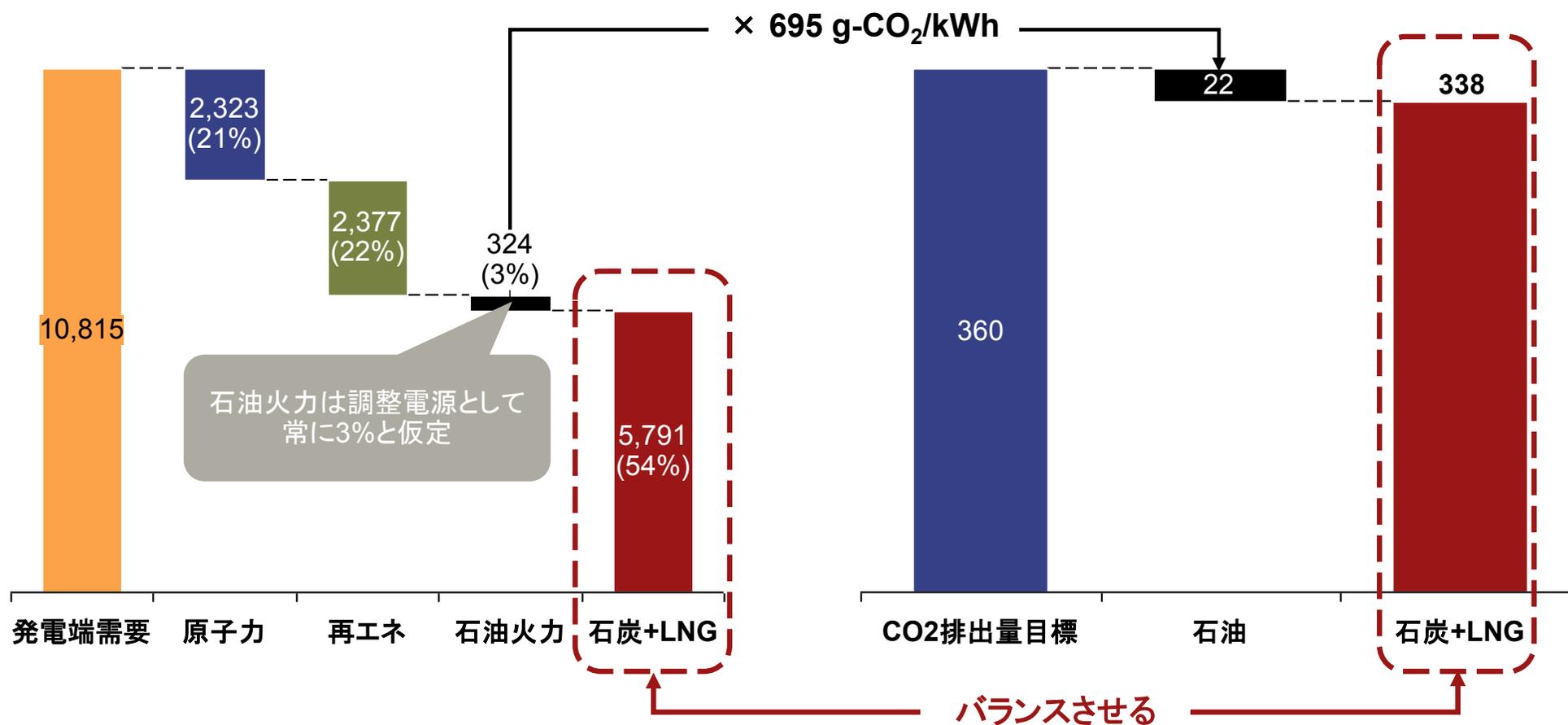
## 発電ミックスにおける火力電源比率の見立て

石炭・LNG火力の発電量は、他電源の残渣として規定。この発電量とCO<sub>2</sub>排出量をバランスさせることで、石炭・LNG火力それぞれのシェアを導出

### CO<sub>2</sub>排出量目標と発電電力量の整合(例)

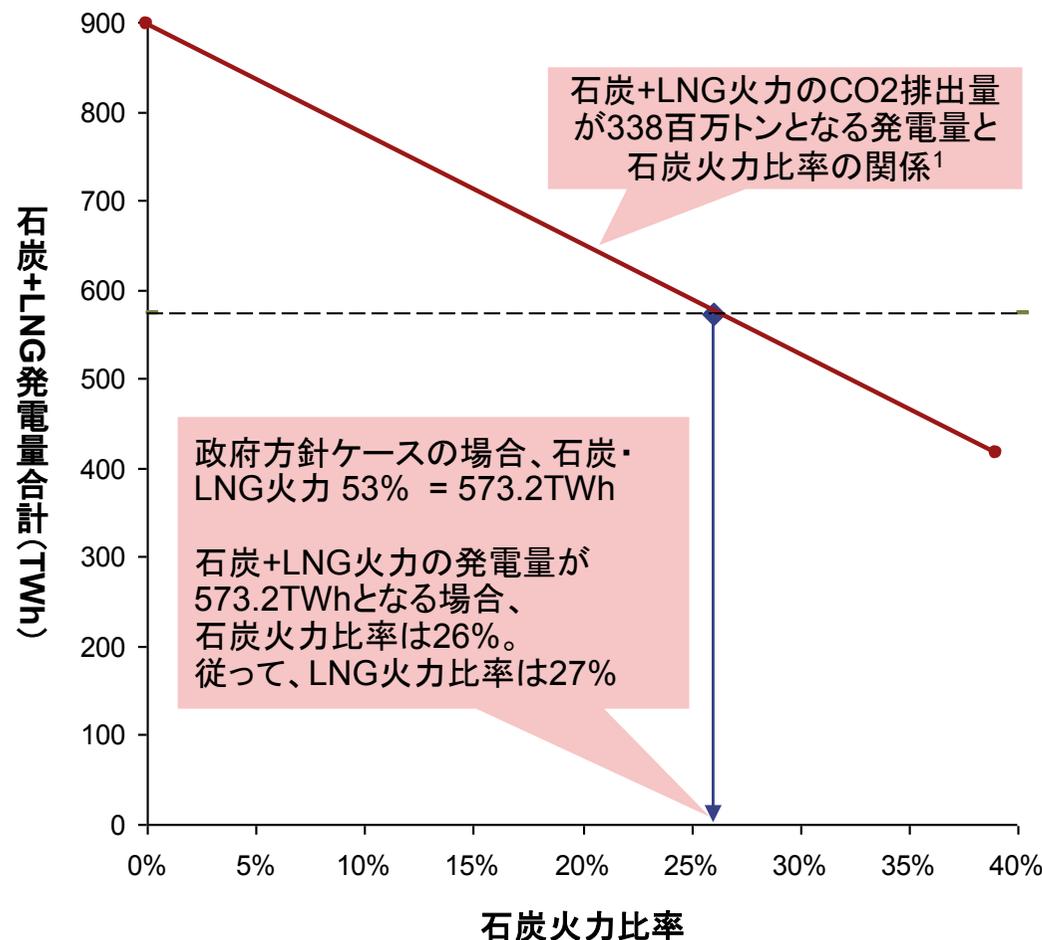
発電量(発電端)の内訳(億kWh)

CO<sub>2</sub>排出量(百万t-CO<sub>2</sub>)



# 石炭・LNG火力によるCO<sub>2</sub>排出量と発電電力量が決まると、それぞれのCO<sub>2</sub>排出係数より石炭・LNG火力の比率が導出される

## CO<sub>2</sub>排出量に規定される石炭・LNG火力比率の試算例



• 以下の方程式を解く

-  $E_{C+L} = G_C \cdot EF_C + G_L \cdot EF_L$   
 -  $G_{C+L} = G_C + G_L$

→  $G_{C+L} = - G_{ALL} (EF_C - EF_L) GS_C + E_{C+L} / EF_L$

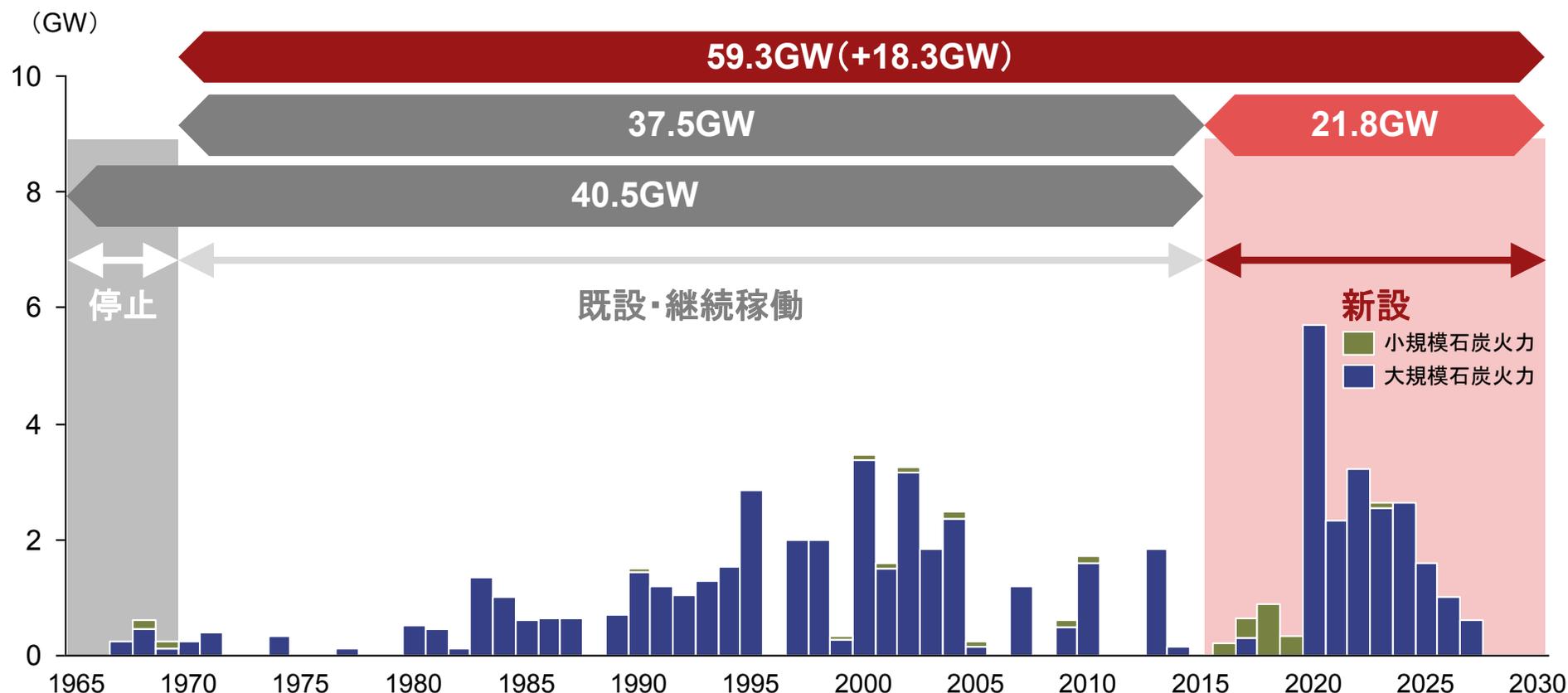
• 記号定義

- 石炭・LNG火力のCO<sub>2</sub>排出量:  $E_{C+L}$
- CO<sub>2</sub>排出係数
  - 石炭火力:  $EF_C$  (=810 g-CO<sub>2</sub>/kWh)
  - LNG火力:  $EF_L$  (=376 g-CO<sub>2</sub>/kWh)
- 総発電量:  $G_{ALL}$
- 石炭・LNG火力の発電量:  $G_{C+L}$  (=  $G_C + G_L$ )
- 石炭火力発電量:  $G_C$
- LNG火力発電量:  $G_L$
- 石炭火力発電量シェア:  $GS_C$  (=  $G_C / G_{ALL}$ )
- LNG火力発電量シェア:  $GS_L$  (=  $G_L / G_{ALL}$ )

1. 石炭火力のCO<sub>2</sub>排出係数 810 g-CO<sub>2</sub>/kWh、LNG火力のCO<sub>2</sub>排出係数 376 g-CO<sub>2</sub>/kWhとした場合の試算  
 出所: 電気事業連合会HP等より、A.T. カーニー 分析

2030年における石炭火力発電所の容量は、仮に全ての公表された建設計画が実際に稼働した場合、現状より18.3GW増加、計59.3GWに達する

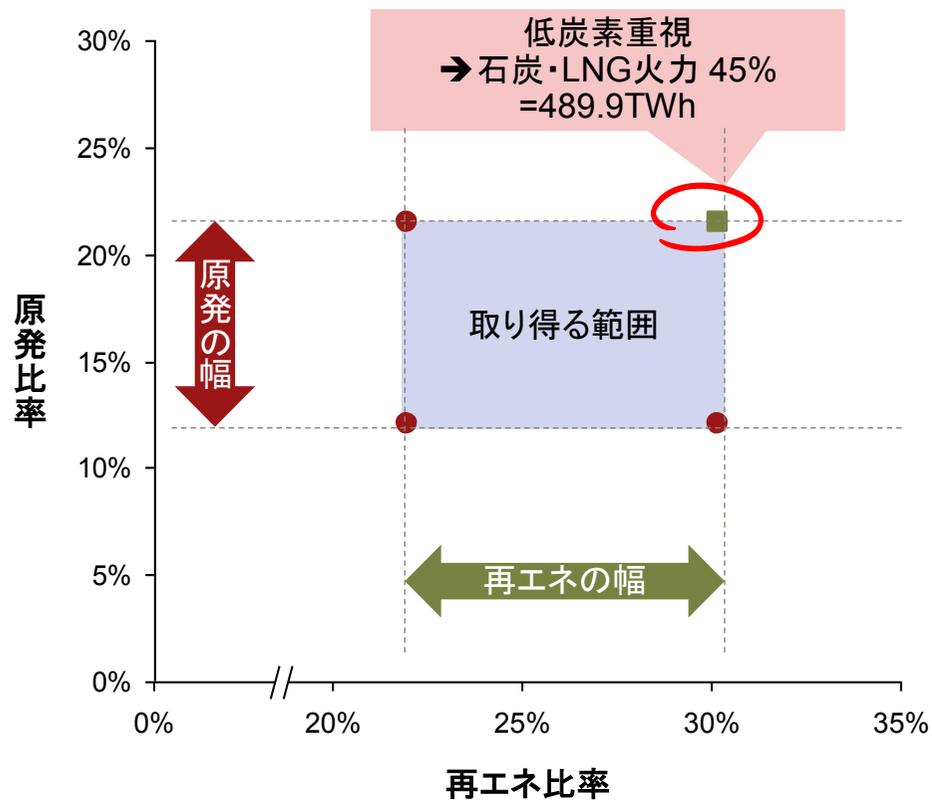
### 2030年における石炭火力発電の運転開始年別発電容量



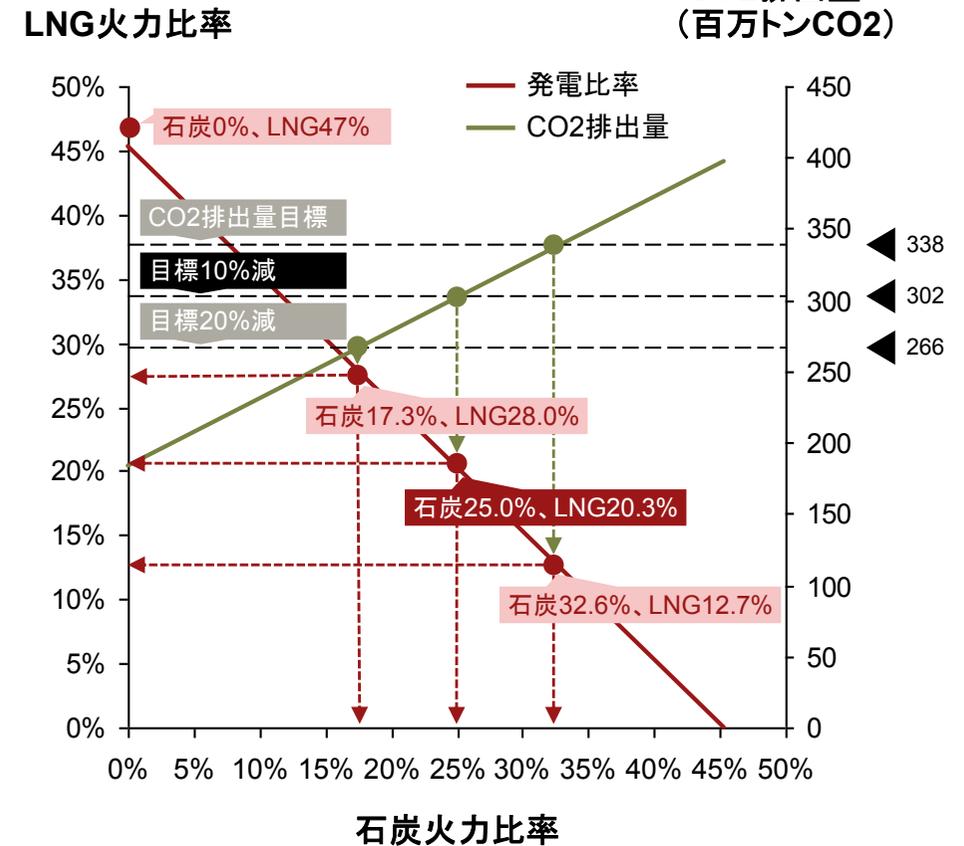
ただし、発電ミックス次第では、これら石炭火力が全て高稼働率で運転されるのではなく、一定の稼働抑制等や、早期運転停止がなされる可能性もある

原発・再エネが共に上限にあるとき、CO2排出量目標を前提とすると石炭比率は33%まで許容可能。但し、ミックスの志向は“低炭素重視”にあると考えられ経済性も考慮し、CO2排出量10%減の石炭比率25%・LNG比率20%を想定

### 原発・再エネの発電比率オプション範囲



### CO<sub>2</sub>排出量に規定される石炭・LNG火力比率<sup>1</sup>



1. 石炭火力のCO2排出係数 810 g-CO2/kWh、LNG火力のCO2排出係数 376 g-CO2/kWhとした場合の試算  
出所: A.T. カーニー分析

## 発電コストのシミュレーション

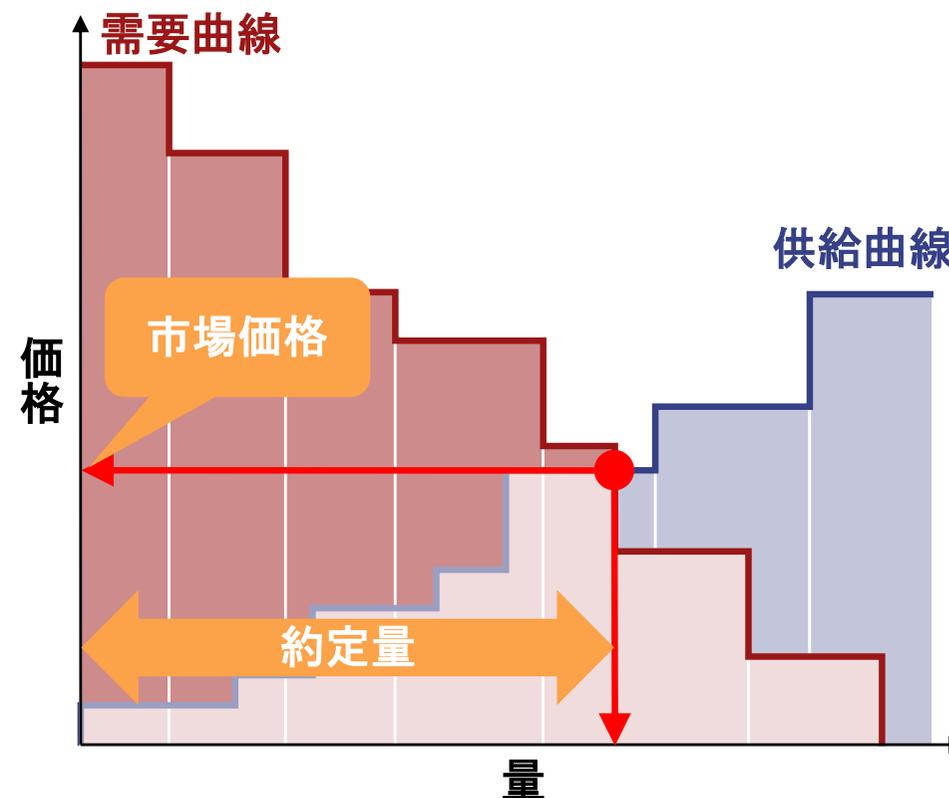
自由化の進展を想定すると、卸電力価格は従来の総括原価方式的なものから、需給に基づく市場原理が規定するようになることが想定される

市場原理による価格決定の原則

一物一価

需給が価値を決定

価格決定メカニズムの考え方

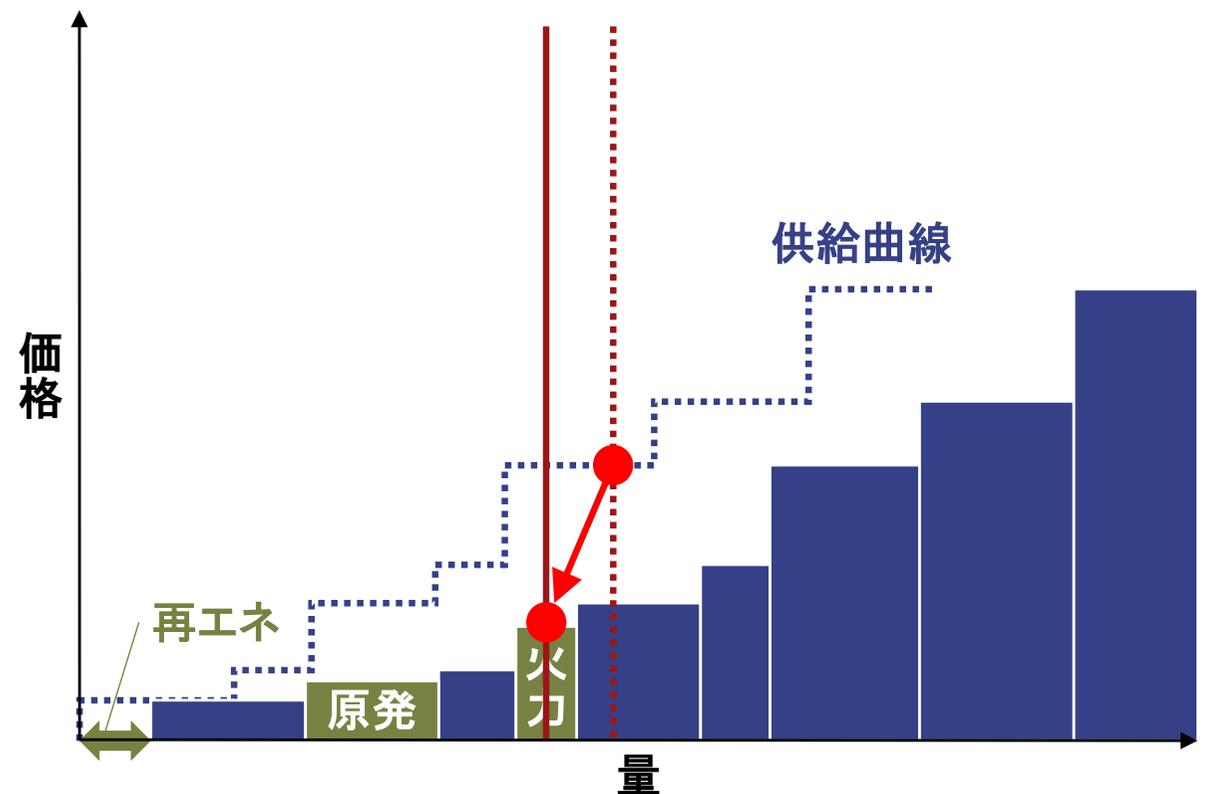


需要を充たすのに必要な“最後の電源”が価格を決定する

市場原理が卸電力価格を規定する場合、発電ミックスの変化や需要量の変化が、直接的に卸電力価格に影響を与えるようになる

- A** 原発再稼働
- B** 火力発電の新增設  
(+資源価格の変動)
- C** 再エネの増加
- D** 需要の変動

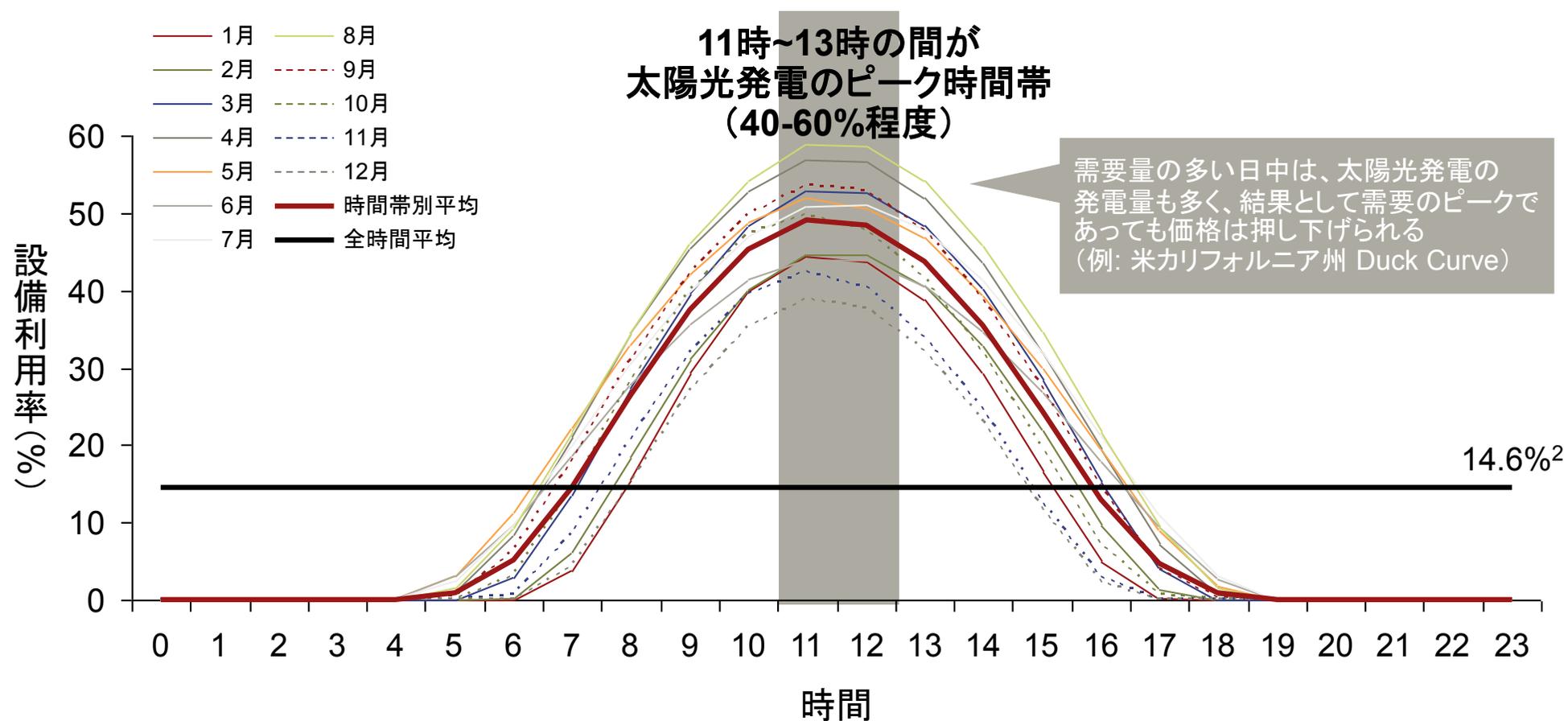
価格決定メカニズムの考え方



電源ミックスの変化だけでなく、こうした市場原理に基づく卸電力価格と総括原価方式に基づく電力価格はどの程度異なるか

特に太陽光等の自然変動電源の増加により、発電ミックスは各電源の設備容量・競争力だけでなく、季節・時間帯によっても異なる

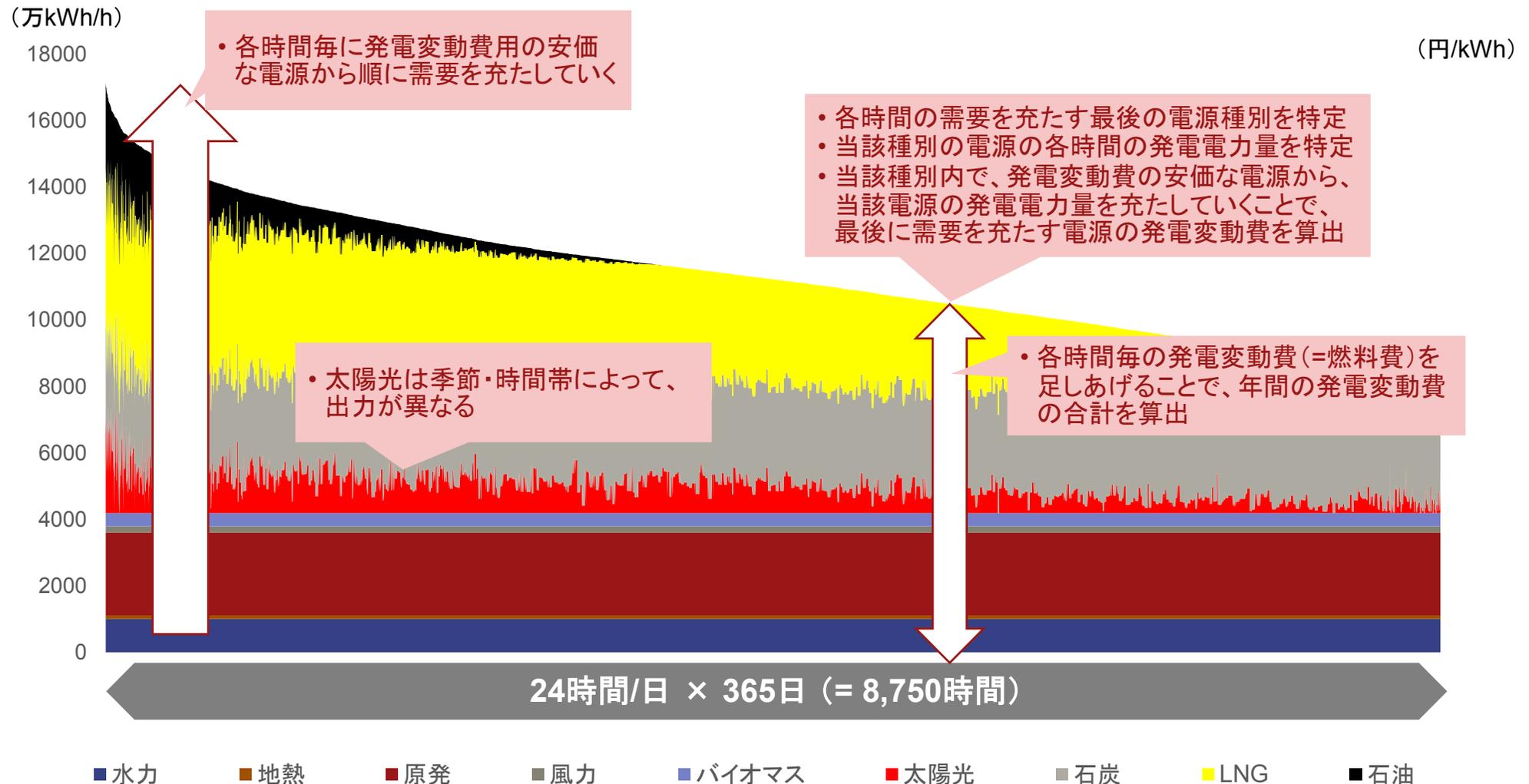
### 月別・時間帯別の太陽光発電設備利用率<sup>1</sup>



1. 各都道府県(除、沖縄県)の県庁所在地における平均年の日別・時間帯別の日射量(水平面・全天日射量)、一般電気事業者の太陽光発電の設備利用率(2011年度~2013年度の月別平均)より算出  
 2. 一般電気事業者の太陽光発電の設備利用率実績(2011年度~2013年度の平均)  
 出所: 電力調査統計、NEDO日射量データベース、よりA.T. Kearney作成

各時間毎の需要を充たす電源を発電変動費の安価な電源から積み上げることで、各時間の市場原理に基づく卸電力価格、燃料費合計を算出

政府の発電ミックス方針に基づくDuration Curve分析(2030年想定)



## 参考) 各関連費目の算定方法

卸電力価格	<ul style="list-style-type: none"><li>各時間別の需要を充たす最後の電源の発電変動費(=燃料費)を特定し、当該発電変動費を当該時間における卸電力価格として算出</li></ul>
燃料費	<ul style="list-style-type: none"><li>各時間別の電源種別毎の発電電力量を特定し、火力発電について、各電源種別内で当該発電電力量を充たす場合に稼働する電源を発電変動費(=燃料費)の安価なもの(=熱効率の良いもの)から順に充たした場合の、合計発電変動費(=燃料費)を算出</li><li>なお、2030年時点の資源価格は世界銀行予測、IEA予測を利用し算出</li></ul>
償却費	<ul style="list-style-type: none"><li>既存の発電所および新設発電所を積み上げ、各電源の運転開始年を起点に償却が進むとし、2030年時点の償却済み、償却未済の設備容量を算出</li><li>積み上げた設備容量が発電ミックスによる発電量(ピーク)を充たせない場合は、更に新設がなされるものと仮定</li><li>設備容量当りの償却単価は、発電コスト検証WGの諸元に従い算定し、年間に必要となる償却費の合計を算出</li></ul>
運用固定費	<ul style="list-style-type: none"><li>人件費、修繕費、諸費、業務分担費を運用固定費とし、各電源の設備利用率の程度によらず、少しでも稼働する電源の合計設備容量に対し、設備容量当りの運用固定費単価を乗じて合計を算出</li><li>設備容量当りの運用固定費単価は、発電コスト検証WGの諸元に従い算定</li></ul>
FiT買取価格	<ul style="list-style-type: none"><li>政府による2030年時点の再エネ導入量及びFiT買取価格合計の見通しより、種類別のFiT買取価格単価を算出。導入量の総量が異なっても、導入年比率は相似形を仮定し、単価は同水準と仮定</li><li>各種類別の発電電力量にFiT買取単価を乗じることで、FiT買取価格の合計を算出</li></ul>
FiT回避可能原価	<ul style="list-style-type: none"><li>回避可能原価の単価は、卸電力価格を参照するとし、各時間別の再エネ発電電力量に各時間別の卸電力価格を乗じて足しあげること、FiT回避可能原価の合計を算出</li></ul>
FiT賦課金	<ul style="list-style-type: none"><li>需要家負担として回収されるFiT賦課金は、FiT買取価格よりFiT回避可能原価を引くことで算出</li></ul>

## 参考) 資源価格の算出ロジック

### <共通>

#### 2016年~2025年:

- 直近の原油安等も反映させた、外部機関の最新の予測値として世界銀行が2016年10月19日に発表した資源価格の予測値 (World Bank Commodities Price Forecast) を用いて推計

#### 2026年~2040年:

- 長期の見立てを行っているIEA World Energy Outlook (WEO) 2015のNew Policy Scenario (NPS) の価格トレンドを用いて推計

#### 2041年~2070年:

- 2016年~2040年の推計値を元に、対数単回帰分析により推計

### <石炭価格>

- 世界銀行の石炭価格の予測値は豪州石炭が対象だが、発電の燃料となる一般炭の日本輸入価格と豪州石炭価格には相関があり、過去実績に基づき相関式を導出
  - 日本輸入価格 =  $1.28 \times \text{豪州石炭価格} + 5.14$  ( $R^2=0.89$ )

### <LNG価格>

- 世界銀行の予測値のうち日本LNGを使用

### <石油価格>

- 世界銀行の石油スポット価格の予測値は、Brent、Dubai、WTI (West Texas Intermediate) の価格の単純平均
- 日本の石油輸入価格と石油スポット価格には相関があり、過去実績に基づき相関式を導出
  - 日本輸入価格 =  $1.05 \times \text{石油スポット価格} + 1.31$  ( $R^2=0.97$ )

## 参考) 今回のシミュレーションでは考慮できてない主要要素

- 現時点で計画にない新設電源による影響  
→ *設備過剰と卸売価格低下の可能性がある*
- 間歇・変動性再生可能エネルギーの拡大に伴う、バックアップ電源の維持費用、系統強化費用  
→ *再生可能エネルギーのウエイトが高い電源ミックスにおいて全体コストを押し上げる*
- 同上、容量メカニズムに要する費用  
→ *再生可能エネルギーのウエイトが高い電源ミックスにおいて全体コストを押し上げる*
- 原子炉の廃炉費用  
→ *原子力のウエイトが高い電源ミックスにおいて全体コストを押し上げる*
- 短期的な、天候・資源価格・為替変動  
→ *電力市場の高騰もしくは暴落をもたらす*
- 各電源立地・連系線容量不足などによる系統制約  
→ *市場分断も寄与してのコストアップ*
- 各発電所の定期メンテナンス時期の最適化  
→ *コスト削減*

ミックスの違いにより、燃料費合計が大きくとも、卸電力売上の合計が小さくなる場合がある(但し、FIT関連費用等により、発電コストが小さいとは限らない)

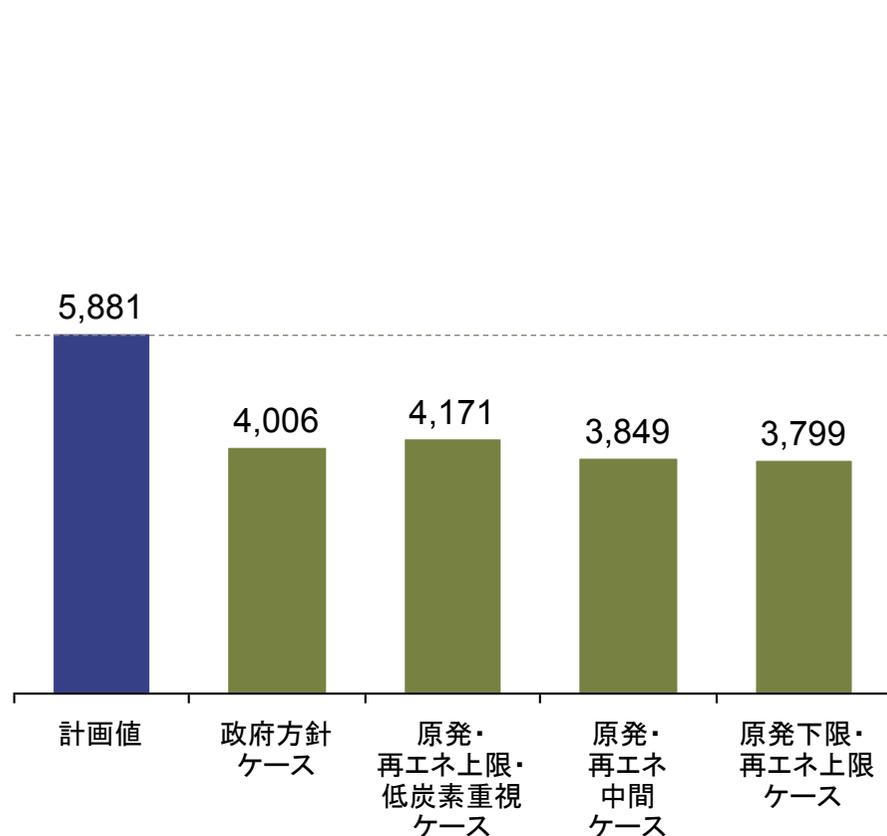
### 市場価格・燃料費

	政府方針 ケース	原発・再エネ中間ケース	原発・再エネ上限・ 低炭素重視ケース	原発下限・ 再エネ上限ケース
卸市場価格	7.54円/kWh	7.61円/kWh	7.09円/kWh	7.59円/kWh
(参考) 合計卸売上	8.15兆円	8.23兆円	7.66兆円	8.21兆円
燃料費単価	4.38円/kWh	4.53円/kWh	4.02円/kWh	4.61円/kWh
燃料費合計	47,416億円	48,938億円	43,417億円	49,830億円
石炭	9,059億円	8,687億円	8,698億円	8,509億円
LNG	21,320億円	23,162億円	15,852億円	23,995億円
石油	5,091億円	5,091億円	5,091億円	5,091億円
バイオマス	8,539億円	9,281億円	10,288億円	10,288億円
原子力	3,407億円	2,717億円	3,488億円	1,947億円

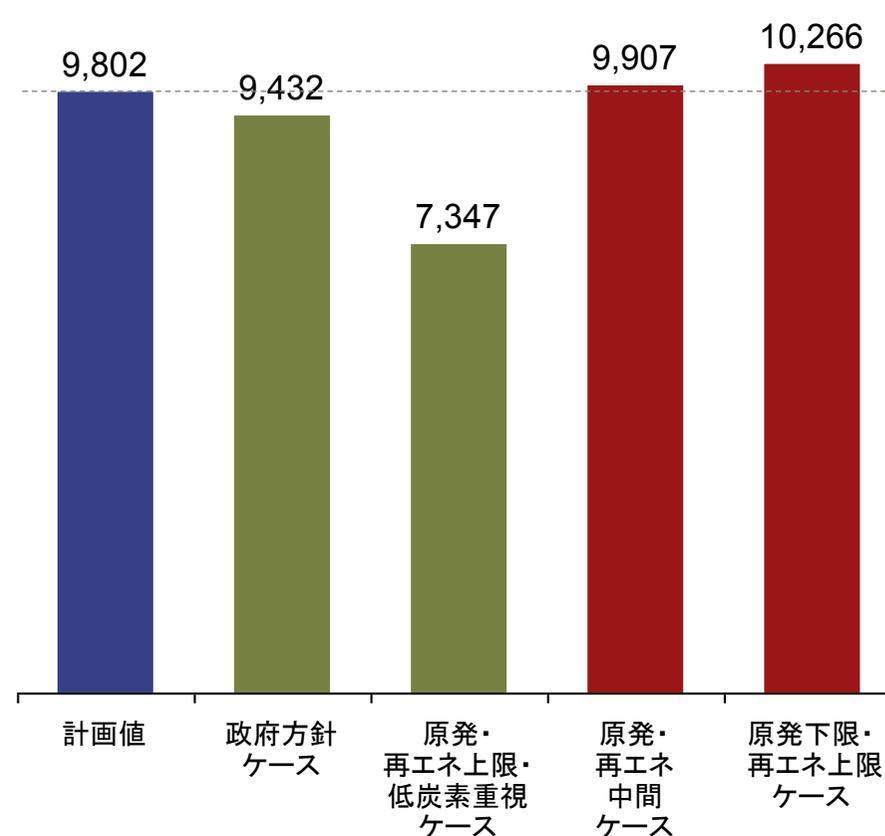
現状計画通りに建設が進むと、石炭火力は2030年断面において必要量以上の設備容量を持つ一方、LNG火力は場合によっては不足する

各シナリオにおいて必要とされる設備容量(万kW)

石炭火力



LNG火力



市場価格が低いと回避可能原価が低くなり、FiT買取額が同額であっても、FiT賦課金は高くなる

FiT関連(買取額・回避可能原価・賦課金)

	政府方針 ケース	原発・再エネ中間ケース	原発・再エネ上限・ 低炭素重視ケース	原発下限・ 再エネ上限ケース
賦課金単価	2.05円/kWh	2.57円/kWh	3.50円/kWh	3.31円/kWh
回避可能単価	1.70円/kWh	1.94円/kWh	2.04円/kWh	2.22円/kWh
買取単価	3.75円/kWh	4.51円/kWh	5.54円/kWh	5.53円/kWh
回避可能原価	1.84兆円	2.09兆円	2.20兆円	2.40兆円
買取額合計	4.06兆円	4.87兆円	5.98兆円	5.98兆円
水力	2,347億円	2,386億円	2,440億円	2,440億円
地熱	1,854億円	1,921億円	2,013億円	2,013億円
太陽光	23,700億円	28,082億円	34,026億円	34,026億円
風力	5,961億円	9,073億円	13,294億円	13,294億円
バイオマス	6,695億円	7,277億円	8,066億円	8,066億円

参考) FiTの買取額は、政府の2030年時点の導入量並びに買取額より、平均買取額を算出し、再エネ増減は採用

	導入量	買い取り額
地熱	102~113億kWh	0.17~0.20兆円
水力	939~981億kWh	0.19~0.29兆円
バイオマス	394~490億kWh	0.63~0.83兆円
風力	182億kWh	0.42兆円
太陽光	749億kWh	2.3兆円
		3.72~4.04兆円



買取平均単価	採用買取額
16.67~17.70円/kWh	17.18円/kWh
2.02~2.96円/kWh	2.49円/kWh
15.99~16.94円/kWh	16.46円/kWh
23.08円/kWh	23.08円/kWh
30.71円/kWh	30.71円/kWh

シミュレーションの結果は平均コスト10円/kWh弱から13円/kWh弱程度の間の幅を持つこととなった。政府方針ケースは、各シナリオ内で最安、またシナリオBでは、総じてシナリオAよりもコスト安の結果となった

まとめ

	政府方針 ケース	原発・再エネ中間ケース	原発・再エネ上限・ 低炭素重視ケース	原発下限・ 再エネ上限ケース
<b>シナリオA計</b>	<b>10.93円/kWh</b>	<b>11.74円/kWh</b>	<b>12.35円/kWh</b>	<b>12.85円/kWh</b>
燃料費	4.38円/kWh	4.53円/kWh	4.02円/kWh	4.61円/kWh
減価償却費	0.83円/kWh	0.84円/kWh	0.83円/kWh	0.87円/kWh
運用固定費	1.76円/kWh	1.67円/kWh	1.78円/kWh	1.64円/kWh
FiT回避可能原価	1.70円/kWh	1.94円/kWh	2.04円/kWh	2.22円/kWh
FiT賦課金	2.05円/kWh	2.57円/kWh	3.50円/kWh	3.31円/kWh
事業報酬	0.20円/kWh	0.20円/kWh	0.19円/kWh	0.21円/kWh
<b>シナリオB計</b>	<b>9.59円/kWh</b>	<b>10.18円/kWh</b>	<b>10.59円/kWh</b>	<b>10.90円/kWh</b>
卸市場価格	7.54円/kWh	7.61円/kWh	7.09円/kWh	7.59円/kWh
FiT賦課金	2.05円/kWh	2.57円/kWh	3.50円/kWh	3.31円/kWh

## シミュレーション結果から得られる示唆

政府方針ケースは、ミックスとしては最安だが、シナリオB(マーケットベース)は、総じてシナリオA(コスト積上げ)よりもコスト安となり、シナリオBの原発下限・再エネ上限ケースはシナリオAの政府方針ケースを下回る

まとめ

	政府方針 ケース	原発・再エネ中間ケース	原発・再エネ上限・ 低炭素重視ケース	原発下限・ 再エネ上限ケース
シナリオA計	10.93円/kWh	11.74円/kWh	12.35円/kWh	12.85円/kWh
燃料費	8.55円/kWh	8.55円/kWh	8.62円/kWh	8.61円/kWh
減価償却費	0.83円/kWh	0.84円/kWh	0.83円/kWh	0.87円/kWh
運用固定費	0.76円/kWh	0.67円/kWh	0.78円/kWh	0.64円/kWh
FIT回避可能原価	0.70円/kWh	0.94円/kWh	0.04円/kWh	0.22円/kWh
FIT賦課金	0.05円/kWh	0.57円/kWh	0.50円/kWh	0.31円/kWh
事業報酬	0.20円/kWh	0.20円/kWh	0.19円/kWh	0.21円/kWh
シナリオB計	9.59円/kWh	10.18円/kWh	10.59円/kWh	10.90円/kWh
卸市場価格	7.34円/kWh	7.61円/kWh	7.09円/kWh	7.59円/kWh
FIT賦課金	2.05円/kWh	2.57円/kWh		

シナリオBでは、マージナル電源がガス火力になる時間帯が多くなるだけなので、シナリオAに比べ、ミックス変化に対する感度は低い

但し、原発下限・再エネ上限ケースや原発・再エネ上限・低炭素重視ケースにおいて、シナリオAからシナリオBにシフトした場合の需要家負担の軽減は、事業者の収益悪化でしかなく、その額は2兆円前後に及ぶ

- 同じ電源ミックスであれば、シナリオA・Bともに同額の発電コストが生じる。実際にはシナリオBでは事業者はAより激しい競争に晒されるため、コスト削減努力もなされると期待されるが、15%前後に及ぶコスト削減などでの吸収は容易でない
- シナリオA・Bとも、広域Meritオーダーは双方ともに実現しているものとしてシミュレーションしており、地域間での競争益の一部は織り込み済みである。シナリオBにおいては、レントを拡大すべくMeritオーダー上左に位置する発電所を中心にオペレーション改善を図る以外に打つ手はない
- 他方、燃料費見合いでの入札を前提とするシナリオBにおいて、Meritオーダー上劣位にある天然ガス火力発電所だけを見ればコスト削減の有無に拘わらず固定費回収は困難化するため、発電所単位での減損や売却を余儀なくされかねない
- 但し、キャッシュベースでは利益が出るため、理論的には減損・売却後、その発電所がただちに閉鎖されることはなく、すぐに供給不安に陥るわけではない。しかし、そうした市場環境が続く限り、ガス火力等マージナル電源に再投資はなされ得ず、所謂ミッシングマネー問題が顕在化し、やがては供給不安に至ることには変わりない

長期的に見れば、供給力確保が担保され得ないことを意味する

## 供給力確保のために容量メカニズムを導入するにせよ、いずれ地方や家庭用需要などでは分散電源優位になる可能性がある

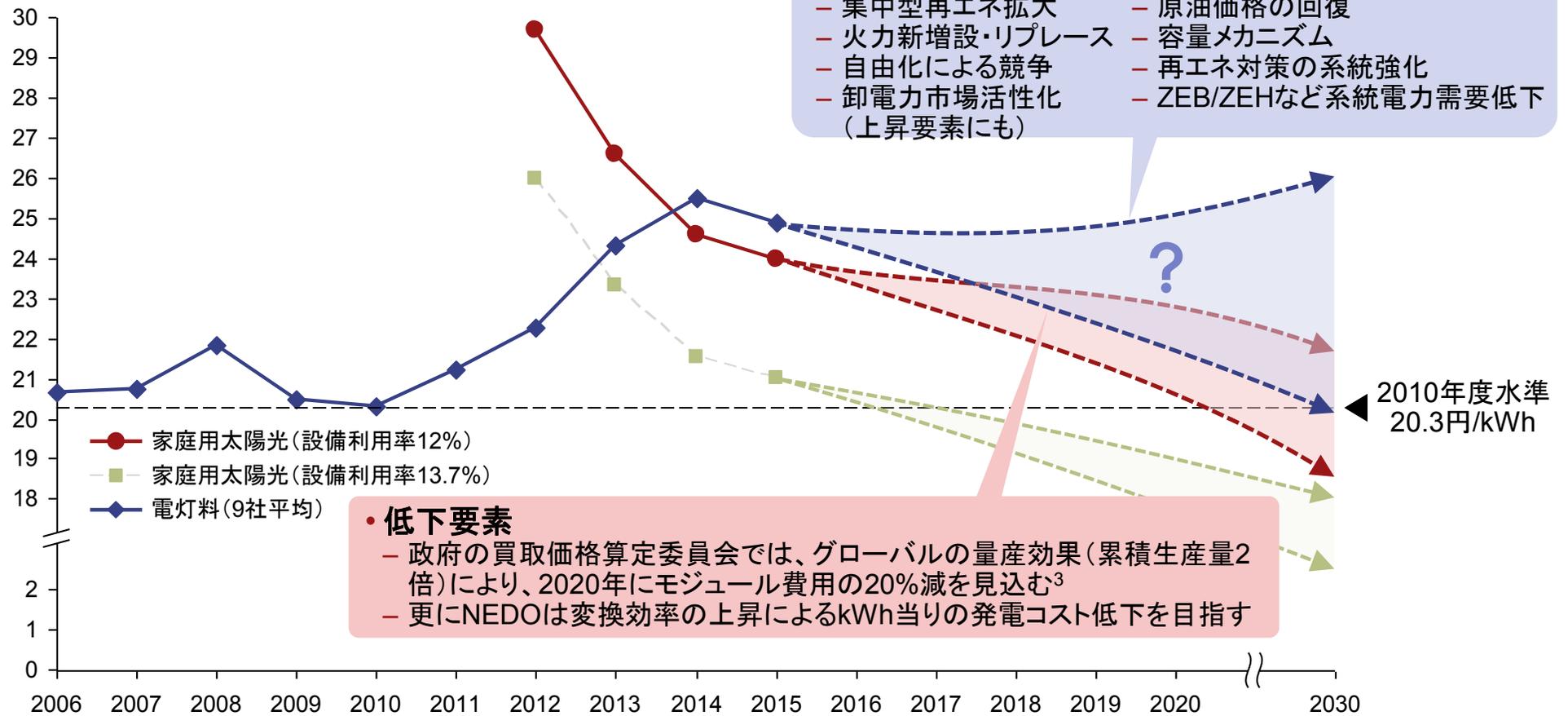
- こうした状態に陥ることを未然に防ぐべく、昨今議論が為されている容量メカニズムを導入するののも一つのオプションとなる。但し、手厚い容量メカニズムを導入すると、需要家負担は、シナリオAに近づくばかりか、エネルギー市場でのレントの存在のため、容量メカニズムの設計次第ではシナリオAを超えることもありうる
- 他方、我が国の分散型太陽光発電のLCOE(平均的発電単価)は既に小売料金と並ぶ水準とも考えられ、更なる低廉化も想定される。手厚い容量メカニズムの導入は、グリッドパリティの達成を早め、既存電力会社の系統電力の競争力低下に拍車をかけることにもなりかねない。特に、原発比率が低い電源ミックスでは、系統電力の発電コストが相対的に高くなり、分散型太陽光に対しコスト競争力を弱める
- 分散型電源の拡大も見越し、一部調整火力のみに対し必要にして最小限の容量メカニズム(ドイツに見られる戦略的予備力のイメージ)を導入するに留めるのももう一つのオプションとなる

原発再稼働の動向や分散型電源の導入を見通した、供給力・調整力確保の方策が重要

# (参考) 家庭用太陽光はグリッドパリティに達していると考えられる？

## 家庭用太陽光発電コスト<sup>1</sup>と電灯料<sup>2</sup>の推移

円/kWh



1. 発電コスト検証WGにならい稼働20年、減価償却期間17年、割引率3%として試算。運転維持費は調達価格算定委員会による直近の実績値3,200円/kW・年を一律で適用  
 2. 2015年度の電灯料は第三四半期累積より算出  
 3. 2020年に量産効果によりモジュール費用  
 出所: 各社有価証券報告書、四半期報告書、「平成28年度調達価格及び調達期間に関する意見(案)」(調達価格算定委員会、2016年2月22日)、「太陽光発電の将来コストの見通しについて」(コスト等検証委員会、2011年11月8日)、A.T. カーニー分析

自由化の進展に伴い、ミッシングマネー問題が懸念されるLNG火力は不足するケースもある一方、競争電源としてコスト面で優れる石炭火力は政府方針ケースですら大幅に過剰

2030年に想定される石炭火力とLNG火力の発電容量

J既存容量に  
公表されている  
建設計画分を  
加えた容量

	既設	新設	合計
石炭火力	38,113MW	20,696MW	58,809MW
LNG火力	69,033MW	28,984MW	98,016MW

各発電ミックスで必要となる石炭火力とLNG火力の発電容量

年間最大需要量に  
前日予備率の目安である  
予備力8%を加えた容量

	政府方針ケース	原発・再エネ上限・低炭素重視ケース	原発・再エネ中間ケース	原発下限・再エネ上限ケース
石炭火力	40,061MW (18,748MW過剰)	41,710MW (17,099MW過剰)	38,490MW (20,319MW過剰)	37,986MW (20,823MW過剰)
LNG火力	94,321MW	73,466MW	99,070MW (1,054MW不足)	102,660MW (4,644MW不足)

ミッシングマネー問題に加え、国際的要請でもある温暖化対策など、単に市場原理に委ねるだけでは解決され得ない問題が既に生じつつある

## 今後の検討課題

### バックアップ電源や 系統強化費用など の織り込み

- 変動型再生可能エネルギー(太陽光、風力)がメリットオーダーにおいて優位に立ちながら、自然条件によりこれらの電源が発電をしない時に電源が不足し、これに対応するバックアップ電源の確保が課題となる
- 系統強化の上、広域融通などフレキシブルな電力供給のマネジメント、蓄電やデマンドレスポンスに加えて、分散型電源の普及も考慮したうえで、LNG発電所などによる何らかの予備的発電能力の確保の必要性も検討する必要がある
- 自由化市場、バックアップ電源が確保できるのか、あるいは容量市場が必要となるのかといった課題は、講学的にも世界的な政策の議論においても今後の研究や検討に委ねられる部分が多い

### カーボンプライシング の織り込み

- パリ合意を受け、我が国においても温暖化対策が展開される可能性がある(米国大統領交代後の方向は未知数)
- 仮に既に諸外国で進められる排出取引市場の整備や炭素税の課税などの市場に気候変動対策費用を内部化する政策が導入されると、火力発電にこのコストが上乗せされ、発電コストは本試算結果と異なることとなる
- 火力発電の中にあってもコストは高くなっても比較的CO2排出の少ない燃種(LNG)による発電にシフトすることも考えられ、再生可能エネルギーの拡大も含め、電源ミックスにも影響を及ぼす。カーボンプライシングの影響も加味した検討が必要となる

A.T. カーニーは先進性とクライアントとの協働作業を特徴とするグローバル・チームです。短期間で有意義な結果をもたらし長期的には大きな変革を実現します

A.T. カーニーは1926年の創立以来、CEOアジェンダについて、世界のあらゆる産業や業界における主要企業ならびに政府・公共機関に対しコンサルティングを行ってきました。現在では世界40カ国以上の主要都市に拠点を置いています

<b>Americas</b>	Atlanta Bogotá Boston	Calgary Chicago Dallas	Detroit Houston Mexico City	New York Palo Alto San Francisco	São Paulo Toronto Washington, D.C.		
<b>Asia Pacific</b>	Bangkok Beijing	Hong Kong Jakarta	Kuala Lumpur Melbourne	Mumbai New Delhi	Seoul Shanghai	Singapore Sydney	Taipei Tokyo
<b>Europe</b>	Amsterdam Berlin Brussels Bucharest	Budapest Copenhagen Düsseldorf Frankfurt	Helsinki Istanbul Kiev Lisbon	Ljubljana London Madrid Milan	Moscow Munich Oslo Paris	Prague Rome Stockholm Stuttgart	Vienna Warsaw Zurich
<b>Middle East and Africa</b>	Abu Dhabi Doha	Dubai Johannesburg	Manama Riyadh				

