

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  
参考資料

平成27年 5月  
発電コスト検証ワーキンググループ

# 1. 再生可能エネルギー

# 【太陽光】2011年コスト等検証委員会と調達価格等算定委員会の比較

## ＜太陽光(住宅用／10kW未満)＞

		コスト等検証委員会 (2010モデルプラント)	調達価格等算定委員会 (2015年度調達価格の想定)
資本費	建設費	48~55万円/kW	36.4万円/kW
	接続費用	—	—
	廃棄費用	5%(対建設費)	—
運転維持費	人件費	—	—
	修繕費	1.5%(対建設費)	0.360万円/kW/年
	諸費	—	—
	業務分担費	—	—
	土地賃借料	—	—
租税	固定資産税	—	—
	事業税	—	—
その他	出力	4kW	4kW
	設備利用率	12%	12%
	法定耐用年数	17年	17年
	稼働年数(調達期間)	20,25年	10年買取
	IRR(税引前)	—	3.2%

## ＜太陽光(メガソーラー／10kW以上)＞

		コスト等検証委員会 (2010モデルプラント)	調達価格等算定委員会 (2015年度調達価格の想定)
資本費	建設費	33~55万円/kW	29.4万円/kW(※)
	接続費用	—	1.35万円/kW
	廃棄費用	5%(対建設費)	5%(対建設費)
運転維持費	人件費	300万円	0.6万円/kW/年 (土地賃借料150円/m <sup>2</sup> /年を含む)
	修繕費	1.0%(対建設費)	
	諸費	0.6%(対建設費)	
	業務分担費	14.0%(対直接費)	
	土地賃借料	—	
租税	固定資産税	1.40%	1.40%
	事業税	—	1.289%
その他	出力	1,200kW	2,000kW
	設備利用率	12%	14%
	法定耐用年数	17年	17年
	稼働年数(調達期間)	20,25年	20年買取
	IRR(税引前)	—	5-6%

※調達価格等算定委員会については、システム費用(29.0万円/kW)と土地造成費(0.4万円/kW)の和とした。

# 【風力】2011年コスト等検証委員会と調達価格等算定委員会の比較

## <陸上風力>

		コスト等検証委員会 (2010モデルプラント)	調達価格等算定委員会 (2015年度調達価格の想定)
資本費	建設費	20~35万円/kW	30万円/kW
	接続費用	上記内数	上記内数
	廃棄費用	5%(対建設費)	5%(対建設費)
運転維持費	人件費	1.4%(対建設費)	0.6万円/kW/年
	修繕費		
	諸費	0.6%(対建設費)	
	業務分担費	14.0%(対直接費)	
	土地賃借料	上記内数	
租税	固定資産税	1.40%	1.40%
	事業税	—	1.289%
その他	出力	20,000kW	20,000kW
	設備利用率	20%	20%
	法定耐用年数	17年	17年
	稼働年数(調達期間)	20,25年	20年買取
	IRR(税引前)	—	8%

## <洋上風力(着床式)>

		コスト等検証委員会 (2010モデルプラント)	調達価格等算定委員会 (2015年度調達価格の想定)
資本費	建設費	28.3~70万円/kW	56.5万円/kW
	接続費用	上記内数	上記内数
	廃棄費用	5%(対建設費)	5%(対建設費)
運転維持費	人件費	1.4%(対建設費)	2.25万円/kW/年
	修繕費		
	諸費	0.6%(対建設費)	
	業務分担費	14.0%(対直接費)	
	土地賃借料	上記内数	
租税	固定資産税	1.40%	1.40%
	事業税	—	1.289%
その他	出力	150,000kW	30,000~100,000kW
	設備利用率	30%	30%
	法定耐用年数	17年	17年
	稼働年数(調達期間)	20,25年	20年買取
	IRR(税引前)	—	10%

※固定価格買取制度による洋上風力の調達区分の定義は、「建設及び運転保守のいずれの場合にも船舶等によるアクセスを必要とするもの」であり、主として着床式を念頭に置いている。

# 【中小水力】2011年コスト等検証委員会と調達価格等算定委員会の比較

		＜中小水力＞		
			(200-1,000kW)	(200kW未満)
		コスト等検証委員会 (2010モデルプラント)	調達価格等算定委員会 (2015年度調達価格の想定)	調達価格等算定委員会 (2015年度調達価格の想定)
資本費	建設費	80~100万円/kW	80万円/kW	100万円/kW
	接続費用	上記内数	上記内数	上記内数
	廃棄費用	5%(対建設費)	5%(対建設費)	5%(対建設費)
運転維持費	人件費	700万円	700万円	700万円
	修繕費	1.0%(対建設費)	1.0%(対建設費)	1.0%(対建設費)
	諸費	2.0%(対建設費)	2.0%(対建設費)	2.0%(対建設費)
	業務分担費	14.0%(対直接費)	14.0%(対直接費)	14.0%(対直接費)
	土地賃借料	—	上記内数	上記内数
水利使用料		26万円/年	26万円/年	26万円/年
租税	固定資産税	1.40%	1.40%	1.40%
	事業税	—	1.289%	1.289%
その他	出力	200kW	200kW	200kW
	設備利用率	60%	60%	60%
	法定耐用年数	22年	22年	22年
	稼働年数(調達期間)	30,40年	20年買取	20年買取
	IRR(税引前)	—	7%	7%

# 【地熱・バイオマス】2011年コスト等検証委員会と調達価格等算定委員会の比較

## <地熱>

		コスト等検証委員会 (2010モデルプラント)	調達価格等算定委員会 (2015年度調達価格の想定)
資本費	建設費	70~90万円/kW	79万円/kW
	接続費用	—	15億円
	廃棄費用	5%(対建設費)	5%(対建設費)
運転維持費	人件費	1.2億円	3.3万円/kW/年
	修繕費	2.2%(対建設費)	
	諸費	0.8%(対建設費)	
	業務分担費	16.1%(対直接費)	
	土地賃借料	—	上記内数
租税	固定資産税	1.40%	1.40%
	事業税	—	1.289%
その他	出力	30,000kW	30,000kW
	設備利用率	10,50,60,70,80%	83%
	所内率	10%	11%
	法定耐用年数	15年	15年
	稼働年数(調達期間)	30,40,50年	15年買取
	IRR(税引前)	—	13%

## <バイオマス(木質専焼/未利用木材)> (※)

		コスト等検証委員会 (2010モデルプラント)	調達価格等算定委員会 (2015年度調達価格の想定)
資本費	建設費	30~40万円/kW	41万円/kW
	接続費用	—	上記内数
	廃棄費用	5%(対建設費)	5%(対建設費)
運転維持費	人件費	0.7億円	2.7万円/kW/年
	修繕費	4.4%(対建設費)	
	諸費	修繕費に含む	
	業務分担費	人件費に含む	
	土地賃借料	—	
燃料費	燃料価格	7,500~17,000円/t	12,000円/t
	燃料諸経費	400~600円/t	750円/t
	必要な燃料量	発熱量: 15MJ/kg 熱効率: 20%	下記設備利用率のとき、60,000t
租税	固定資産税	1.40%	1.40%
	事業税	—	1.289%
その他	出力	5,000kW	5,700kW
	設備利用率	10,50,60,70,80%	87%
	所内率	13%	16%
	法定耐用年数	15年	15年
	稼働年数(調達期間)	30,40年	20年買取
	IRR(税引前)	—	8%

(※) 石炭混焼については、①モデルプラントと同規模で2011年以降新たに運転(混焼)を開始した事例に乏しいこと、②新たに混焼を開始した事業者へのインタビューによると、2011年コスト等検証委員会の諸元コストとの大きな差異がないことから、前回と同じ諸元とした。

# 【太陽光】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。

## 【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

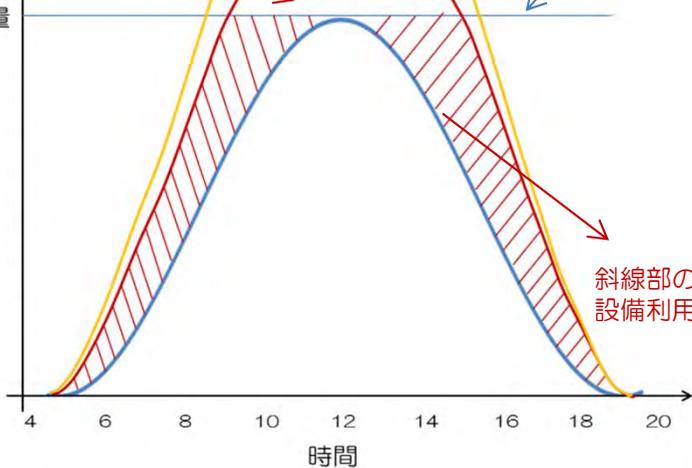
パネルのみ積み増した場合

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

パネル容量 (kW)



kWh当たりの投資コストの相対値※1

## 【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)



※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。

# 【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）。

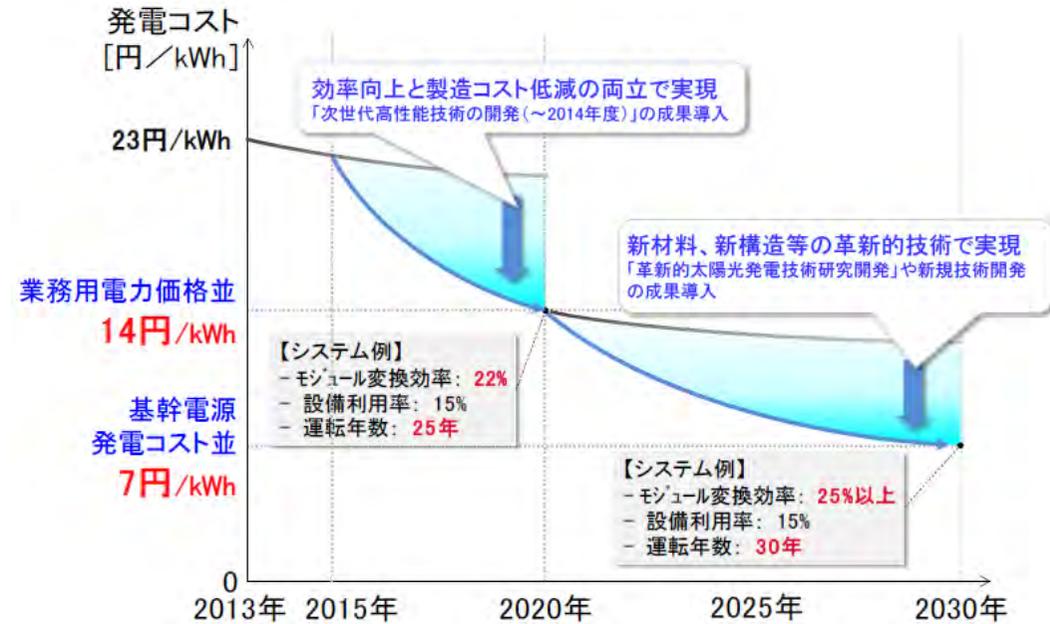
## ①2020年に発電コスト14円/kWhを中間目標とする技術

- 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。

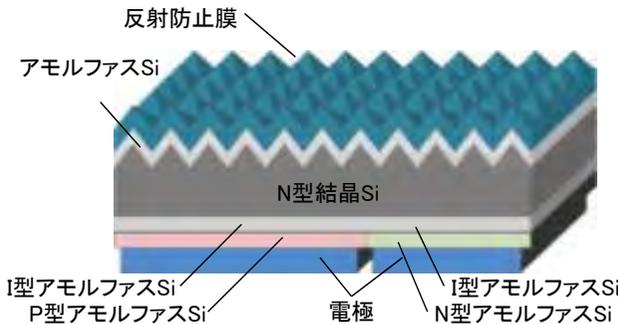
## ②2030年に発電コスト7円/kWhを革新的に目指す技術

- 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。

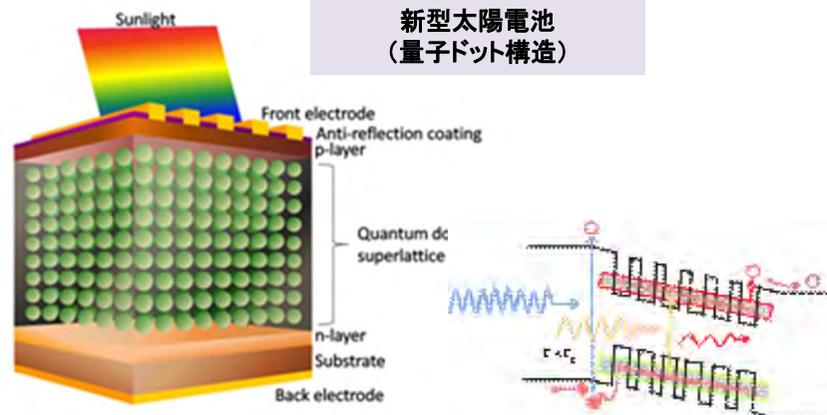
【太陽光発電開発戦略(NEDO PV Challenges)2014年9月】



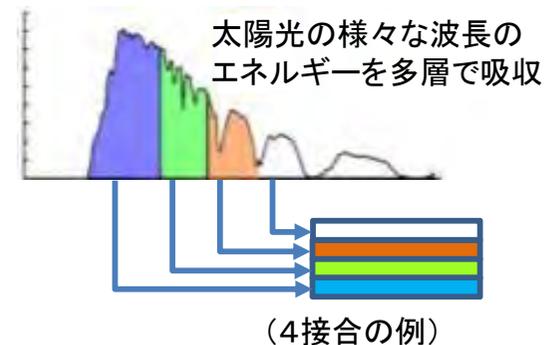
### ヘテロ接合・バックコンタクト統合構造例



### 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】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、単価を現状の横置きとした。

## <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年とした。

## <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だ。

○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だ。

### 【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】低コスト化に向けた取組(技術開発・実証)

- 風車の発電効率の向上・大型化のため、風車主要コンポーネントの開発や標準化を図る技術開発や、信頼性・設備利用率向上のため、故障の事故前検出技術の確立等メンテナンス手法の高度化を図る技術開発を推進。
- 着床式洋上風力及び浮体式洋上風力の実証事業による低コスト化・早期事業化の推進。

## ＜風車の大型化を伴う部品高度化実用化開発＞



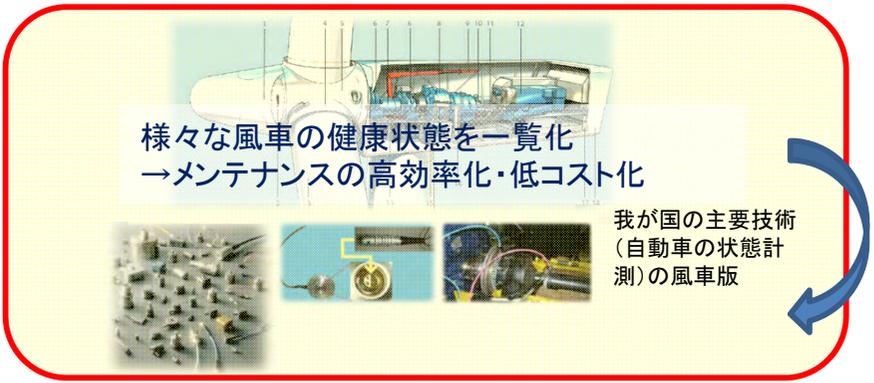
故障頻度の低減  
信頼性の向上

停止時間の削減  
メンテナンス性の向上

**発電量の向上**  
**発電コストの低減**

詳細設計した部品・コンポーネントの試作、要素試験などを実施。  
成果目標：設備利用率23%(調達価格等算定委員会：20%)

## ＜スマートメンテナンス技術研究開発＞



実態調査及びシステム開発を基に実証試験などを実施。

○洋上風力システムの実証研究  
平成27年度予算 79.3億円(26年度予算額49.0億円)

## ＜着床式洋上風力＞



千葉県銚子沖  
(提供：東京電力(株))



福岡県北九州市沖  
(提供：電源開発(株))

## ＜浮体式洋上風力＞



福島沖プロジェクトによる  
基礎技術の確立

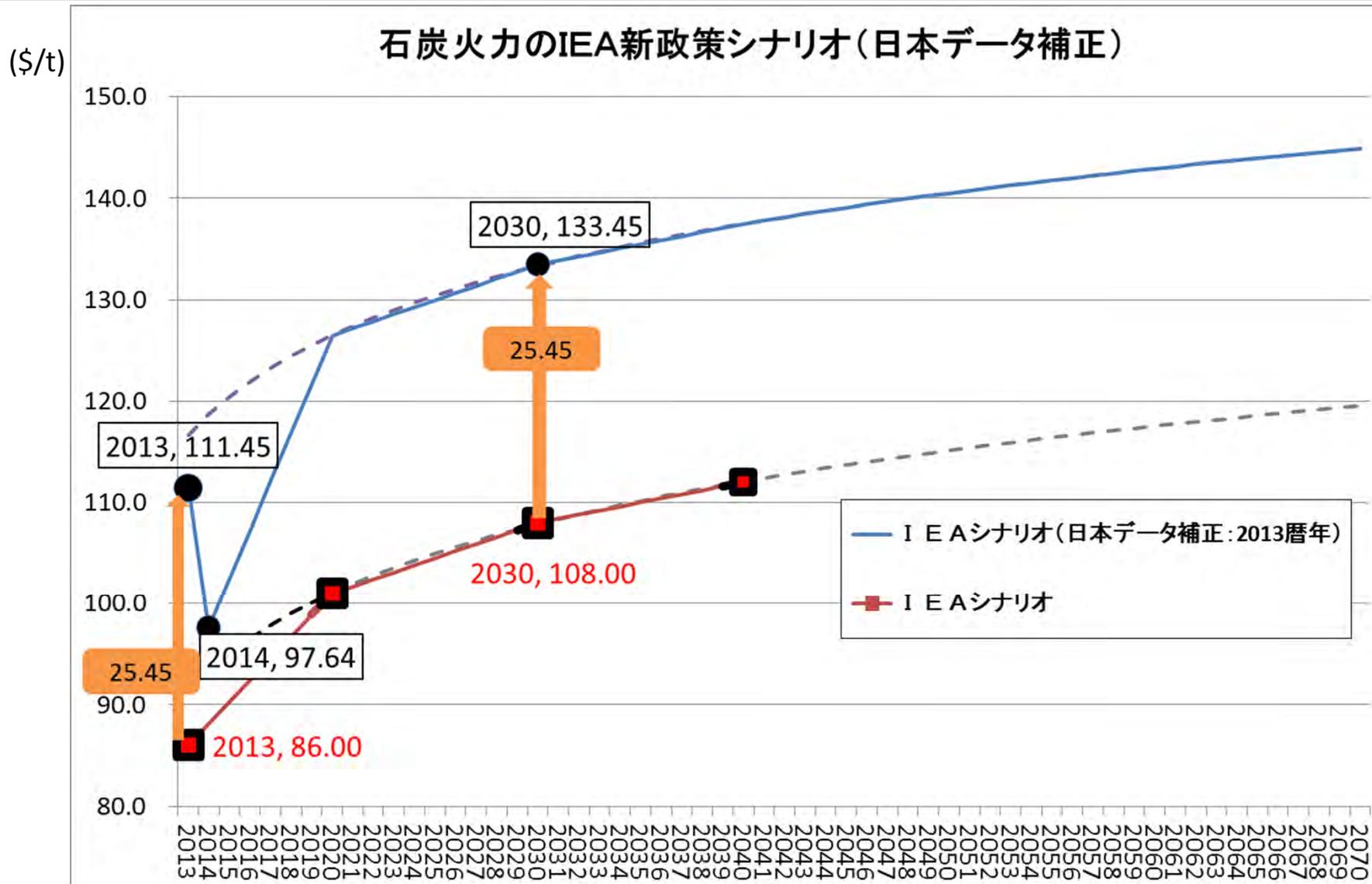
更なる低コスト浮体式洋上風力発電の実証等

## 2. 火力発電

# 日本における燃料価格の上昇シナリオ【石炭】

○日本の燃料価格上昇シナリオは、

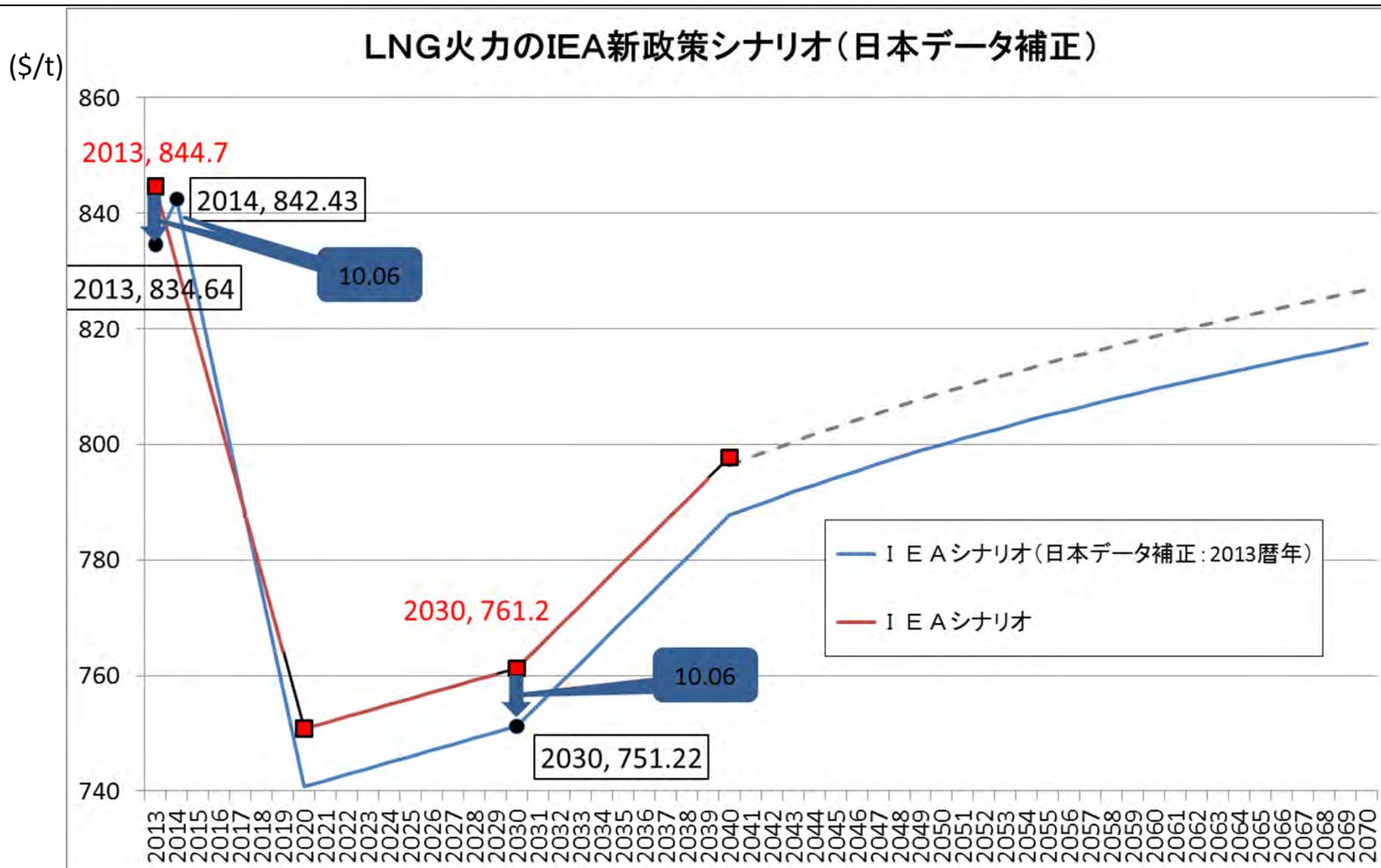
1. WEO2014のトレンドに合わせつつ、2013年(暦年)の日本での燃料価格データで補正
2. 2014年(暦年)の日本での燃料価格を使いつつ、WEO2014の2020年以降のトレンドに収束の2点を踏まえて、WEO2014トレンドを日本のデータにより補正する。



# 日本における燃料価格の上昇シナリオ【LNG】

○日本の燃料価格上昇シナリオは、

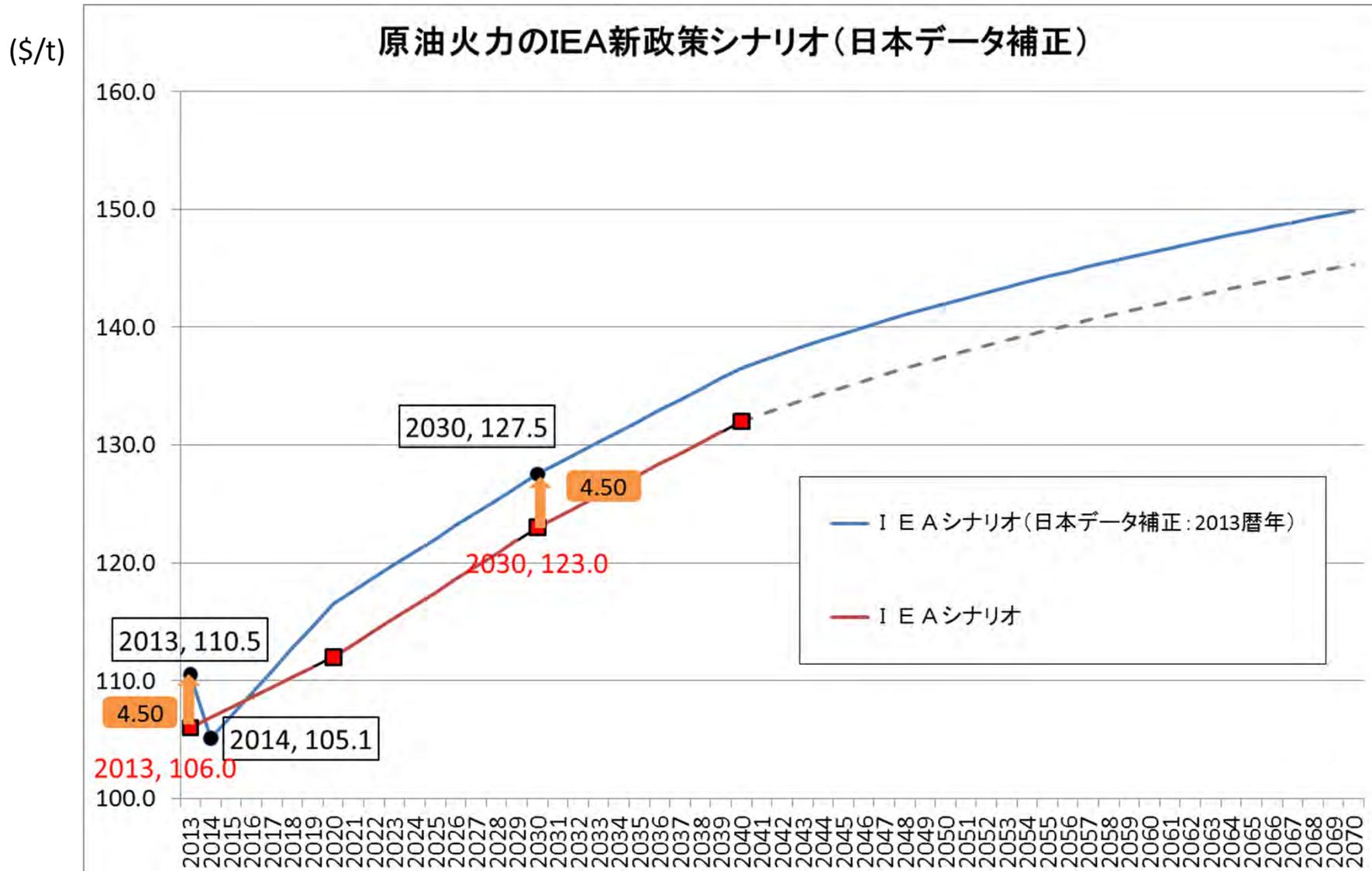
1. WEO2014の日本トレンドに合わせつつ、2013年(暦年)の日本での実際の燃料価格データで補正
2. 2014年(暦年)の日本での燃料価格を使いつつ、WEO2014の2020年以降のトレンドに収束の2点を踏まえて、WEO2014トレンドを日本のデータにより補正する。



# 日本における燃料価格の上昇シナリオ【原油】

○日本の燃料価格上昇シナリオは、

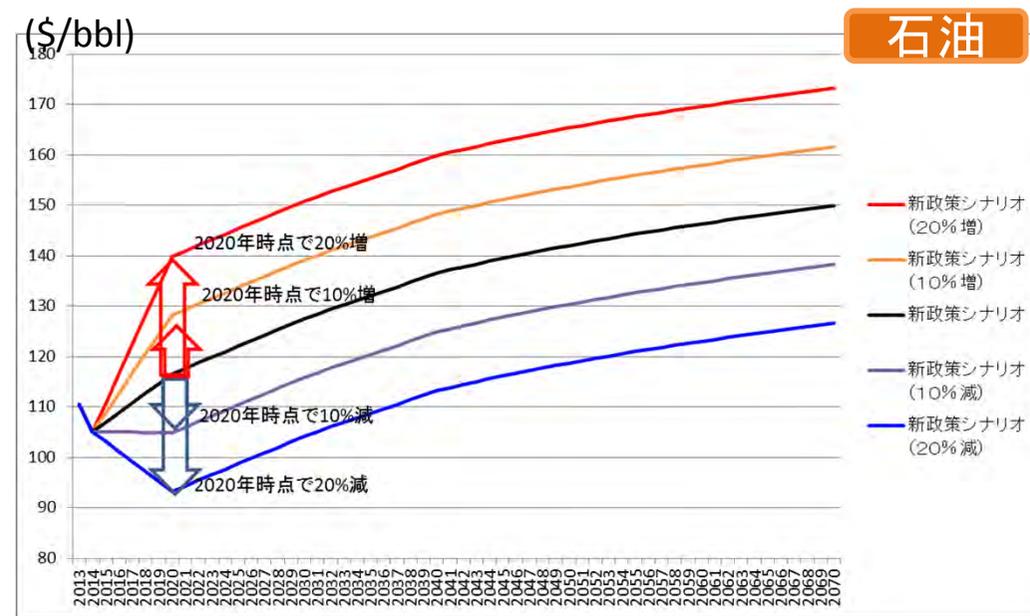
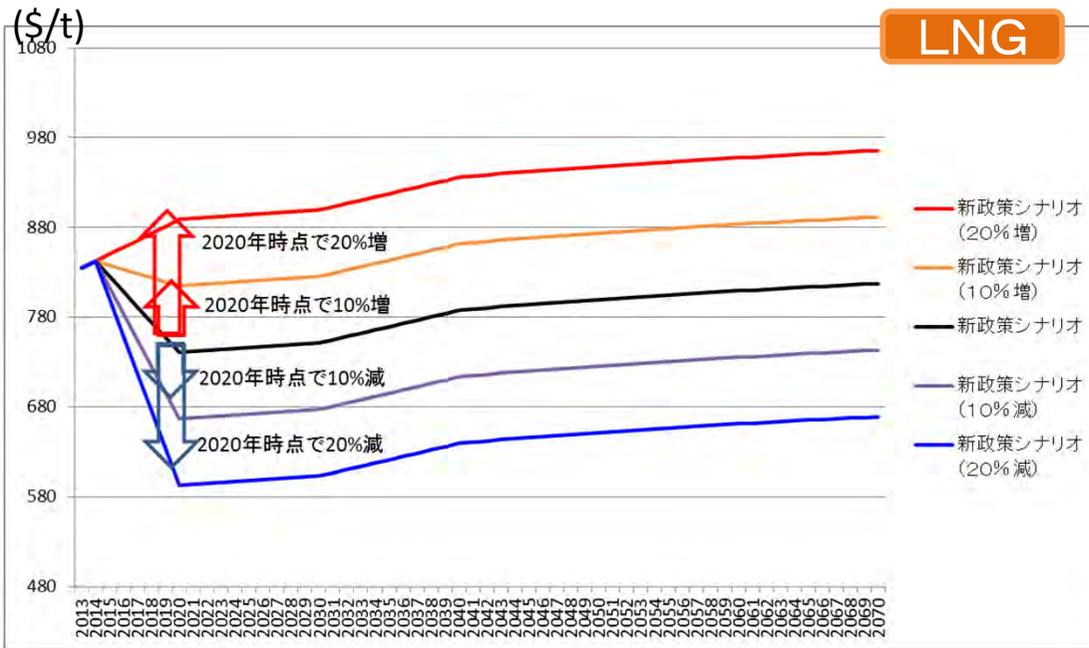
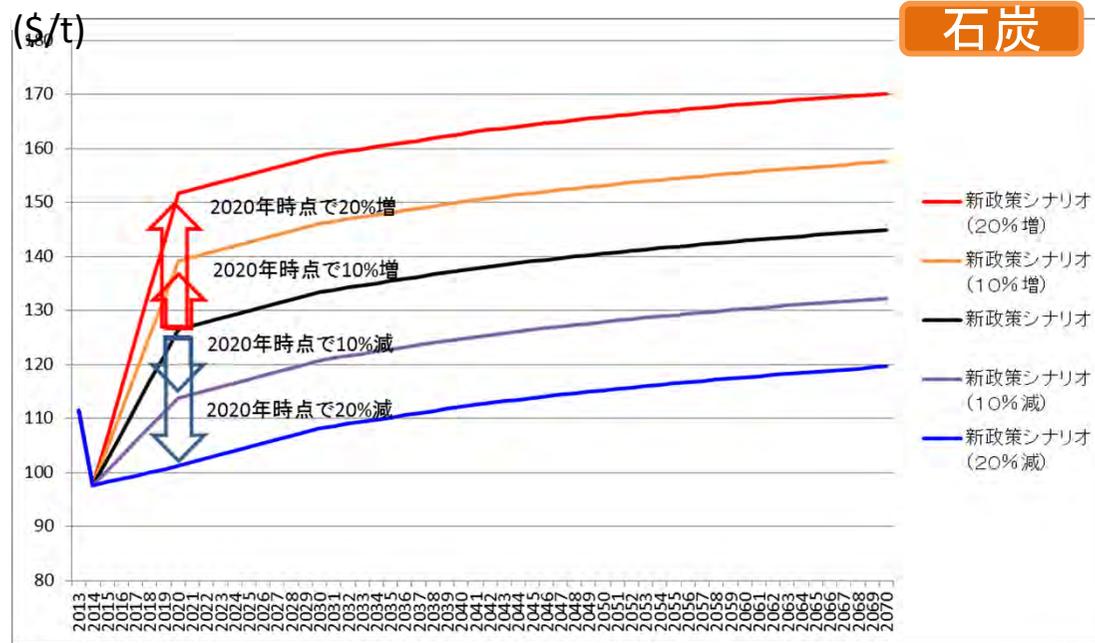
1. WEO2014のトレンドに合わせつつ、2013年(暦年)の日本での燃料価格データで補正
2. 2014年(暦年)の日本での燃料価格を使いつつ、WEO2014の2020年以降のトレンドに収束の2点を踏まえて、WEO2014トレンドを日本のデータにより補正する。



# 燃料価格による感度分析の考え方について

- World Energy Outlook 2014 (WEO2014) の新政策シナリオの価格トレンドを利用し、2013年価格及び2014年価格を使うことで日本の価格トレンドとして補正してシナリオとして利用する。
- 一方で、燃料価格の大きな変動も考えられるため、以下、2020年時点で各燃料の価格が±10%、±20%の変動があった際の4つのシナリオ案を設定し分析。(2020年までは2020年価格へ収束し、2020年以降は変動幅を固定)

# 価格見通し



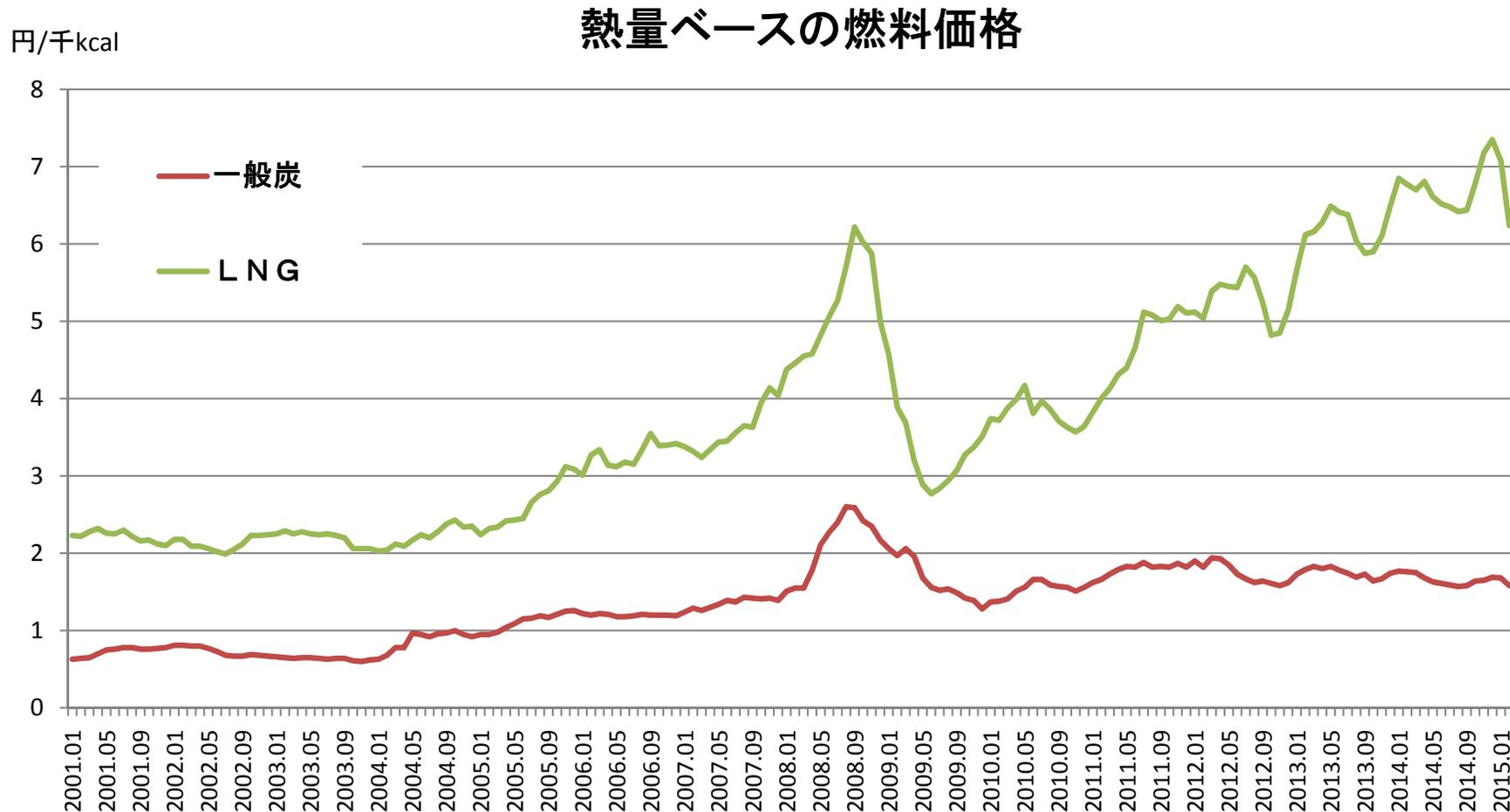
# 一般炭とLNG価格の推移

○2001年以降の単位熱量あたりの価格(CIFベース)は、一般炭がLNGより常に低い水準で推移している。(2001年1月から2015年2月の価格平均は一般炭:1.35円/千kcal, LNG: 3.85円/千kcal)

○一般炭とLNGのこれまでの価格の相関係数を見た場合、ほぼ正の相関になっており、LNG価格と石炭価格は同じ方向に変動する傾向にある。

<過去にさかのぼった場合の一般炭とLNGの価格の相関係数>

過去1年(2014.3~2015.2) 0.67 過去3年(2012.3~2015.2) -0.05 過去5年(2010.3~2015.2) 0.23  
過去10年(2006.3~2015.2) 0.52 過去14年(2001.1~2015.2) 0.82



財務省貿易統計の月次データより作成

# CO2価格の変動

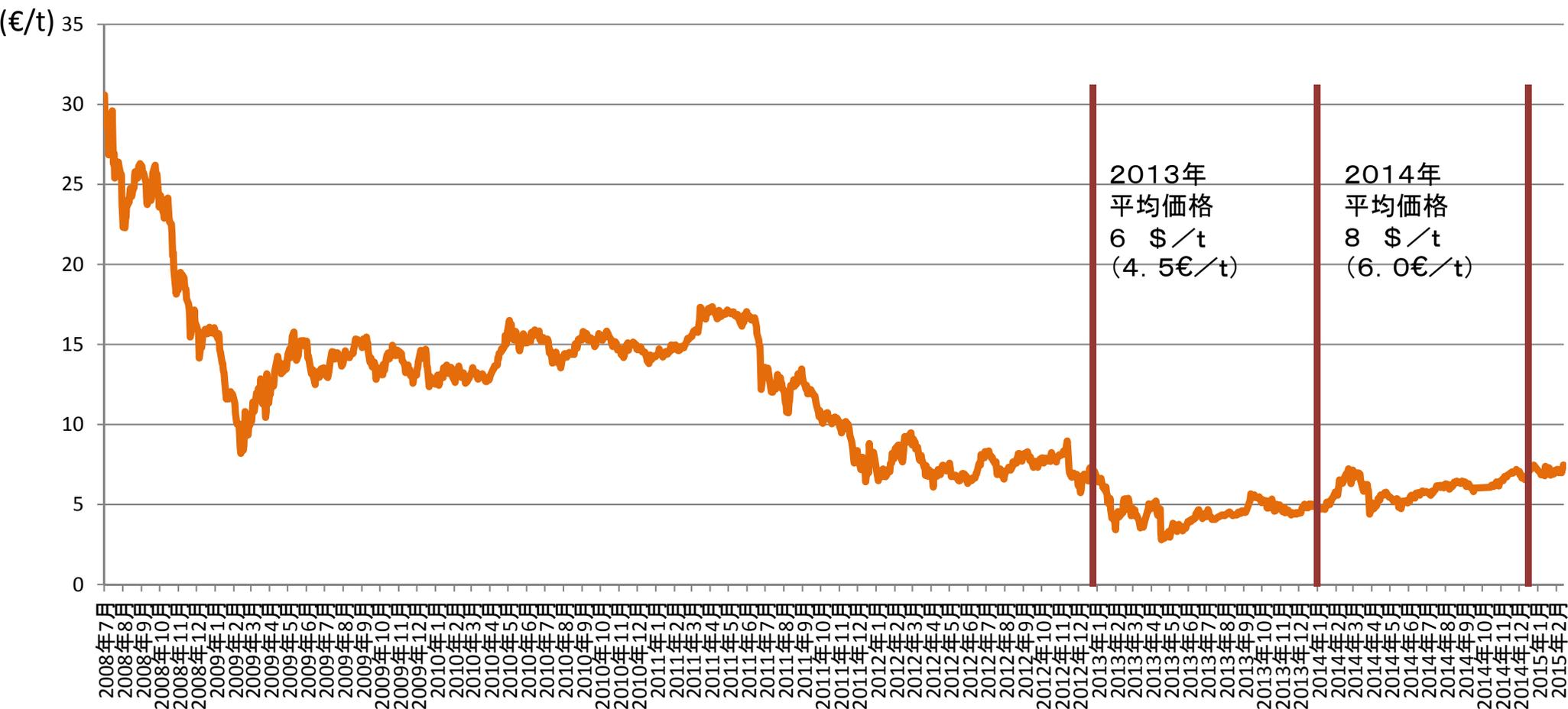
○初年価格は欧州の代表的な排出量取引市場の平均値を取るが、2013年及び2014年の平均もWEOのシナリオと齟齬はない。

(参考)

2013年平均価格 : 6 \$/t (4.5 €/t)

2014年平均価格 : 8 \$/t (6.0 €/t)

## EU-ETSの価格推移



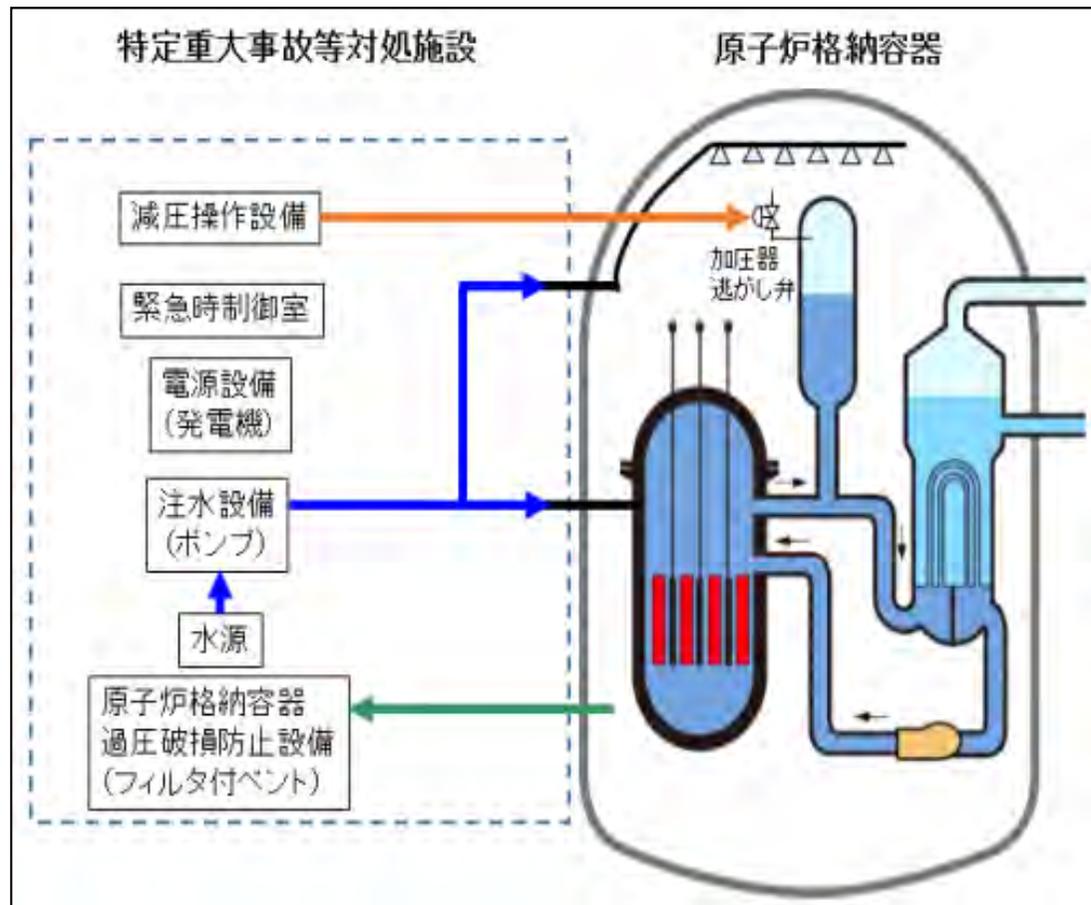
出典: トムソンロイター Point Carbonより資源エネルギー庁作成

# 3. 原子力

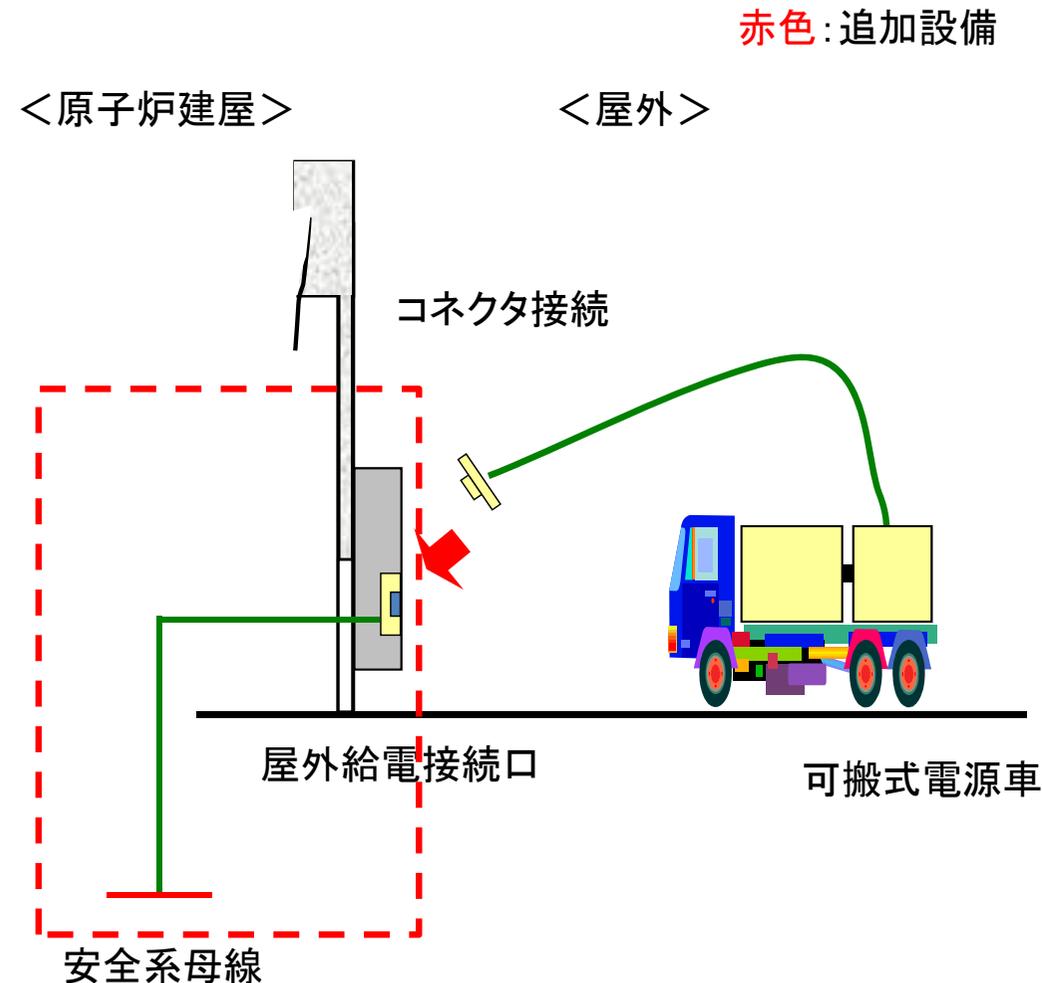
# (1) 追加的安全対策について

# ①意図的な航空機衝突への対応

## ①-1 特定重大事故対処施設の設置



## ①-2 接続口の分散配置等の対策



# ②放射性物質の拡散抑制対策

## ②-1 屋外放水設備の設置



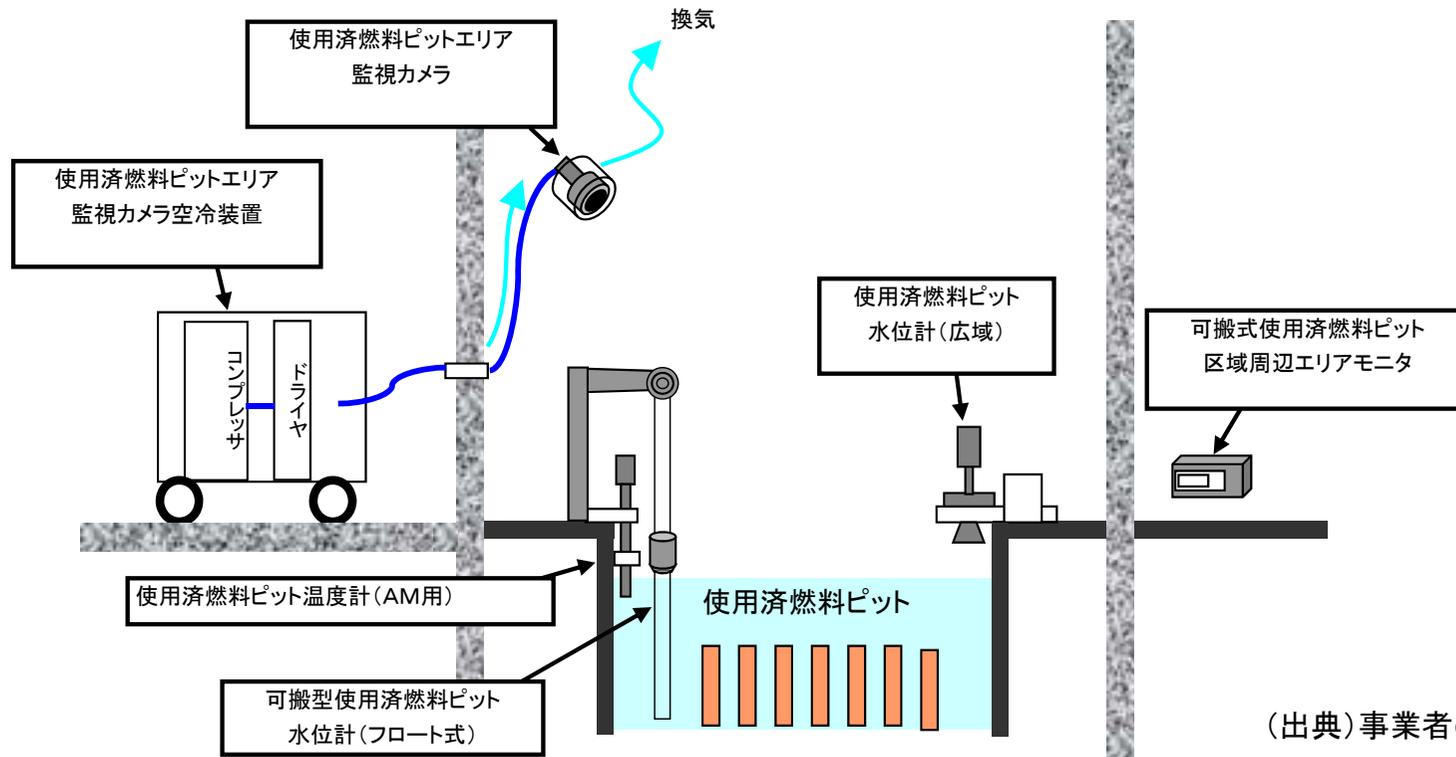
放水砲

## ②-2 敷地外への放射性物質拡散抑制対策



シルトフェンス

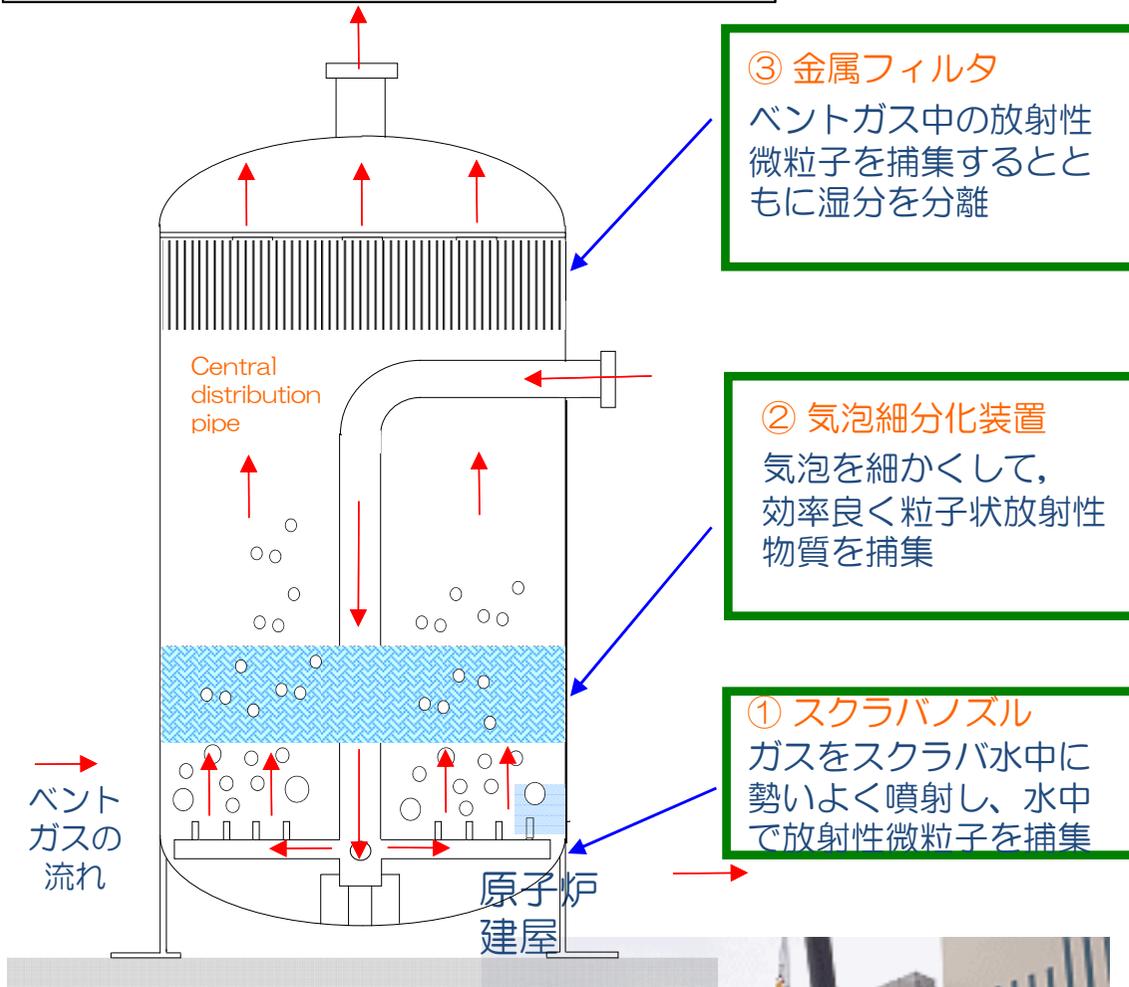
## ②-3 使用済燃料プール冷却手段の多様化対策等



(出典) 事業者のデータを基に事務局作成

# ③格納容器破損防止対策

## ③-1 フィルタベントの設置



### ③ 金属フィルタ

ベントガス中の放射性微粒子を捕集するとともに湿分を分離

### ② 気泡細分化装置

気泡を細かくして、効率良く粒子状放射性物質を捕集

### ① スクラバノズル

ガスをスクラバ水中に勢いよく噴射し、水中で放射性微粒子を捕集

フィルタベント装置の概要



## ③-2 水素爆発防止対策

### <PAR (静的触媒式水素再結合装置) による水素濃度の低減>



原子炉格納容器内に設置し、著しい炉心損傷に伴うジルコニウム-水反応等により短期間に発生する水素と事故後の長期にわたって緩やかに発生する水の放射線分解による水素を除去する。

### <イグナイタによる低濃度での計画的燃焼>



炉心損傷時に発生する水素は格納容器の健全性に影響を及ぼす水素爆発を起こす濃度に至らないことを評価しているが、さらなる安全性確保のため、炉心損傷時の短期間に発生する多量の水素を計画的に燃焼させることにより、初期の水素発生ピークを抑えることを目的としている。

# ③格納容器破損防止対策

## ③-3 格納容器冷却手段の多様化対策

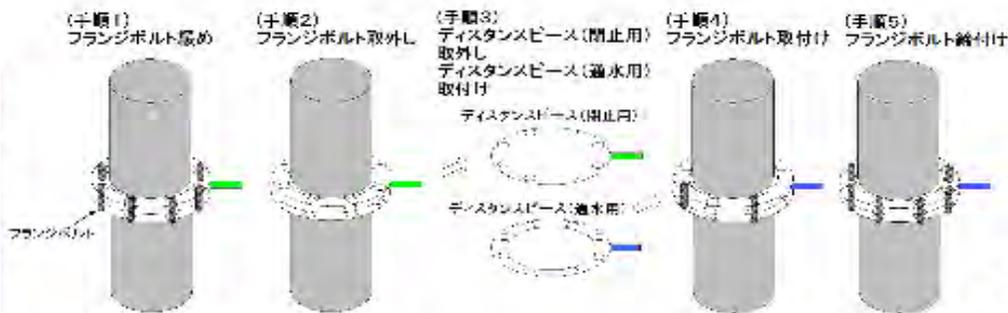
### 【概要】

通常使用する原子炉補機冷却水系統が機能しない場合でも、原子炉容器の炉心損傷時における原子炉格納容器内圧力の高まりにより、原子炉格納容器が損傷することを防止するため、大容量ポンプを用いて原子炉格納容器再循環ユニットに海水を直接通水し、自然対流冷却により原子炉格納容器を冷却できるようにシステムを切り替えるため、通常運転時に用いているディスタンスピース(閉止用)からディスタンスピース(通水用)に入れ替える作業。



### 【作業手順】

#### 【作業風景】



#### 【ディスタンスピース(通水用)】



- 材質 ステンレス鋼 (SUS316)
- 重さ 約3kg ●厚さ 約9mm
- 接続配管寸法 外径 約17cm (6インチ)

(出典)事業者のデータを基に事務局作成

# ④炉心損傷防止対策

④ - 1 可搬式代替  
低圧注入ポンプ<sup>o</sup>配備



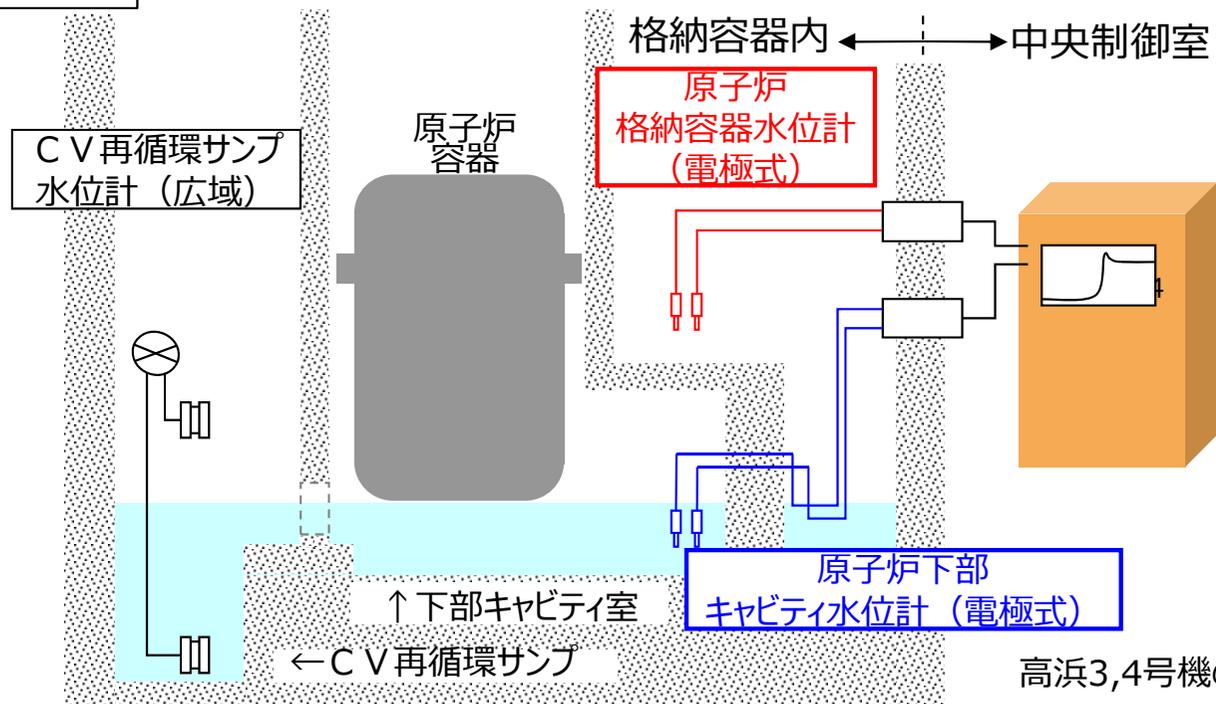
④ - 2 可搬式代替  
電源車配備



④ - 3 大容量ポンプ車配備



④ - 6 事故時監視計器設置



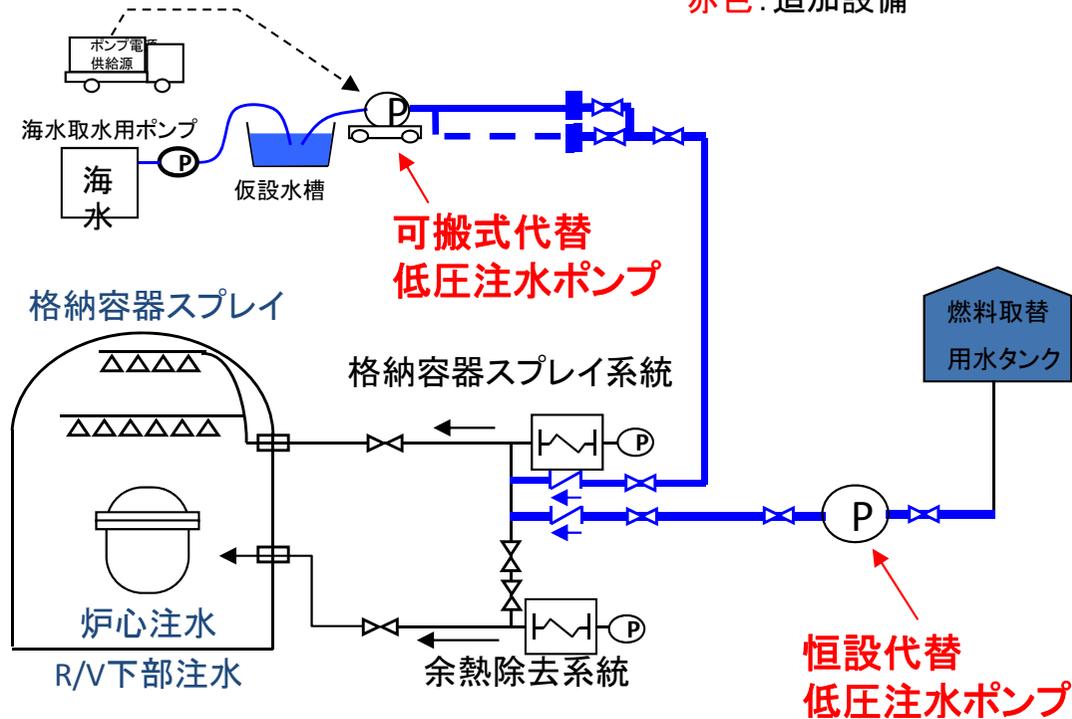
# ④炉心損傷防止対策

④-7 恒設代替低圧注入ポンプ設置



④-8 低圧注入用配管装置

赤色: 追加設備

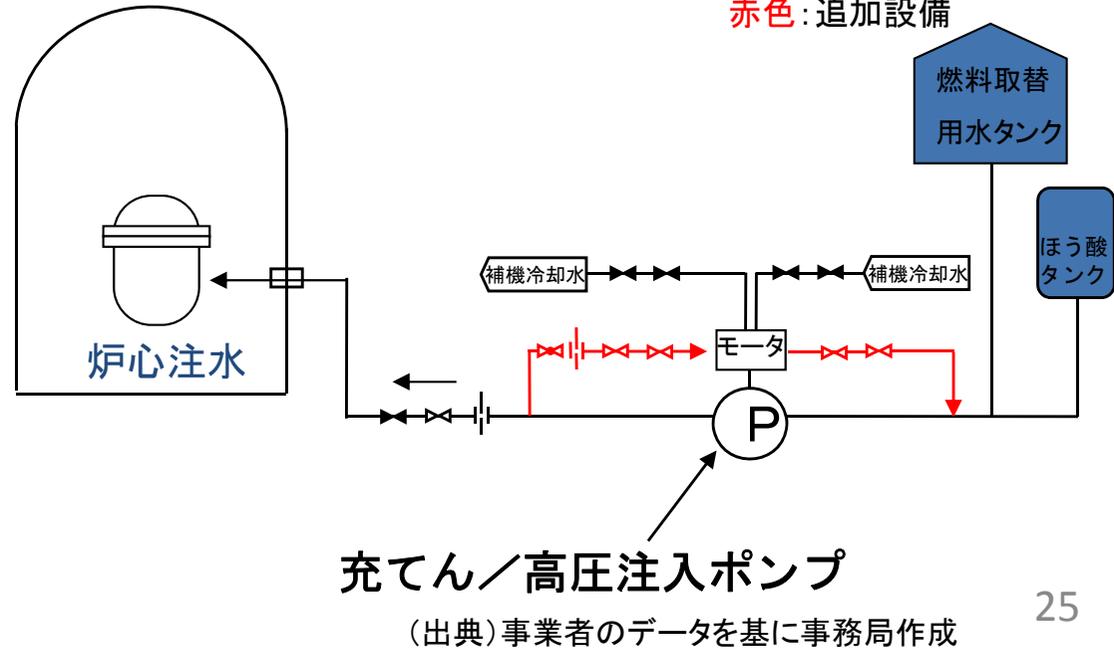


④-9 恒設代替電源設置



④-10 充てん高圧注入ポンプ自己冷却設備設置

赤色: 追加設備

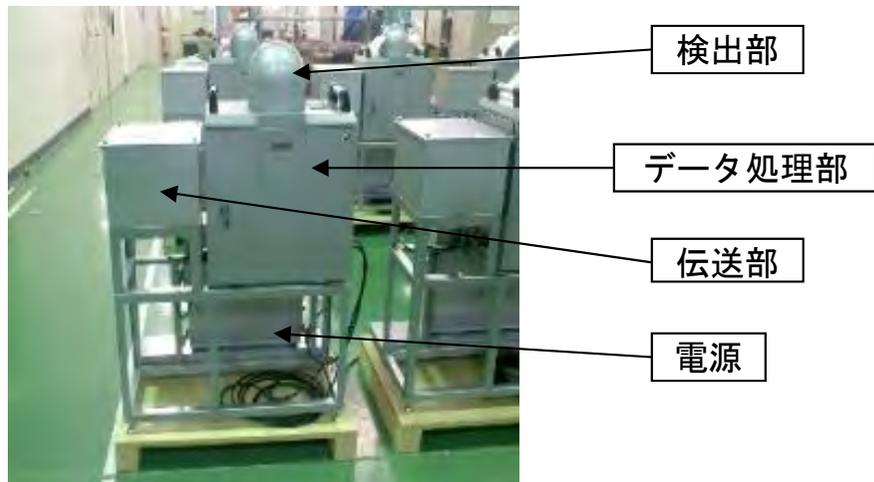


(出典) 事業者のデータを基に事務局作成

# ⑤その他

## ⑤-1 可搬式モニタリングポスト設置

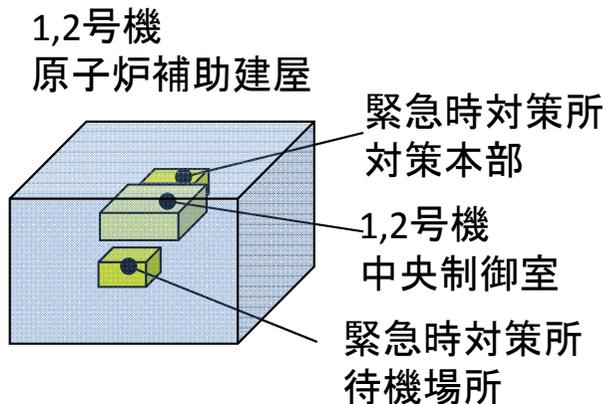
可搬式モニタリングポスト（現行配備設備の例）



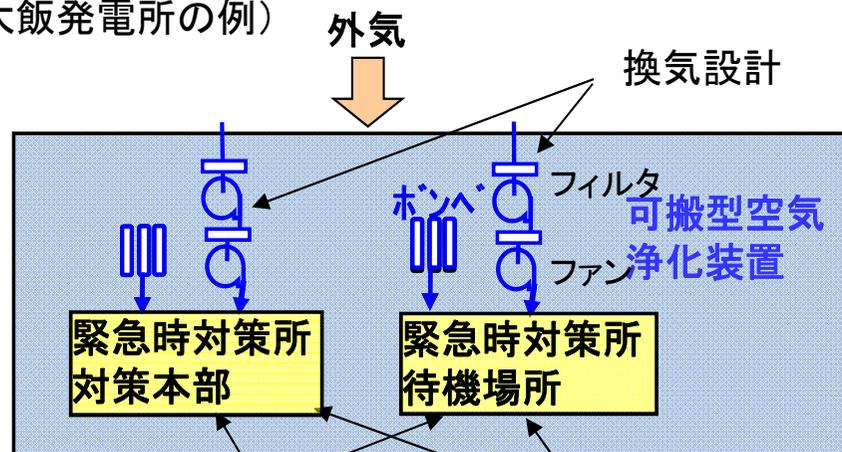
## ⑤-2 安全型蓄電池増強



## ⑤-6 緊急時対策所関係機器設置



（大飯発電所の例）



放射線防護資機材、  
空間線量率計、通信連絡設備、  
食料・飲料水の配備

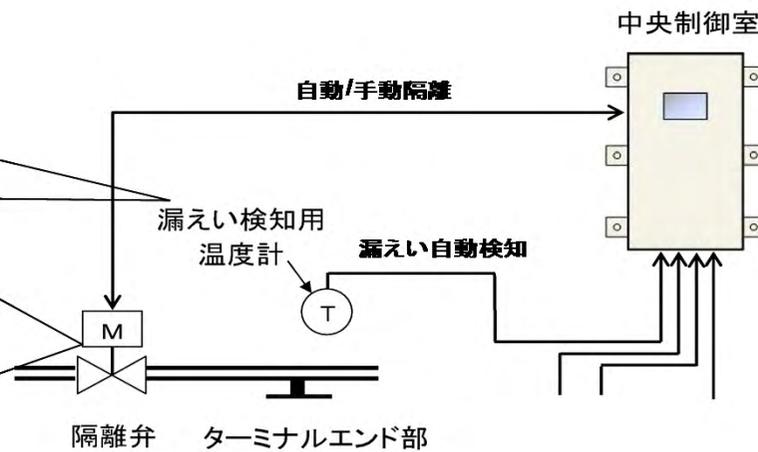
遮へい設計  
（既設を利用）

（出典）事業者のデータを基に事務局作成

# ⑥内部溢水に対する考慮

## ⑥-1 配管漏えい検知

赤色: 追加設備



## ⑥-2 拡大防止装置（堰など）の設置



貯留堰の設置工事

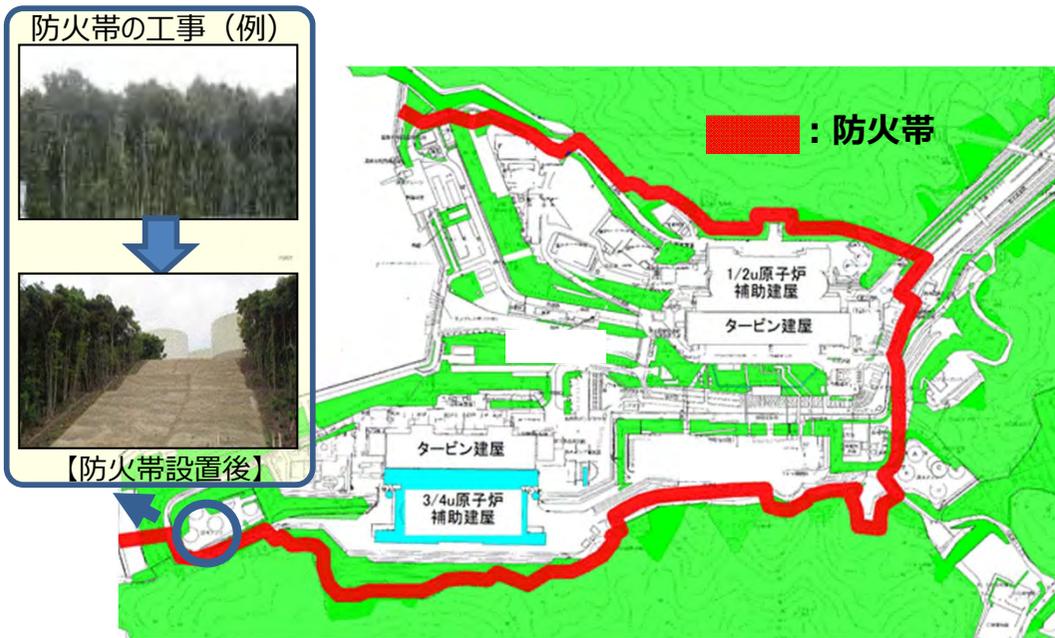
## ⑥-3 扉の水密化



(出典) 事業者のデータを基に事務局作成

# ⑦ 自然事象に対する考慮(火山、竜巻、森林火災)

## ⑦-1 防火帯の設置 (森林火災対策)



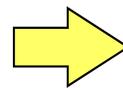
## ⑦-2 竜巻飛来物対策、飛散防止対策

〔竜巻飛来物対策設備設置前〕

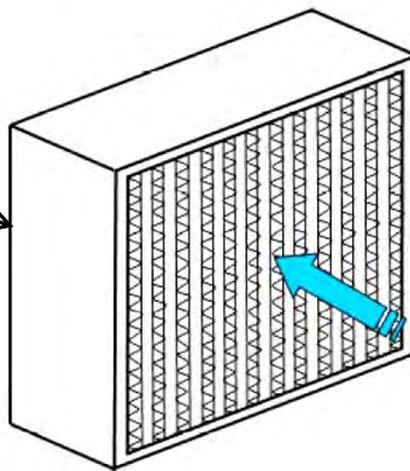


〔竜巻飛来物対策設備設置後〕

＜上 面＞  
鋼鉄製の金網で飛来物のエネルギーを吸収



## ⑦-3 火山対策

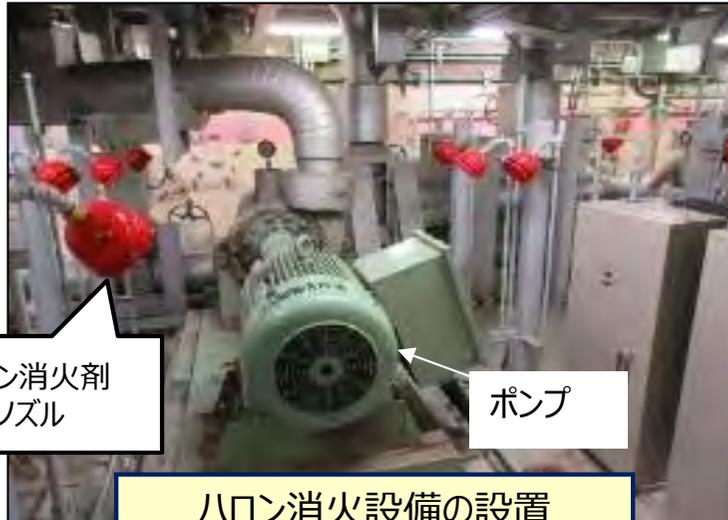


コンテナの飛散防止対策

(出典) 事業者のデータを基に事務局作成

# ⑧火災に対する考慮

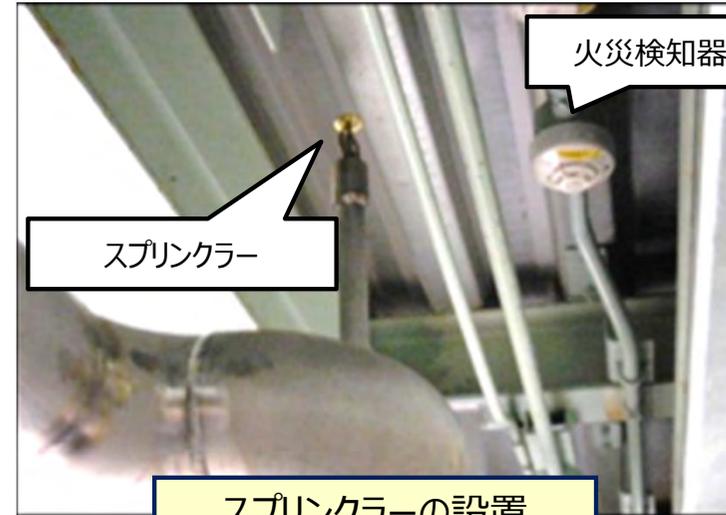
## ⑧-1 異なる種類の感知器設置、⑧-2 消火設備の設置



ハロン消火剤  
ノズル

ポンプ

ハロン消火設備の設置

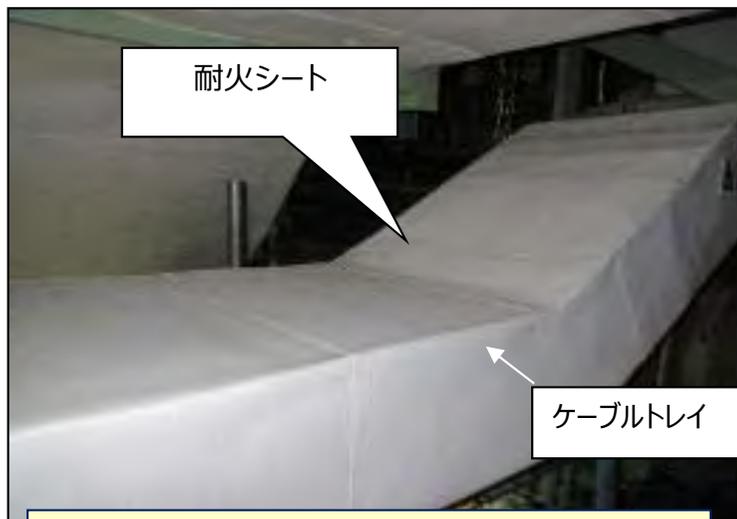


火災検知器

スプリンクラー

スプリンクラーの設置

## ⑧-3 系統分離のための耐火増強対策



耐火シート

ケーブルトレイ

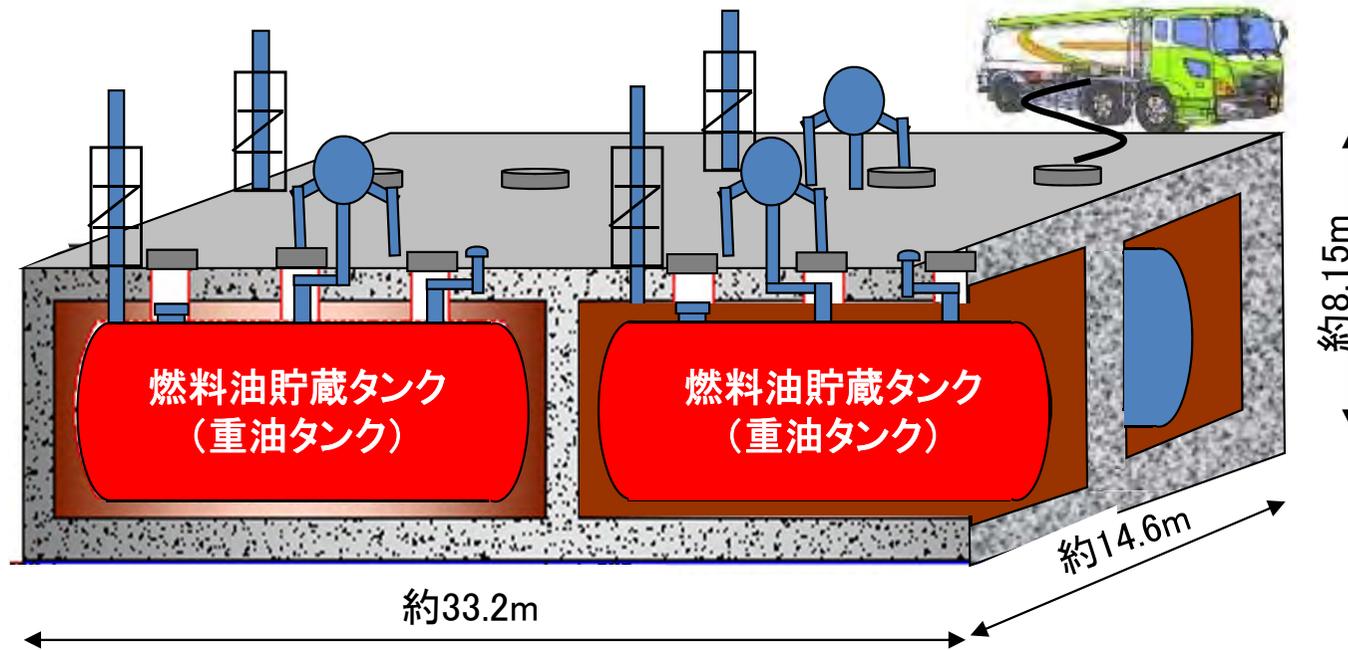
ケーブルトレイへの耐火シート

# ⑨電源の信頼性

## ●非常用ディーゼル発電機燃料油貯蔵タンク増設工事

概要図(号機ごと)

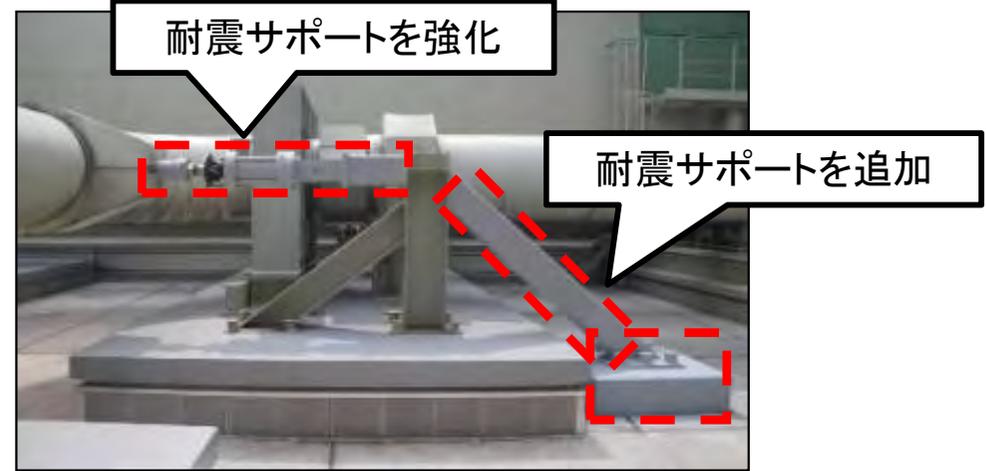
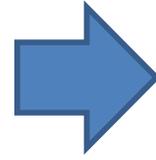
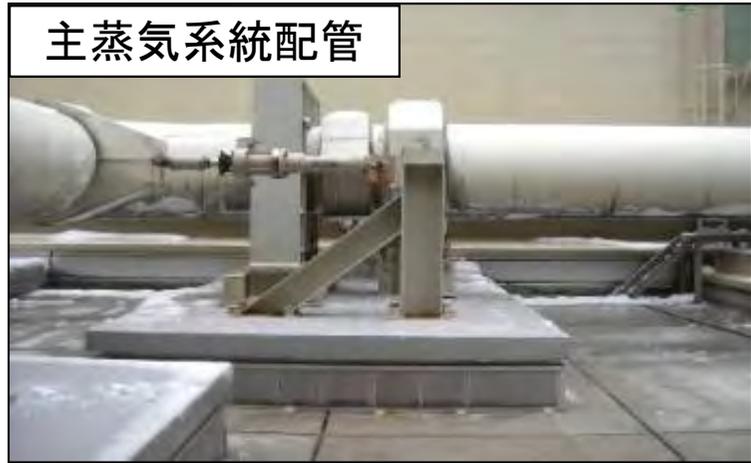
赤色:追加設備



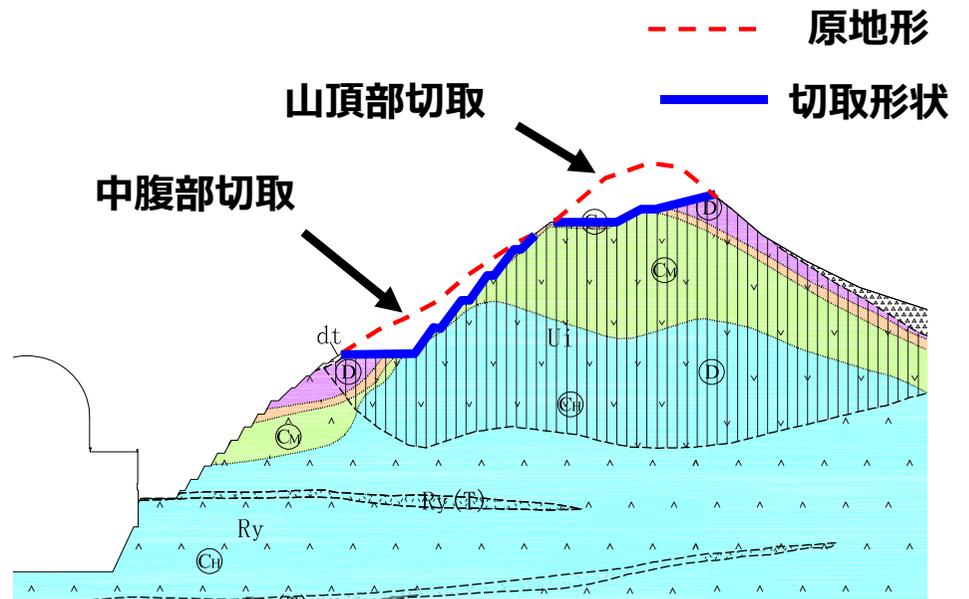
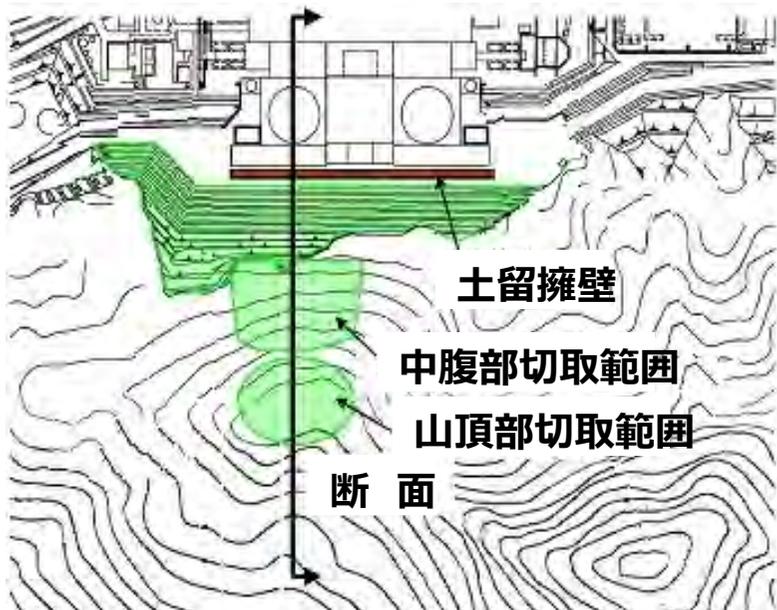
燃料油貯蔵タンク(重油タンク)を地下タンクとして増設する。

# ⑩耐震対応

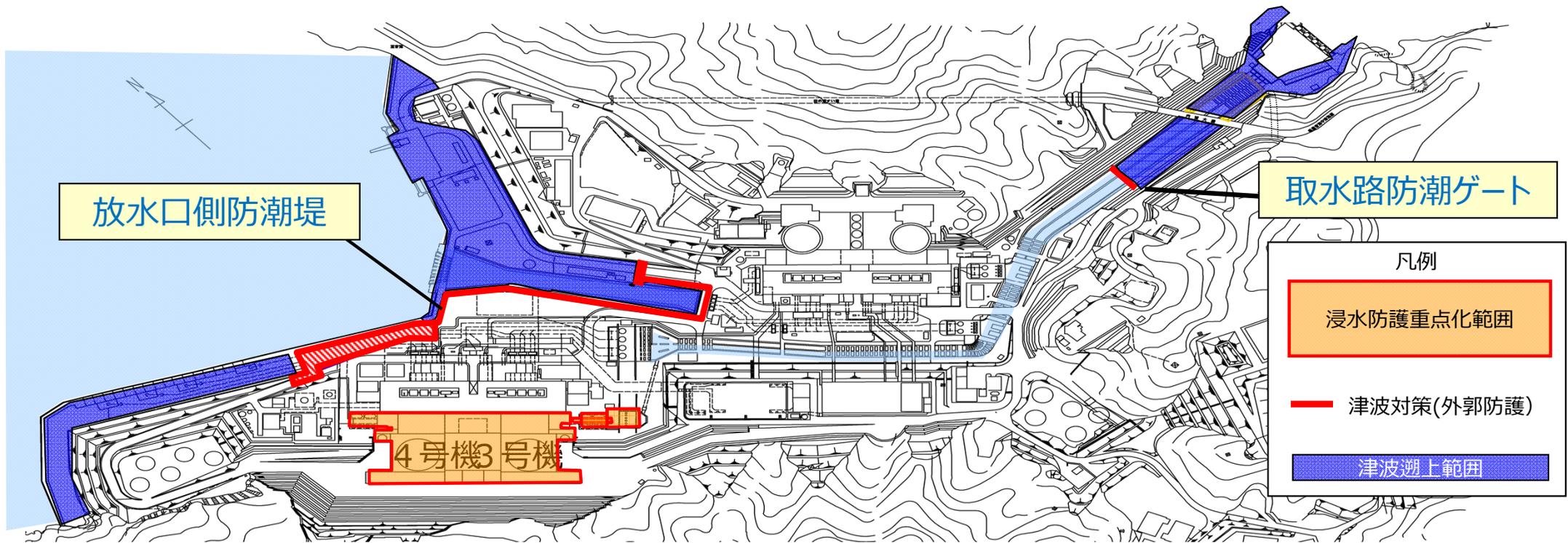
## ⑩-1 耐震裕度向上工事（例：機器・配管の耐震評価およびサポート補強）



## ⑩-2 周辺斜面安定化対策



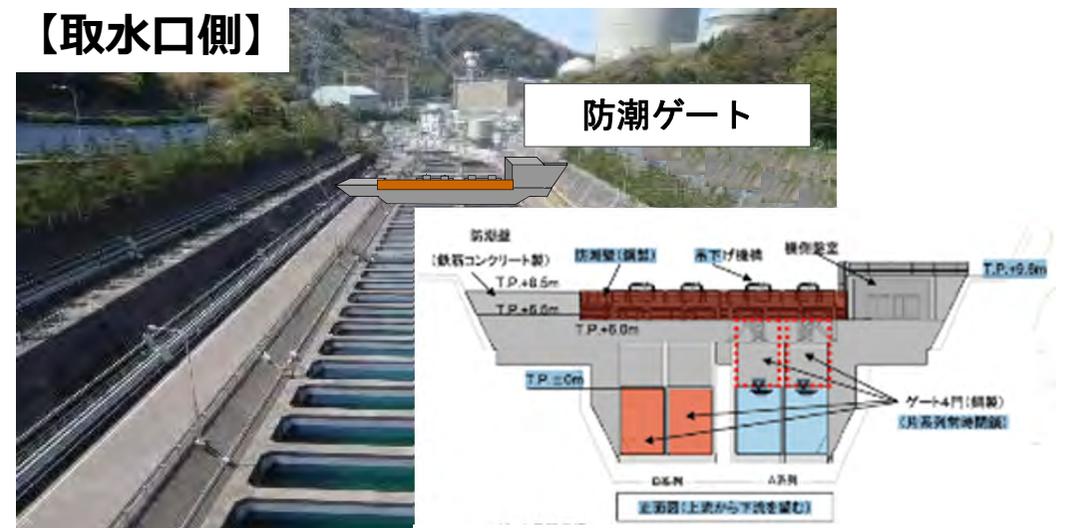
# ⑪耐津波対応



【放水口側】



【取水口側】



(出典) 事業者のデータを基に事務局作成

## (2) 事故リスク対応費用について

# 今回検証における損害賠償費用の考え方①

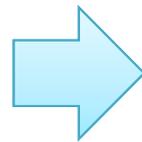
➤ 東京電力の新・総合特別事業計画（2015年4月変更認定）における賠償見積額について、2011年検証委の整理を踏襲し、①一過性の損害と、②一定期間にわたって発生することが見込まれる損害（年度毎に発生する損害）等に分類。

## 賠償見積額

①一過性の損害	3兆9,928億円	} 5兆7,412億円
②年度毎に発生する損害	1兆3,553億円	
③その他（自主的避難等、福島県民健康管理基金）	3,930億円	

### <新・総合特別事業計画における賠償見積額> (億円)

	賠償見積額
I. 個人の方に係る項目	20,492
検査費用等	3,258
精神的損害	10,518
自主的避難等	3,680
就労不能損害	3,035
II. 法人・個人事業主の方に係る項目	20,978
営業損害、出荷制限指示等による損害、風評被害	19,263
間接損害等その他	1,716
III. 共通・その他	15,942
財物価値の喪失又は減少等	11,036
住居確保損害	4,656
福島県民健康管理基金	250
合計	57,412



### <項目別に分類>

(億円)

	賠償見積額
(1)一過性の損害	39,928
①検査費用等	3,258
②営業損害、出荷制限指示等による損害、風評被害	19,263
③間接被害等その他	1,716
④財物価値の喪失又は減少等	11,036
⑤住居確保損害	4,656
(2)年度毎に発生する損害	13,553
①精神的損害	10,518
②就労不能損害	3,035
(3)その他	3,930
①自主的避難等	3,680
②福島県民健康管理基金	250
合計	57,412

# 今回検証における損害賠償費用の考え方②

- 前頁にて示した損害賠償費用について、2011年検証委の整理を踏襲し、以下の点を考慮してモデルプラントにおける賠償額に補正する。
  - ✓ 事故時に放出される放射性物質の割合を一定とした場合、放出される放射性物質の量は原子炉内に存在する放射性物質の量（原子炉出力）に比例する。このため、営業損害のように、放射性物質の放出量に比例するといえる費用については、「モデルプラントの出力(120 万 kW)／東電福島第一原発の1号機から3号機の出力」を乗じて補正。
  - ✓ 一過性の損害である風評被害や検査費用などは出力と関係なく発生すると想定し、出力の差による補正は行わない。
  - ✓ 出力比とは別に、モデルプラントの場所は福島県を前提としていないため、東京電力における損害賠償見積額に対して、一人当たりGDP比、一人当たり雇用者報酬比、消費者物価地域差指数比によって、立地県（あるいは日本全国）と福島県（あるいは東北）の違いを補正。

# 今回検証における損害賠償費用の考え方③

## 損害賠償費用

項目	賠償費用 (億円)	地域性 換算係数	人口比 換算係数	出力補正	補正後 賠償費用 (億円)
<b>(1)一過性の損害分</b>					
①検査費用等	3,258	1.00	1.03	—	
②営業損害、出荷制限指示等による損害及び風評被害	19,263	0.97	1.03	—	
③間接損害等その他	1,716	0.97	1.03	—	
④財物価値の喪失又は減少等	11,036	1.00	1.03	—	
⑤住居確保損害	4,656	1.00	1.03	—	
<b>小計</b>	<b>39,928</b>	—	—	—	<b>40,478</b>
<b>(2)年度毎に発生しうる損害分</b>					
①精神的損害	10,518	1.00	1.03	0.59	
②就労不能損害	3,035	1.03	1.03	0.59	
<b>小計</b>	<b>13,553</b>				<b>8,292</b>
<b>(3)その他</b>					
①自主的避難等	3,680	1.02	—	—	
②福島県民健康管理基金	250	1.00	—	—	
<b>小計</b>	<b>3,930</b>				<b>4,004</b>
<b>合計</b>	<b>57,412</b>				<b>52,773</b>

※地域性の換算係数

- ・一人当たりGDP比（立地県平均／福島県）：0.97
- ・一人当たり雇用者報酬比（立地県平均／福島県）：1.03
- ・消費者物価地域差指数比（全国／東北）：1.02

※人口比

- ・30km圏内人口の全サイト平均と福島第一サイトとの比  
（全サイト平均／福島第一サイト）：1.03

（出典）原子力発電・核燃料サイクル技術等検討小委員会 資料集2

原子力発電所の事故リスクコストの試算（平成23年11月10日）を基に事務局作成

# 今回検証における福島第一原発に係る廃炉費用の考え方

- 福島第一原発の廃炉に必要な費用は、1号機～4号機で9,760億円となる見込み。  
(うち、1,856億円分については、通常廃炉に要する費用。)
- 加えて、東京電力として廃炉に向けた安全対策に万全を期すため、上記に加えて、今後10年間の総額として更に1兆円を確保する予定。

これらの費用については、以下の考え方の下で試算。

- ✓ 事故によって汚染された発電所の廃炉については、電気出力規模には依存しないと仮定。
- ✓ 4号機については、1～3号機に比べて汚染レベルが低く、事故廃炉費用は少額に収まる見込み。したがって、廃炉費用を3基分の廃炉費用として補正。

## 事故廃炉費用

項目	事故廃炉費用 (億円)	地域性	人口比	出力補正	補正後 事故廃炉費用 (億円)
災害損失引当金	7,904				
追加的廃炉費用(事故廃炉費用)	10,000				
合計	17,904	—	—	0.59	5,968

(出典)新・総合特別事業計画(平成27年4月変更認定)、  
東京電力 平成26年度第3四半期決算資料を基に事務局作成

# 今回検証における除染・中間貯蔵費用の考え方

- 既の実施されている又は現在計画されている除染・中間貯蔵施設事業に係る費用は、環境省の試算によると、以下のとおり。
  - ① 除染費用（汚染廃棄物処理を含む） 約2.5兆円
  - ② 中間貯蔵施設（建設・管理運営等） 約1.1兆円
- これらの費用については、以下の考え方の下で試算。
  - ✓ 除染費用等の一過性の費用については、出力とは関係なく計上し、毎年の費用についてはモデルプラントと福島第一の1号機から3号機までの出力の比で補正。

## 除染・中間貯蔵費用

項目	除染・ 中間貯蔵費用 (兆円)	地域性	人口比	出力補正	補正後 除染・中間貯蔵費用 (兆円)
除染費用	2.5				
中間貯蔵費用	1.1				
合計	3.6	—	—	0.33	2.1

(出典)原子力災害からの福島復興の加速に向けて(平成25年12月閣議決定)を基に事務局作成

# 今回試算における行政費用の考え方

- 福島第一原発事故に起因して発生する費用についても、行政コストとして事故の費用に算入。
- 具体的には、平成23年度予算（2次補正、復興予備費、3次補正）、平成24年度予算（当初、補正）、平成25年度予算（当初、補正）、平成26年度予算（当初、補正）に計上されている原子力災害復興関係の歳出額（平成26年は予算額）等を計上。
- これらの費用から2011年検証委と同様、以下の考え方に基づき整理し、**9,990億円**を損害額に含めるべき行政費用として計上する。
  - ✓ 二重計上となる補償契約や損害賠償仮払金、除染費用は除く。
  - ✓ 原子力損賠償機構の拠出金や、除染等に係る研究開発等は、一度設立する、あるいはひとたび知見を得れば、仮に次の事故が発生した場合には必ずしも同様の事業を実施する必要がないと考えられるため、将来事故コストとして計上するのは適当ではなく、含めるべき対象から除く。
  - ✓ 本来であれば、一過性の費用と、年度毎に発生しうる費用に分けて計上すべきであるが、保守的に試算し、全て一過性の費用として計上。

（出典）財務省HP等を基に事務局作成

# 原子力発電施設の減損及び核燃料の損失の費用①

## 1. 原子力発電設備に係る損壊リスクコストの考え方

### 【考え方】

- 1年目から40年目までのそれぞれの年の中間時点で事故が発生したと仮定し、それぞれの年の中間時点における原子力発電設備の残存簿価の平均額を損壊リスクコストとして計上。（原子力発電設備の残存簿価は事故の発生時点によって変わりうる等の理由から、その損害額が平均的と言えない東京電力福島第一原発のケースは採用していない。）

### 【計算方法】

- モデルプラント竣工時の原子力発電設備の簿価は、5,156億円（＝建設費分37万円/kW×120万kW＋廃止措置費用（資産除去債務）分716億円）。
- このうち、建設費分は法定耐用年数の16年間で定率償却すると仮定。ただし、廃止措置費用（資産除去債務）分は、発電実績に応じて償却していく（生産高比例方式）が、ここでは毎年一定の発電量（想定総発電量の40分の1）を発電するとして、稼働年数40年間で定額償却すると仮定。
- 建設費分と廃止措置費用（資産除去債務）分の40年間のそれぞれの年の中間時点における残存簿価の平均額はそれぞれ597億円と358億円。
- したがって、これらの合計額である**955億円**を損壊リスクコストとして設定することが適当ではないか。

建設費分：償却前簿価4,440億円 16年定率法の償却率0.156、改定償却率0.167、保証率0.03063 （単位：億円）

	1年目	2年目	3年目	4年目	5年目	6年目	7年目	8年目	9年目	10年目
期首	4,440	3,747	3,163	2,669	2,253	1,901	1,605	1,355	1,143	965
期末	3,747	3,163	2,669	2,253	1,901	1,605	1,355	1,143	965	814
中間	4,094	3,455	2,916	2,461	2,077	1,753	1,480	1,249	1,054	890
	11年目	12年目	13年目	14年目	15年目	16年目	17年目	～	～	40年目
	814	678	542	406	270	134	0	～	～	0
	678	542	406	270	134	0	0	～	～	0
	746	610	474	338	202	67	0	～	～	0

→1年目から40年目までの中間時点における残存簿価の平均額は、597億円。

廃止措置費用（資産除去債務）分：償却前簿価716億円 40年定額法の償却率0.025 （単位：億円）

	1年目	2年目	3年目	4年目	5年目	6年目	7年目	～	39年目	40年目
期首	716	698	681	664	647	631	615	～	36	18
期末	698	681	664	647	631	615	600	～	18	0
中間	707	689	672	655	639	623	607	～	27	9

→1年目から40年目までの中間時点における残存簿価の平均額は、358億円。

# 原子力発電施設の減損及び核燃料の損失の費用②

## 2. 核燃料損失の考え方

### 【考え方】

○核燃料サイクルコストには、核燃料費も含まれているが、事故による損失分の核燃料は追加で調達する必要があるため、事故による核燃料損失分は、事故リスクコストとして損害想定額に算入。(装荷核燃料の残存簿価は事故の発生時点によって変わりうる等の理由から、その損害額が平均値と言えない東京電力福島第一原発のケースは採用していない。)

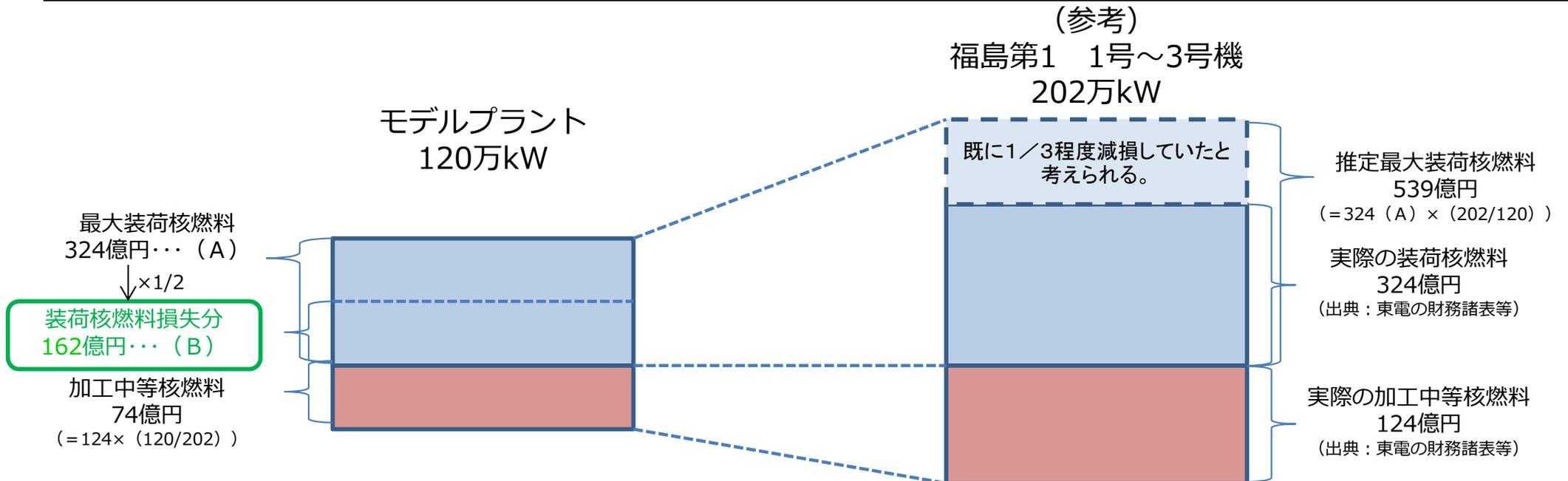
### 【計算方法】

○モデルプラント(120万kW、稼働年数40年、稼働率70%)で使用する総ウラン燃料価格を用いる。

○一般的なウラン燃料の炉内滞在年数が約5年であることから、装荷されている1炉心あたりの最大ウラン燃料価格は、324億円(=0.88円/kWh×(120万kW×24×365×0.7×5))・・・(A)と推定される。

○核燃料の装荷から減損完了まで(5年間)の中間地点で事故が発生すると仮定すれば、162億円の核燃料損失(B)を計上することが適当ではないか。

○なお、原子力発電所には装荷前の燃料(=「加工中等核燃料」)も存在するが、当該使用前燃料はプラント毎に貯蔵量が異なることから、リスクコストとして計上しない。



### (3) 核燃料サイクル費用について

# 工程別の単価について

- 2011年検証委と同様、核燃料サイクルコストを試算するにあたっては、コストの構成要素である、ウラン燃料、MOX燃料、再処理、使用済燃料輸送、中間貯蔵、高レベル放射性廃棄物処分の単価（ウラン燃料1トン当たりでの費用）を算出する。

割引率		0%	1%	3%	5%
ウラン燃料	(百万円/tU)	296	301	312	323
MOX燃料	(百万円/tHM)	449	450	459	472
再処理	(百万円/tU)	383	396	447	530
SF輸送 (発電所→再処理) (中間貯蔵→再処理)	(百万円/tU)	20	20	20	20
SF輸送 (発電所→中間貯蔵)	(百万円/tU)	19	19	19	19
中間貯蔵	(百万円/tU)	36	40	52	69
高レベル放射性廃棄物処分	(百万円/tU)	88	91	115	162

# 工程別の単価①(ウラン燃料、MOX燃料)

## ウラン燃料単価

- ◆ 直近のウラン燃料調達には、震災後の発電所の停止の影響により大幅に減少し、試算に用いるサンプルとして適さないため、2011年検証委で用いた2008年度～2010年度における調達実績を基に為替レートの変動（85.74円/\$→105.24円/\$）を反映。

割引率	0%	1%	3%	5%
2011年検証委(百万円/tU)	259	262	271	282
今回(百万円/tU)	296	301	312	323

(出典)電気事業連合会より入手した2008年度～2010年度における調達実績を基に事務局作成

## MOX燃料単価

- ◆ 最新の建設費の動向（約1,900→約2,100億円に増）を踏まえ、2011年検証委時単価×2,100/1,900として算定。

割引率	0%	1%	3%	5%
2011年検証委(百万円/tHM)	406	407	415	427
今回(百万円/tHM)	449	450	459	472

(出典)原子力発電・核燃料サイクル技術等検討小委員会 資料集1 核燃料サイクルコストの試算(平成23年11月10日)、事業者の公表値を基に事務局作成

# 工程別の単価②(再処理)

## 再処理単価

- ◆ 電気事業者及び日本原燃からの再処理等積立金法に基づく直近の届け出(国内再処理分;約11.7兆円、処理量は使用済燃料約3.15万トン(2011年3月)→約12.0兆円、処理量は使用済燃料約3.14万トン(2015年3月))を基に算定。

割引率	0%	1%	3%	5%
2011年検証委(百万円/tU)	372	378	411	464
今回(百万円/tU)	383	396	447	530

(出典)電気事業者及び日本原燃からの再処理等積立金法に基づく直近の届け出を基に事務局作成

# 工程別の単価③(使用済燃料輸送)

## 使用済燃料輸送単価

- ◆ 原子力発電所から六ヶ所再処理施設への輸送契約の直近の実績を基に算定。

【発電所→再処理、中間貯蔵→再処理】

割引率	0%	1%	3%	5%
2011年検証委(百万円/tU)	17	17	17	17
今回(百万円/tU)	20	20	20	20

【発電所→中間貯蔵】

割引率	0%	1%	3%	5%
2011年検証委(百万円/tU)	16	16	16	16
今回(百万円/tU)	19	19	19	19

(出典)輸送契約の直近の実績を基に算定した単価を電気事業連合会より入手

# 工程別の単価④(中間貯蔵、高レベル放射性廃棄物処分)

## 中間貯蔵単価

- ◆ 建設費等(約1,800億円)に変更がないため、引き続き、2011年検証委での試算を活用。(変更なし)。なお、貯蔵量は使用済燃料5000トン。

割引率	0%	1%	3%	5%
2011年検証委(百万円/tU)	36	40	52	69
今回(百万円/tU)	36	40	52	69

(出典)原子力発電・核燃料サイクル技術等検討小委員会 資料集1 核燃料サイクルコストの試算(平成23年11月10日)、

## 高レベル放射性廃棄物処分単価

- ◆ 直近において、最終処分法に基づき、国(経済産業省)において算定している処分費(約2.7兆円(2011年12月)→約2.8兆円(2014年12月))を基に算定。なお、処分量は、ガラス固化体約4万本(使用済燃料約3.2万トンに相当)。

割引率	0%	1%	3%	5%
2011年検証委(百万円/tU)	85	87	110	157
今回(百万円/tU)	88	91	115	162

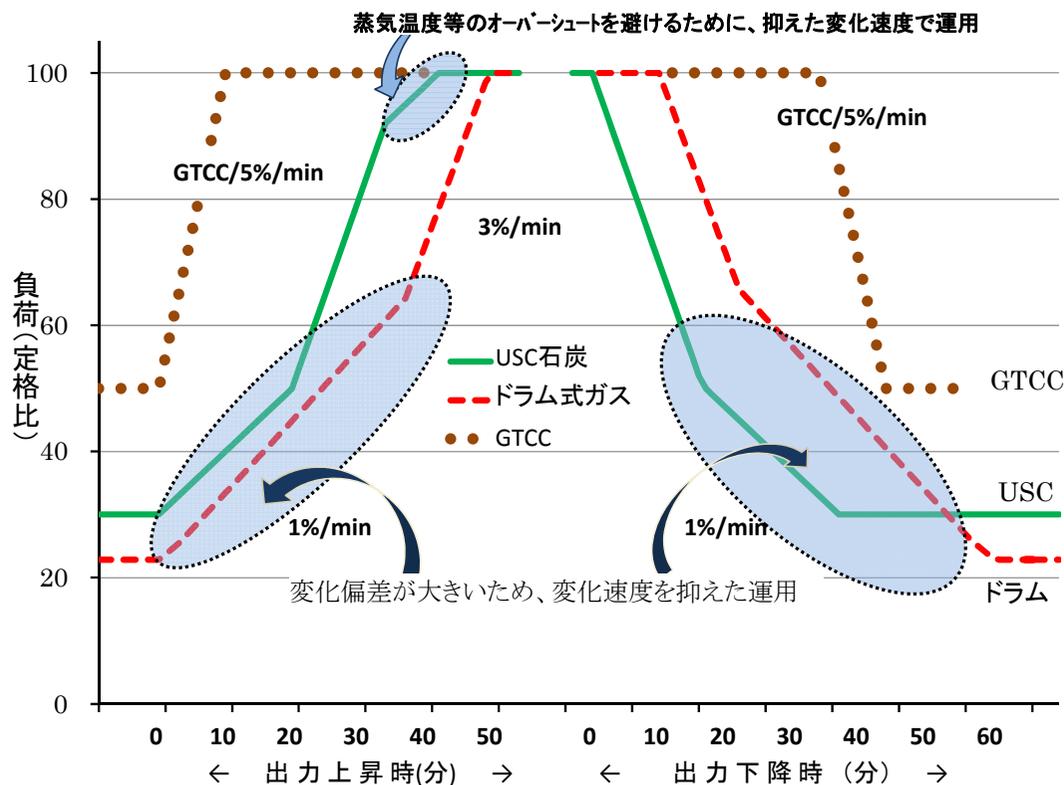
(出典)最終処分法に基づき、国(経済産業省)において算定している処分費を基に事務局作成

## 4. 系統安定化費用

# 火力発電の調整能力(現状)

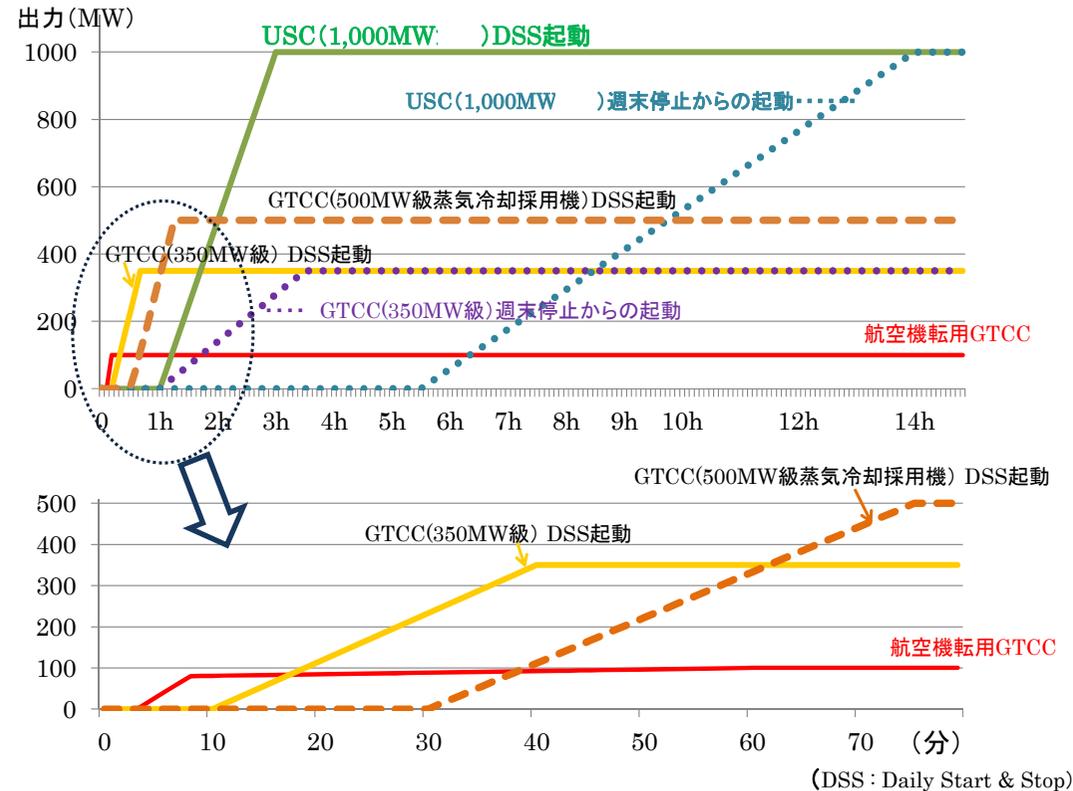
- ・火力発電の実際の運用時の出力変化速度は、プラントに適用している技術や運転パターンによって異なる。
- ・一般的には、出力変化速度について、ガスタービンコンバインドサイクル(GTCC)では早く、汽力(貫流・ドラム)では遅めである。また、低い出力帯では、プラント制御が難しいことから、出力変化速度が小さく設定され、中間から定格にかけて大きい値を設定しているプラントが多い。ただし、石炭火力は出力を下げた場合の発電効率の悪化が相対的に小さいという特性もある。
- ・火力発電の起動時間についても、GTCCは起動時間に優れており、40~80分程度、航空機転用形GTではさらに早い。一方、石炭等の汽力プラントでは起動に時間を必要とし、週末停止の場合は15時間程度、数週間~数ヶ月程度設備を休止させる点検や定期検査後だとさらに時間がかかる(起動までに数日程度)。
- ・なお、GTCC・汽力発電とも、自然変動電源の導入に伴い、需給調整量が拡大することにより、起動停止の増加や急激な出力変化により、疲労劣化を助長させる可能性が指摘されている。

【火力プラントの出力変化の一例】



USC:超々臨界圧ボイラ・タービン発電システム

【火力プラントの起動時間の例】

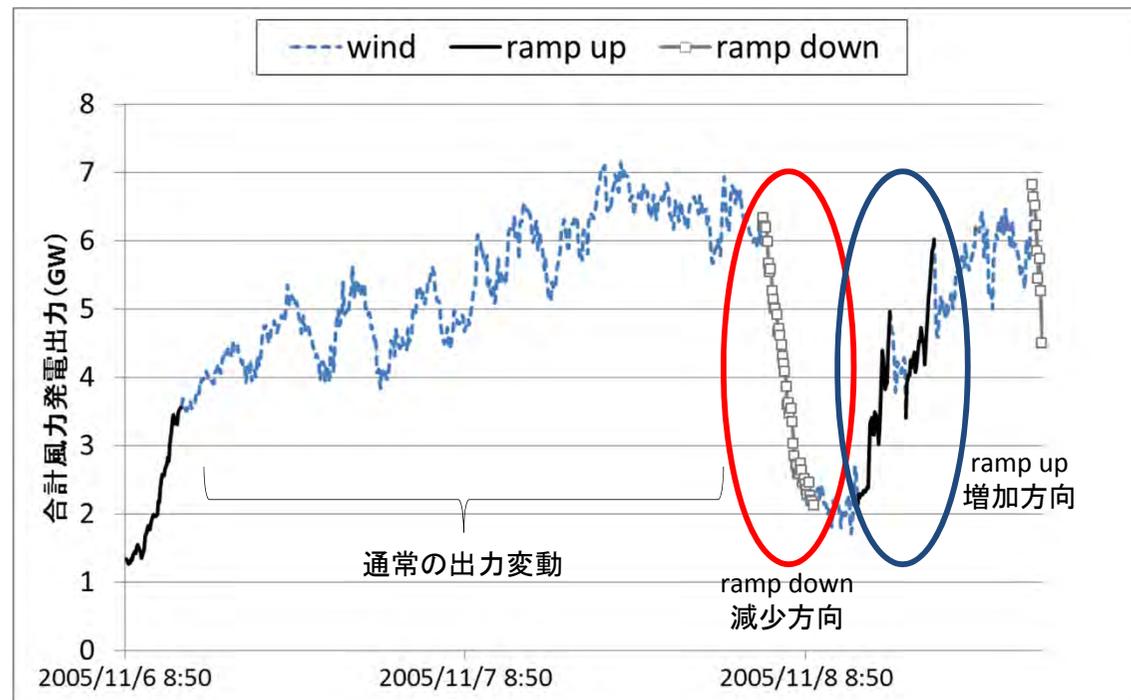


(出典)火力原子力発電協会「再生可能エネルギー時代の火力発電“新たな役割と価値”(2014.7)

# 自然変動電源導入によるランプ現象の発生について

- ・大きな気象の変化などにより、地域全体の自然変動電源(太陽光・風力)の発電出力が一定時間継続して上昇あるいは低下する「ランプ現象」が発生し、電力供給に不安定性をもたらす可能性が指摘されている。
- ・こうした急激な出力変動は、自然変動電源の地域的な拡がりや導入量の拡大により、ランプ現象の影響を相対化する「ならし効果(smoothing effect)」が発揮され、一定程度緩和される可能性があるが、完全に解消される訳ではない。このため、今後、自然変動電源の特性分析や出力予測技術の向上と合わせて、火力発電等の調整能力の向上が課題となる。

【風力発電におけるランプ現象の例】



(出典)火力原子力発電協会「再生可能エネルギー時代の火力発電“新たな役割と価値”(2014.7)より資源エネルギー庁作成

# 自然変動電源大量導入に当たっての火力発電技術の今後の見通し

- ・自然変動電源の導入が拡大する中、需給バランスを維持して周波数を安定化させるために、火力発電設備に頻繁な起動停止・低出力帯での運用・急激な出力変化運用が要求されることが想定される。
- ・こうした状況を見据え、火力発電プラントの事業者等からも、以下のような設備性能を目標とすべきとの提案がなされている。
- ・さらに、こうした状況改善以外にも、過酷な需給調整運用を要求される火力設備の疲労劣化への対応や、部分出力運用による効率低下の改善なども課題として指摘されている。

## 【火力プラントの柔軟性の現状と改善目標】

プラントタイプ	変化速度	最低出力	起動時間
	現状 → 潜在能力 → 目標	現状 → 目標	現状 → 目標
USC(石炭) 600～1000 MW	1～3%→3～5%→5%(低出力帯) 8%(高出力帯)	30%程度→15%	4h以上→4h以下
GTCC※ 1100～1500℃級	1～5%→8%→14%(CCで) (GT単独で20%)	50～60%→25%	40分以上→30分以下

※GTCCの数値は単軸の場合

(出典)火力原子力発電協会「再生可能エネルギー時代の火力発電“新たな役割と価値”(2014.7)より資源エネルギー庁作成