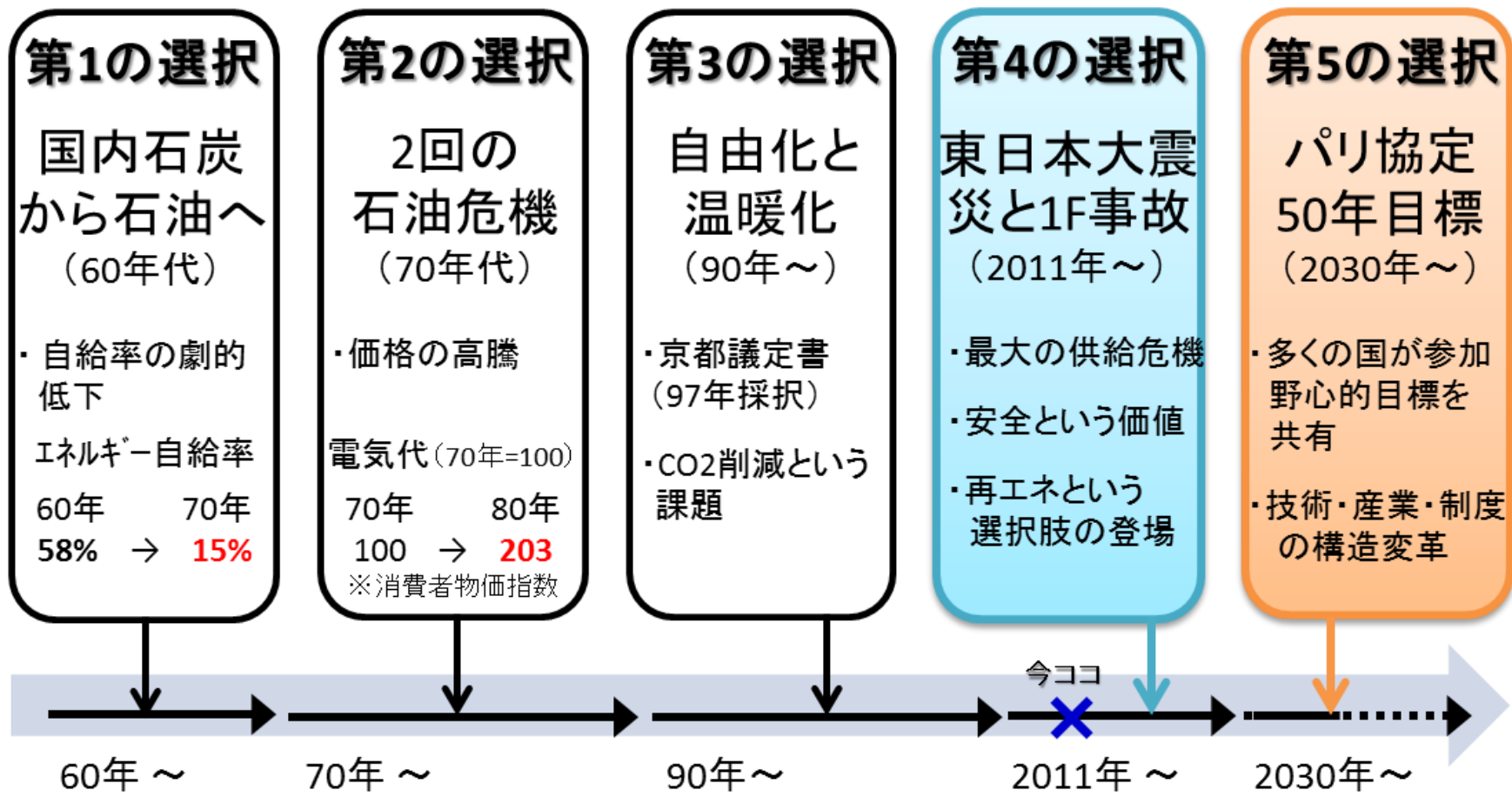


# エネルギー情勢懇談会提言 ～エネルギー転換へのイニシアティブ～ 関連資料

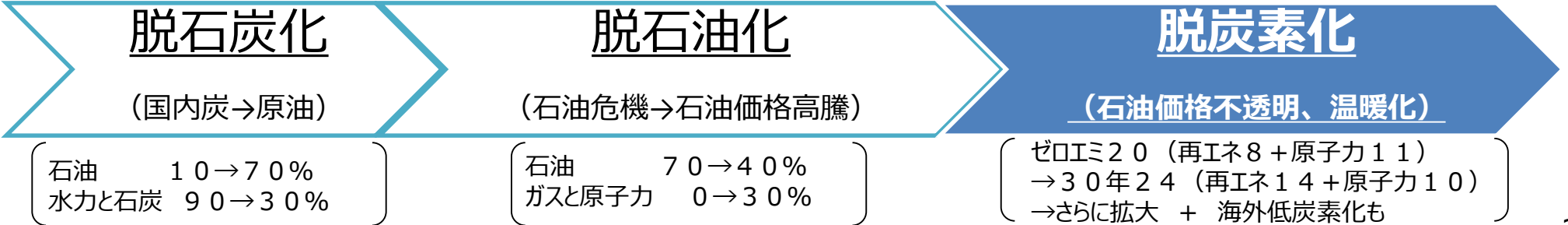
平成30年4月10日  
資源エネルギー庁

# **第一章 エネルギーを巡る情勢変化 ～可能性と不確実性、その中の国家戦略**

# 第5の選択 ～エネルギー安全保障の根幹を決める「技術覇権」の獲得戦略



## エネルギー転換のメガトレンド



※ここでの脱〇〇化は、依存度を低減していくという意味。

# (参考) エネルギー情勢懇談会のプロセス総括

	分野	メインスピーカー名	国籍	所属/肩書
第2回	地政学・資源	ポール・スティーブンス	イギリス	王立国際問題研究所 /特別上席フェロー
		アダム・シミンスキー	アメリカ	戦略国際問題研究所 /エネルギー地政学議長
第3回 ※一部 第6回	地球温暖化	ジム・スキー	イギリス	インペリアル・カレッジ・ロンドン /持続可能エネルギー担当教授
		マイケル・シェレンバーガー	アメリカ	エンバイロメンタル・プロGRESS (環境NGO) /代表
		フェリックス・マッティス	ドイツ	エコ研究所エネルギー・気候政策部 /リサーチコーディネーター
第4回	ゼロエミ企業	マティアス・バウゼンバイン	デンマーク	オーステッド (再エネに強み) /本部長 (アジア大洋州担当)
		ラルフ・ハンター	アメリカ	エクセロン・ニュークリア (原子力に強み) /最高執行責任者
第5回	総合エネルギー企業	ガイ・オーテン	イギリス	ロイヤル・ダッチ・シェル (元石油会社) /上級副社長
		ディディエ・オロー	フランス	ENGIE (元ガス会社) /上級副社長
		マリアンヌ・レニョー	フランス	EDFグループ (元電力会社) /上級副社長
第6回	技術・イノベーション	内山田竹志	日本	トヨタ自動車 /代表取締役会長
		リチャード・ボルト	オーストラリア	ビクトリア州政府 /経済開発・雇用・運輸・資源省次官
第7回	技術・イノベーション	アルン・マジュマダール	アメリカ	スタンフォード大学 /プレコートエネルギー研究所所長
ジョン・ホプキンス		アメリカ	ニュースケール・パワー /最高経営責任者	

# (参考) 10の変化

## (変化1) 原油価格は100ドルから50ドルに

- 原油価格のトレンドの見極めはエネルギー選択のベース。
- 新興国の成長、シェール革命の持続性に加え、EV化の程度等が大きく左右。ここをどう見極めるか？

## (変化2) 再エネ価格は日本の外では40円/kWhから10円/kWhに

- FIT制度による支援の下、再エネ投資が今や火力・原子力を上回るまでに。
- 他方でストックでも再エネが主力となるには、持続的な投資の継続が必須。
- FIT支援後の自立化のためには何が必要か？
- 欧州や中国が先行。我が国の再エネ産業の競争力をどう強化するか？
- 蓄電池の革新をどう加速するか？我が国が世界をリードする条件は？
- 大規模NWの再設計と分散NWへの投資をどう並行して進めるか？

## (変化3) 自動車産業のEV化競争が激化

- EV化はエネルギーの需要構造、そして供給構造を変える可能性。
- 海外における政策はどう動くのか？
- 自動車産業やメジャーの長期戦略は？

## (変化4) 脱原発を宣言した国がある一方、多くの国が原子力を活用している状況

- 原子力に対する社会の見方は国ごとにどう違っているか？
- 各国のエネルギー政策上、原子力はどう位置づけられているのか。今後の各国の原子力戦略は？

## (変化5) 全面自由化と再エネ拡大で投資環境に新たな課題

- 再エネ拡大と自由化の下で、電力価格の変動が大きくなる中、懐妊期間の長い電源について、持続的な開発・投資を可能とするための方策は？

## (変化6) パリ協定を巡る動向、米国離脱もトレンドは変わらず

- 主要国のCO2戦略は？特に米・欧・中・印の動向は？
- 2050年の世界に向けて、この経済措置をどのようにしていくか。

## (変化7) 拡大する世界のエネルギー・電力市場

- 新興国でのCO2削減が鍵。日本の産業の可能性は？

## (変化8) 中国国営企業の台頭、欧米ではエネルギー企業のM&Aが進展

- 欧米や中国の電力・ガスの経営モデルは？
- 海外展開を可能とする日本の産業の対応の方向性は？

## (変化9) 金融プレーヤーの存在感の高まり

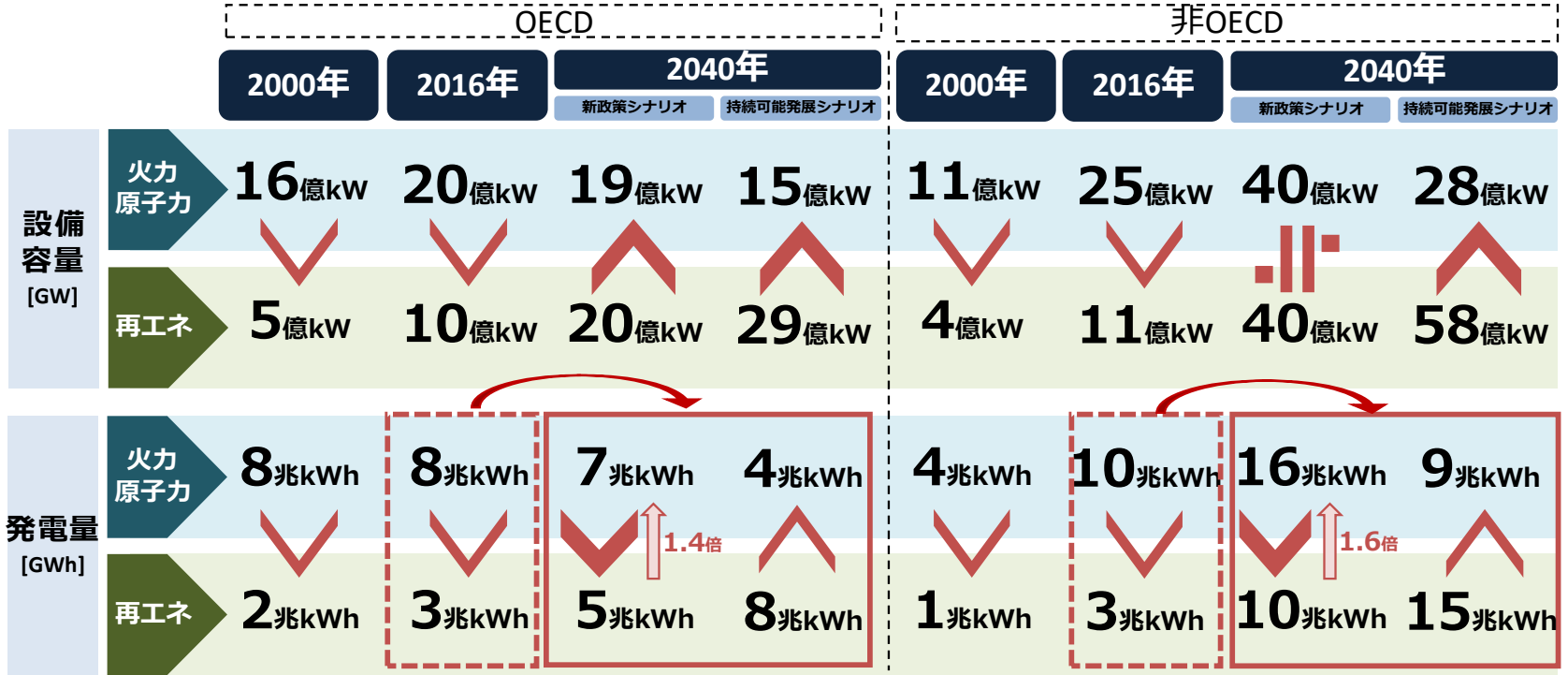
- 自由化の下でのエネルギー分野へのリスクマネー供給の方向性は？

## (変化10) 世界全域での地政学上の緊張関係の高まり

- 日本のエネルギー構造は震災後、地政学的な影響を受けやすい構造に。地政学的リスクの動向は？日本としての戦略は？

# 再エネの現状

- ～ 再エネの台頭。投資額は、現在、火力・原子力を凌駕。
- ～ 設備規模でも、中位シナリオであっても40年に火力・原子力に並ぶ勢い。
- ～ 再エネの稼働率は低く、40年でも電力量ベースでは火力・原子力に及ばない可能性も。

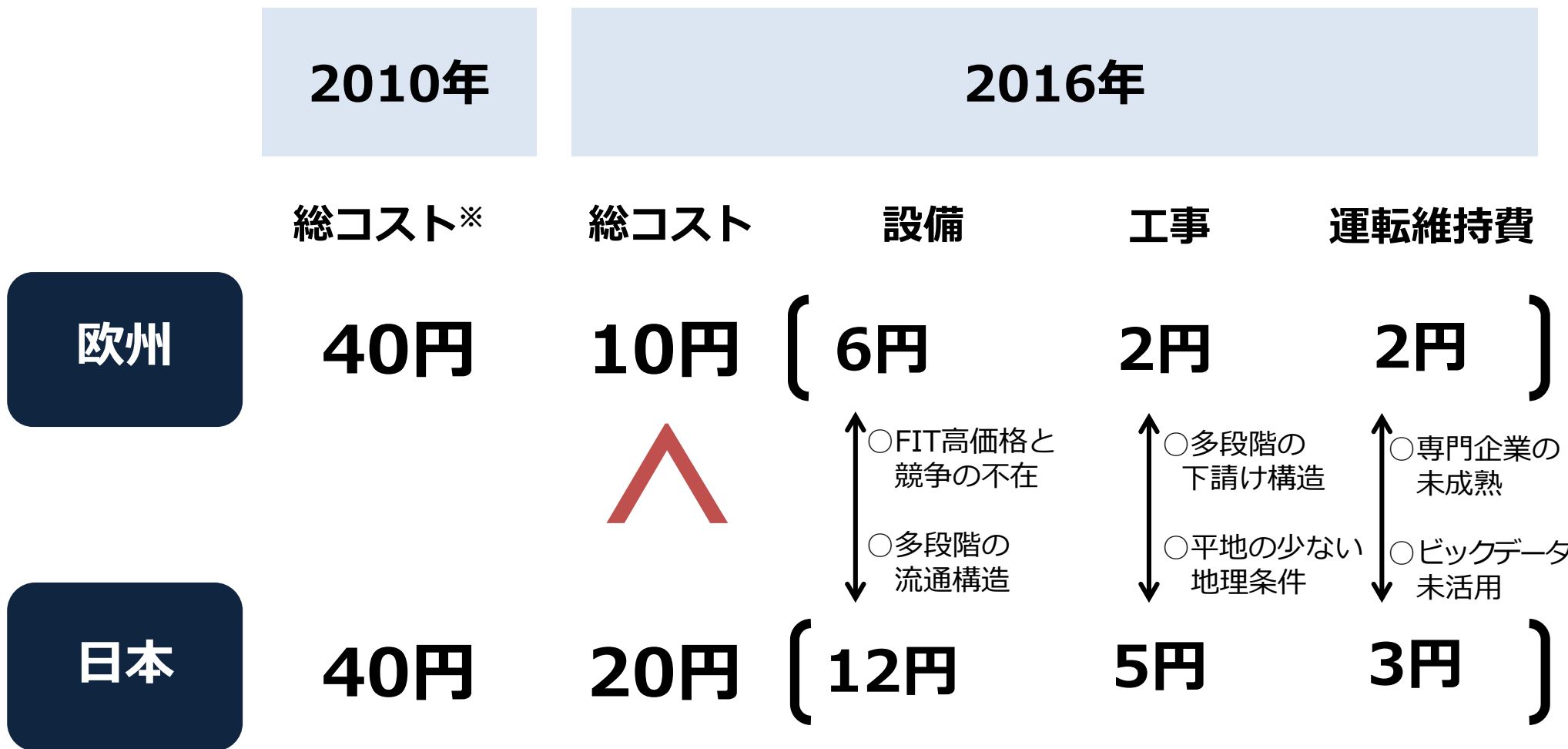


※投資額は1 \$ = 100円で概算、世界全体  
 ※2040年はWEOシナリオ

(出所) IEA “World Energy Investment 2017”, “World Energy Outlook 2017”等より資源エネルギー庁作成

# (参考) 海外における再エネ価格の大幅低下と日本の状況

## 欧州と日本の太陽光発電コストの推移 [円/kWh]

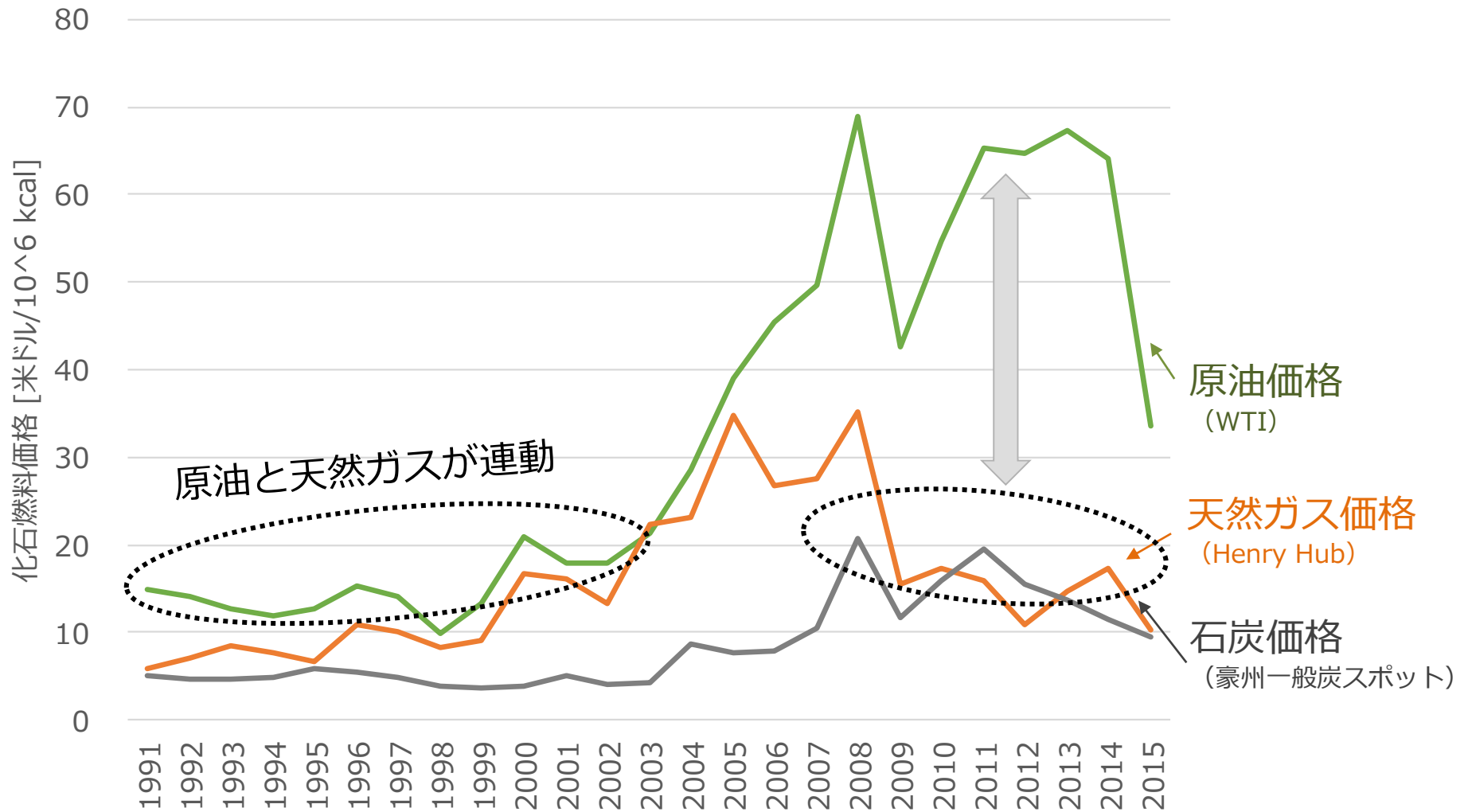


※欧州・日本の総コストは、世界平均の太陽光発電コスト

(出所) Bloomberg New Energy Financeデータ等より資源エネルギー庁推計

# (参考) エネルギー相対価格の変化①

## ～シェール革命によるガス価格低下



(出所) BP "Statistical Review of World Energy"  
Barlow Jonker (現IHS Energy社) "Coal 2005"



# 脱炭素化への多様なチャレンジ

～ 世界の有識者は技術革新によるエネルギー転換を予想

～ エネルギー主要企業もこれに呼応し、大胆な事業転換を指向

	分野	メインスピーカー名	技術に関する主な発言
第2回	地政学・資源	ポール・スティーブンス	「炭化水素から電子に変わる」 「ビッグデータ革命がそこまで来ている」
		アダム・シミンスキー	「CCS関連の技術というのはまだまだ揺籃期にある」 「EVだけで問題解決はできない。発電をクリーンにする必要」
第3回 <small>※一部 第6回</small>	地球温暖化	ジム・スキー	「イノベーションによって新しいテクノロジーが出てくるであろうということを強く信じている」
		マイケル・シェレンバーガー	「原子力は地球温暖化対策のために非常に重要」 「保守的なデザイン変更すべき。安全性向上とコスト削減に」
		フェリックス・マッティス	「過去、排出削減が進んでこなかった運輸部門は今後数年の重要行動分野。電力部門は早期の脱炭素化が必要。」
第4回	ゼロエミ企業	マティアス・バウゼンバイン	「洋上風力開発は長期プロセスであり、明確な目標値や法制度整備が必要。イノベーションもコスト削減のために重要。」
		ラルフ・ハンター	「原子力運転管理モデルを活用し、安全文化を維持しつつ稼働率向上実現。運転の80年延長も、技術的見地に立てば合理的」
第5回	総合エネルギー企業	ガイ・オーテン	「将来の大きなマクロトレンドはエネルギー転換とデジタル化」
		ディディエ・オロー	「経営戦略の前提となるメガトレンドとして、脱炭素化、分散化、デジタル化の3つの潮流が存在」
		マリアンヌ・レニョー	「経営戦略として①原子力と再エネ重視、②デジタル化を受けた消費者向け新サービス、③将来の電力システム構築が3本柱」
第6回	技術・イノベーション	内山田竹志	「自動車のCO2排出削減には車両電動化が必須。電動化は、EVだけでなく、HV、PHV、FCVを含む広い概念。」
		リチャード・ボルト	「将来的に水素は産業部門熱需要、運輸燃料として化石燃料を代替する可能性」
第7回	技術・イノベーション	アルン・マジュマダール	「シェール革命、再エネ・蓄電池の低コスト化、デジタル化、水素とCO2によるメタン・エタノール精製等が変革を牽引」
		ジョン・ホプキンス	「SMRは従来原子力に比して安全性、経済性に優れる。変動再エネに対し負荷追従が可能。カーボンフリー水素製造源にも」

# (参考) 世界の技術間競争の先端事例①

(情勢懇第7回 スタンフォード大 アルン・マジュマダール教授資料より抜粋)

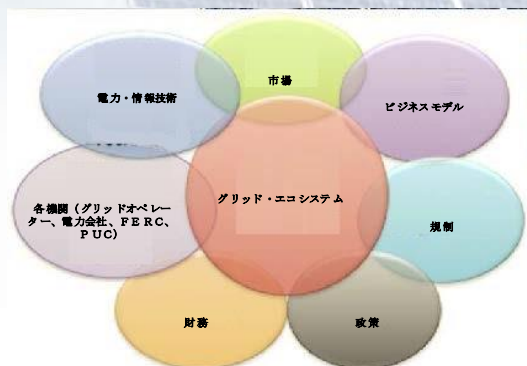
## スタンフォード Bits & Watts イニシアティブ 21世紀の電力グリッドのための技術革新

### 20世紀

- 大型の集中型発電
- 一方向の電力供給
- 負荷（需要）を制御せず、それに追従して発電し続ける

### 21世紀

- 再生可能エネルギーによる徹底した脱炭素
- 分散型エネルギー資源



# (参考) 世界の技術間競争の先端事例②

## (情勢懇第5回 Engie社 資料より抜粋)

### 目標

#### 将来における事業活動の創造: 主なプログラム



#### イノベーションとデジタル化

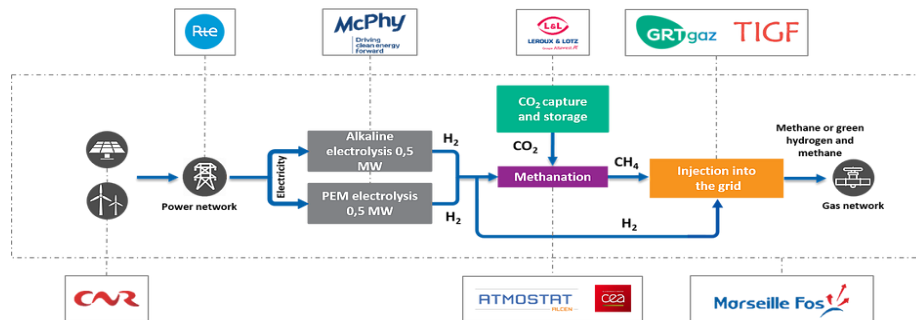
- 新たな技術の発見・探求
- 新たなビジネスモデルの展開
- スタートアップとの密接な関係構築
- 社内イノベーションの文化の推進
- デジタル化を通じた顧客体験の充実とビジネスプロセス最適化
- 「デジタルネイティブ」なビジネスモデルの創出

イノベーションとデジタル化  
**15億€**  
 計画期間全体の投資額

### 水素: 開発中のプロジェクト

#### ジュピター1000

- Power to Gasの最初の産業用実証（電気分解 1MWe、炭素回収によるメタネーションプロセス）
- グリーン水素は、100%再エネから製造（2つの電解層技術を利用）
- 導入は、革新的なメタネーション技術に基づく（CO2は近くの工業地帯にて回収）



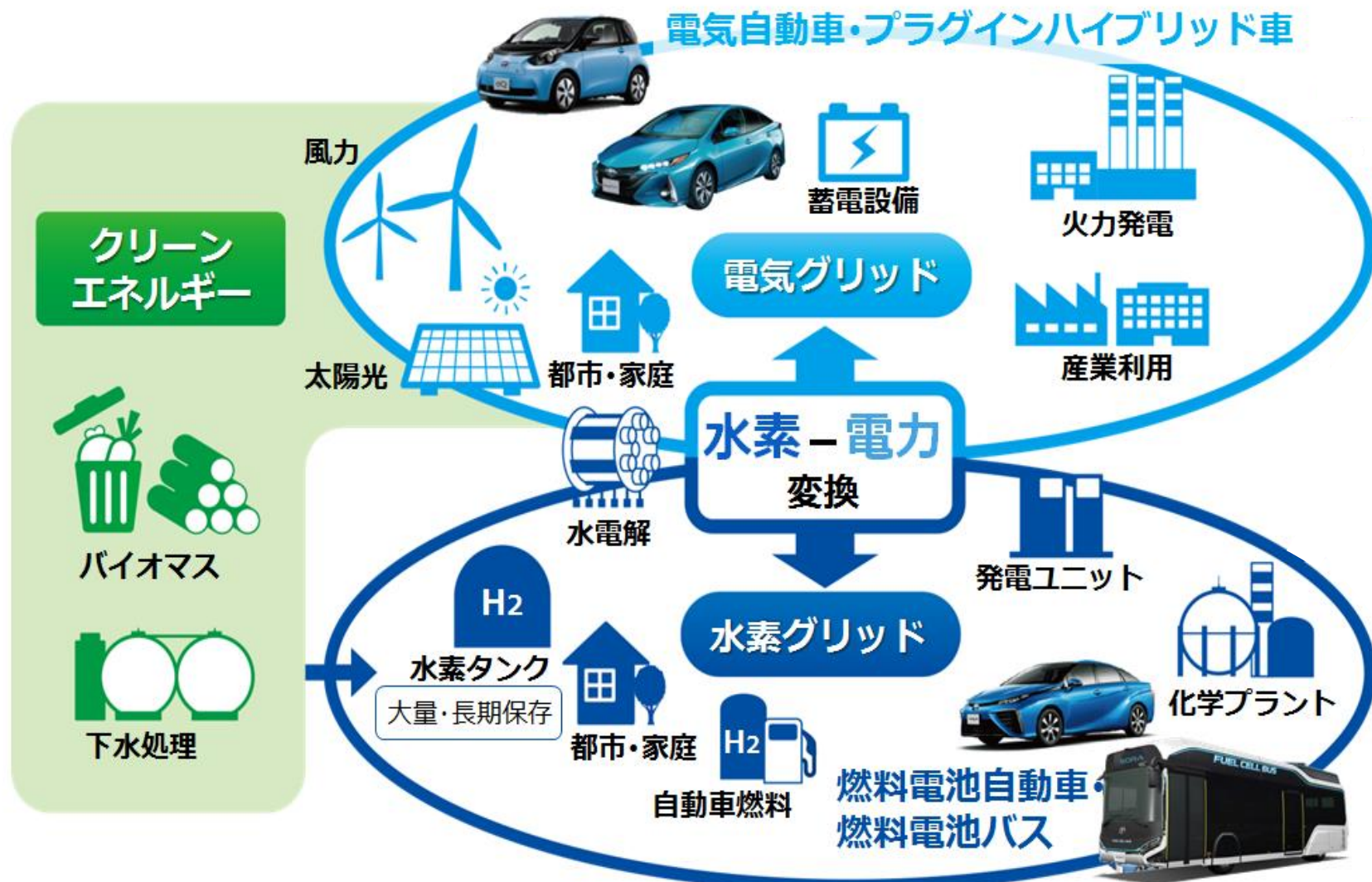
#### その他のプロジェクト

- Zero Emission Valley（フランス）: 地域の**水素ステーション**のネットワークを**構築**（シンビオセルのレンジエクステンダーを搭載した製品）
- 産業用ニーズに応える**大規模再生可能水素生産**の見通し
  - Hyport プロジェクト: フランスのトゥールーズやタルブ空港における**グリーン水素の製造、輸送、貯蔵**
- 再生可能な**燃料を用いたゼロ・エミッション・モビリティ**を開発するための世界的な展望
  - フランス、ポー市における水素バス運行の**開始**

# (参考) 世界の技術間競争の先端事例③

(情勢懇第6回 トヨタ自動車 資料より抜粋)

## クリーンエネルギーを活用した水素社会の姿

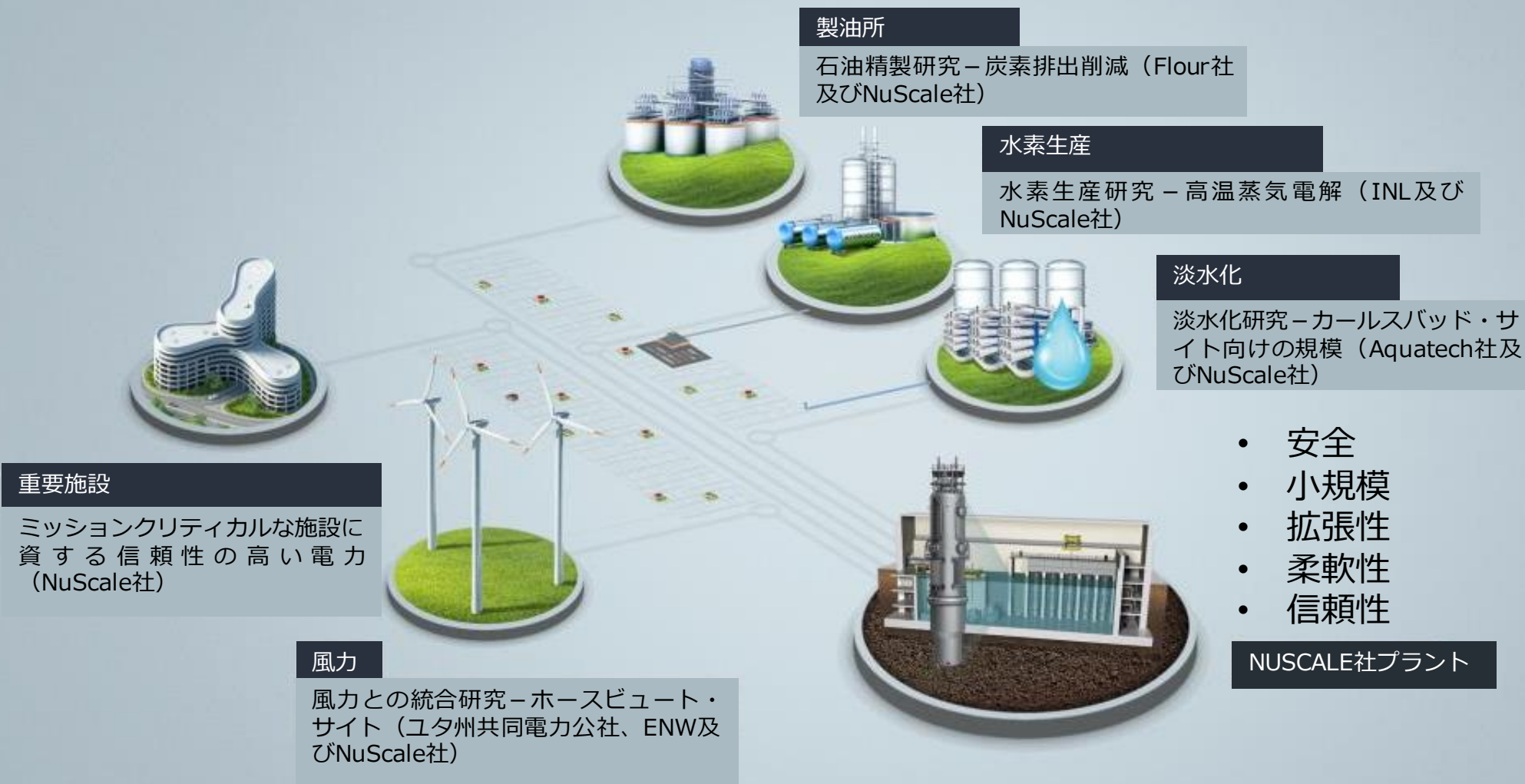




# (参考) 世界の技術間競争の先端事例④

(情勢懇第7回 NuScale社 資料より抜粋)

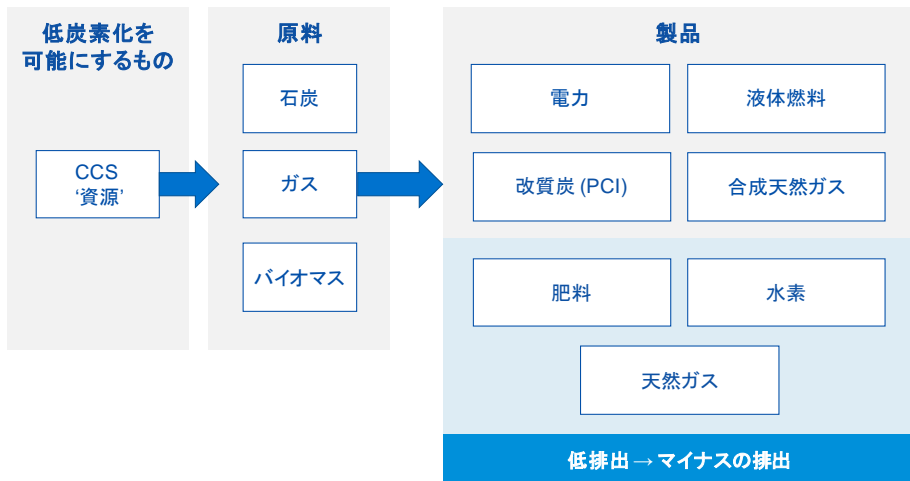
## NuScale社の多様なエネルギープラットフォーム (NuDEP) イニシアチブ



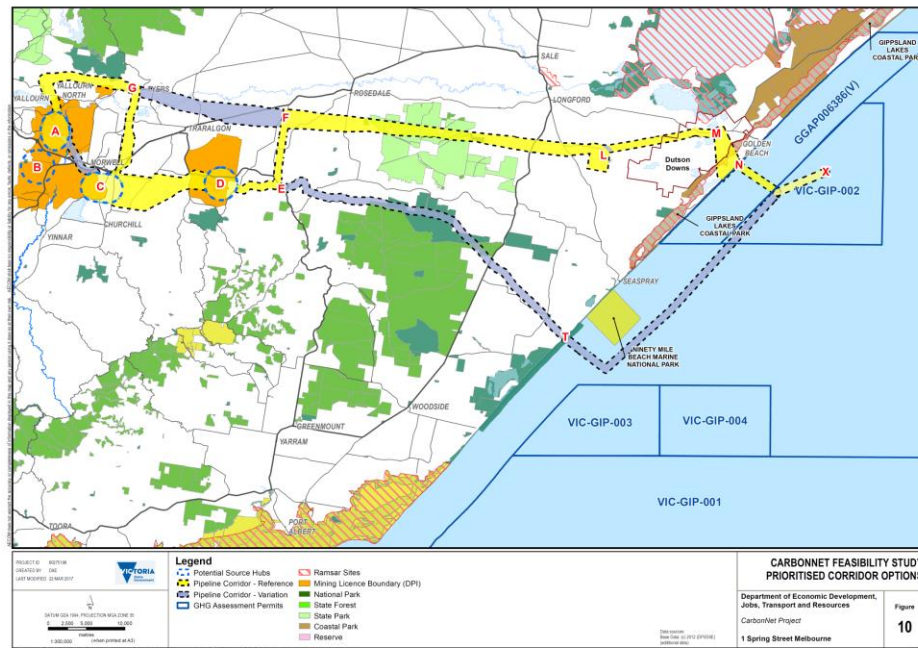
# (参考) 世界の技術間競争の先端事例⑤

(情勢懇第6回 豪ビクトリア州政府 リチャード・ボルト次官 資料より抜粋)

## CCS: 褐炭の低CO2排出的利用を実現



## CARBONNETプロジェクト



### オットウェー実証プロジェクト (CO2CRC, ビクトリア州)

- 2008年設立
- 世界最大のCCS実証プロジェクト (8万トンのCO<sub>2</sub> を注入・貯留)
- コスト削減のための先進技術・処理方法を実証する国際的に有名な総合モニタリング・プログラム
- スタート時点から地域社会が関与



### ゴーゴンLNGプロジェクト (西オーストラリア州)

- 現在委託中
- 年間3.4~4 百万トンのCO<sub>2</sub>を含塩層に注入・貯留
- 世界最大のCO<sub>2</sub>専用の地下貯留所



- ギプスランド地域で複数の利用者を対象とした大規模なCCSネットワークを構築
  - － 沖合貯蔵に向けた海岸付近への注入
- 2020年に向けてオーストラリア連邦政府とビクトリア州政府が共同出資
  - － 予備調査と開発に1億5000万オーストラリアドルを出資
- CarbonNetプロジェクトのペリカン地区はP90 において1億2500万トン貯蔵可能
- 莫大な研究投資
- Global Carbon Capture and Storage Instituteを介して知見を共有
- 顧客と投資家の確保に向けて産業界と協力

# 化石燃料利用の見通し

～IEAによれば、パリ協定を想定した2度シナリオであっても、化石燃料には一次エネルギー供給の半分を依存することになる。

	1次エネルギー									電力								
	先進国 (OECD)			新興国 (非OECD)			日本			先進国 (OECD)			新興国 (非OECD)			日本		
	2015	2040 (ベース)	2040 (2度)	2015	2040 (ベース)	2040 (2度)	2015	2040 (ベース)	2040 (2度)	2015	2040 (ベース)	2040 (2度)	2015	2040 (ベース)	2040 (2度)	2015	2040 (ベース)	2040 (2度)
<b>再エネ</b>	10%	20%	32%	17%	21%	29%	11%	14%	26%	23%	42%	63%	23%	39%	63%	16%	27%	56%
<b>原子力</b>	10%	9%	15%	2%	5%	8%	1%	16%	24%	18%	14%	20%	4%	8%	12%	1%	22%	32%
<b>化石燃料</b>	80%	71%	53%	81%	75%	63%	88%	71%	49%	58%	44%	17%	73%	53%	25%	83%	51%	12%
<b>うち石炭</b>	18%	12%	5%	36%	28%	17%	38%	21%	11%	30%	16%	2%	47%	31%	8%	33%	22%	2%

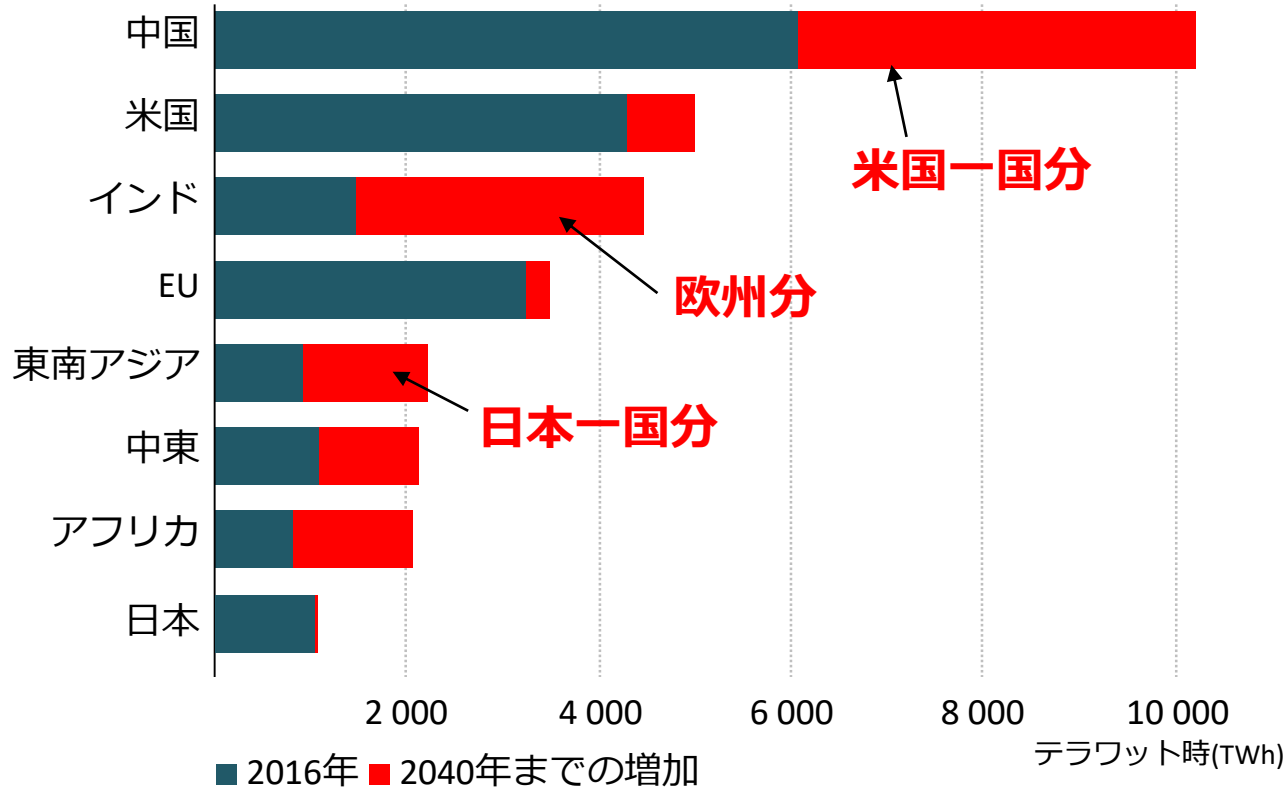
出所：WEO2017

※(ベース)は新政策シナリオであり、(2度)は持続可能な発展シナリオ

# 新興国のエネルギー選択のインパクト ～日米欧の一国分を上回る大きさ

## 新興国の電力需要の伸び (第7回情勢懇 ファティ・ビロル氏資料)

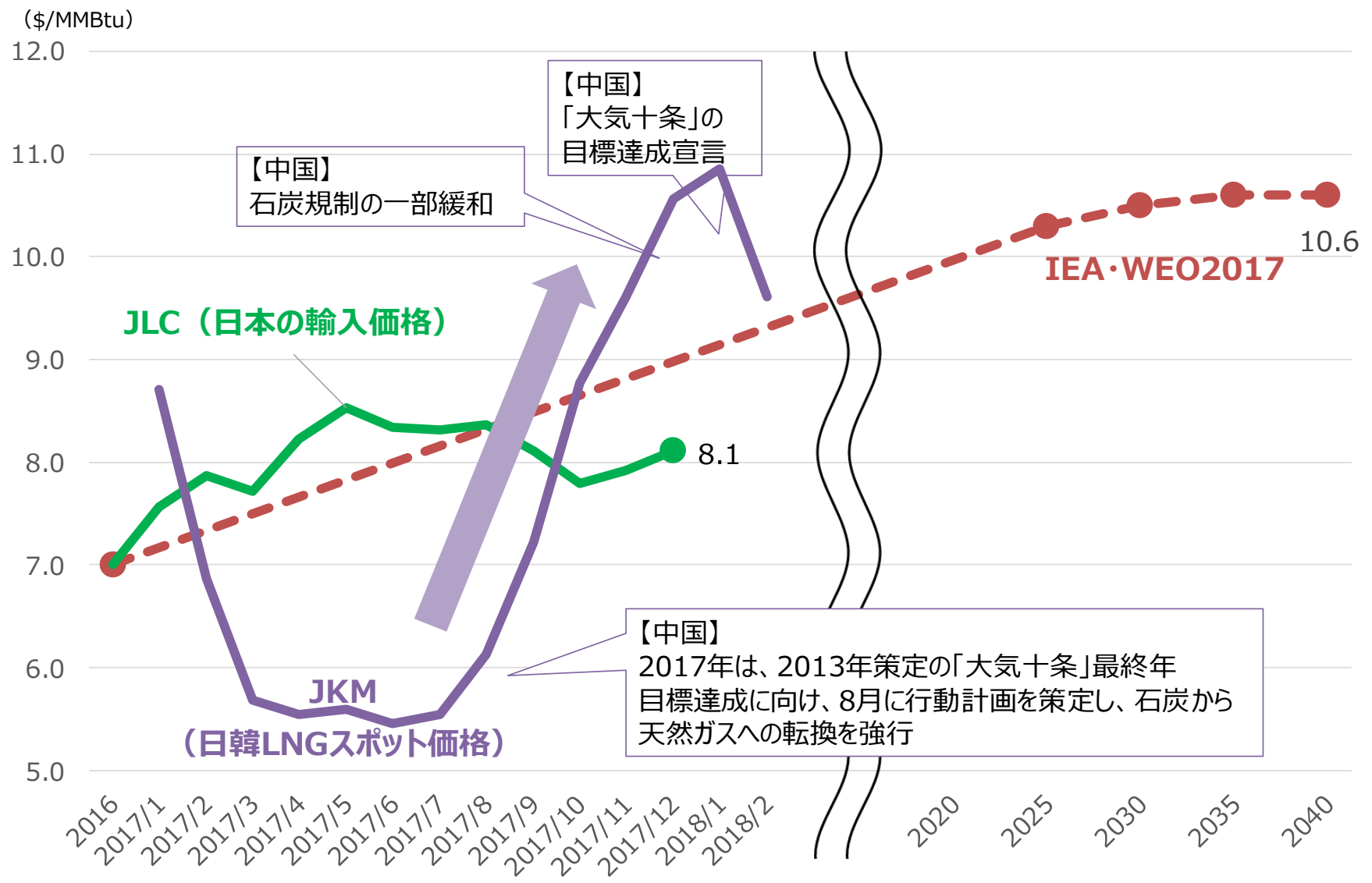
### 地域別発電電力量



2040年までのインドの発電電力量の増分は現在のEUの発電電力量に相当  
2040年までの中国の発電電力量の増分は現在の米国の発電電力量に相当



# 中国のエネルギー転換のインパクト ～中国のガスシフトがLNG価格の下方トレンドを一変

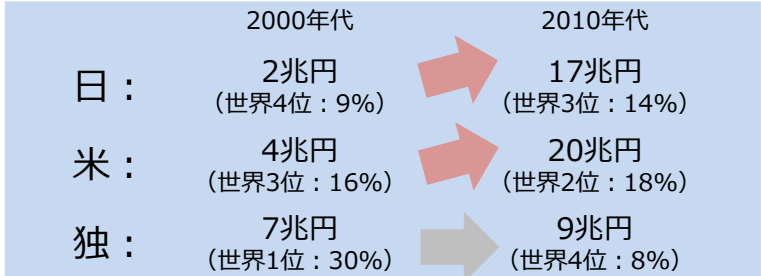
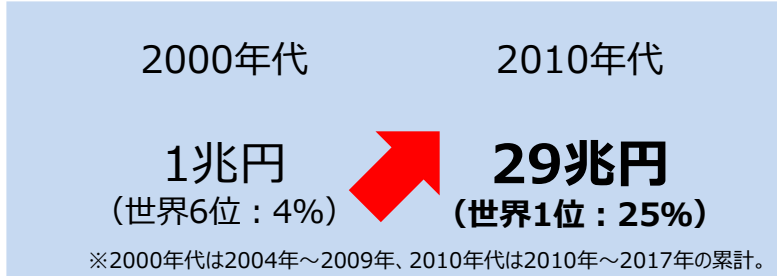


## 中国

## 日欧米

### 太陽光 累積投資額

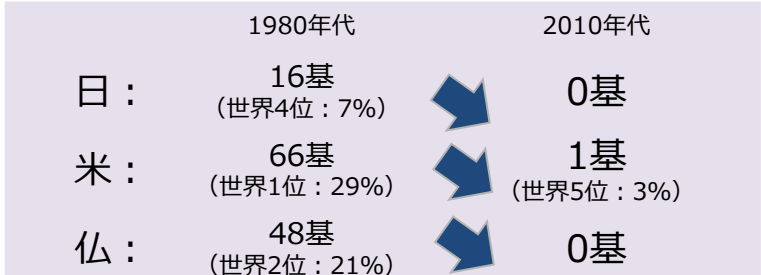
(出典) Bloomberg New Energy Finance



### 原子力 運転開始基数

(出典) 日本原子力産業協会

〔原子炉系統製造企業等によりカウント。研究炉等含む。〕



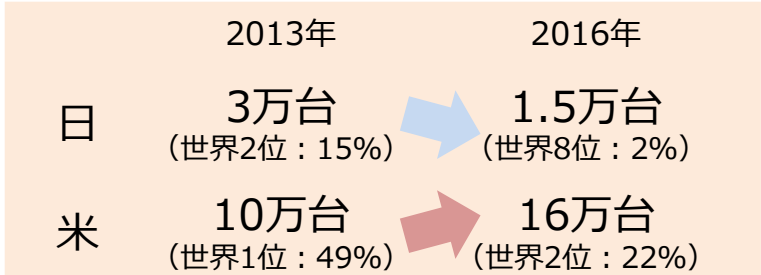
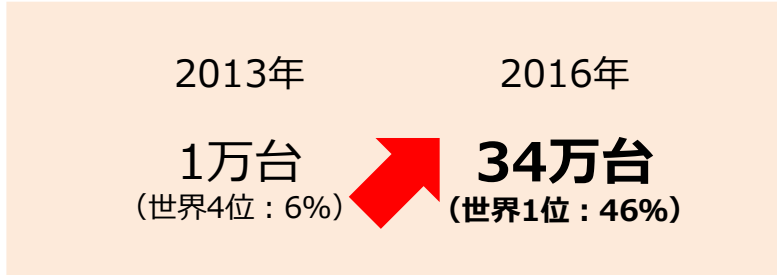
### 送電網 国外投資額

〔公表情報のうち、投資額が発表されているものを集計。必ずしも網羅的ではない点に留意が必要。2000年代は2004年～2009年、2010年代は2010年～2017年の累計。〕



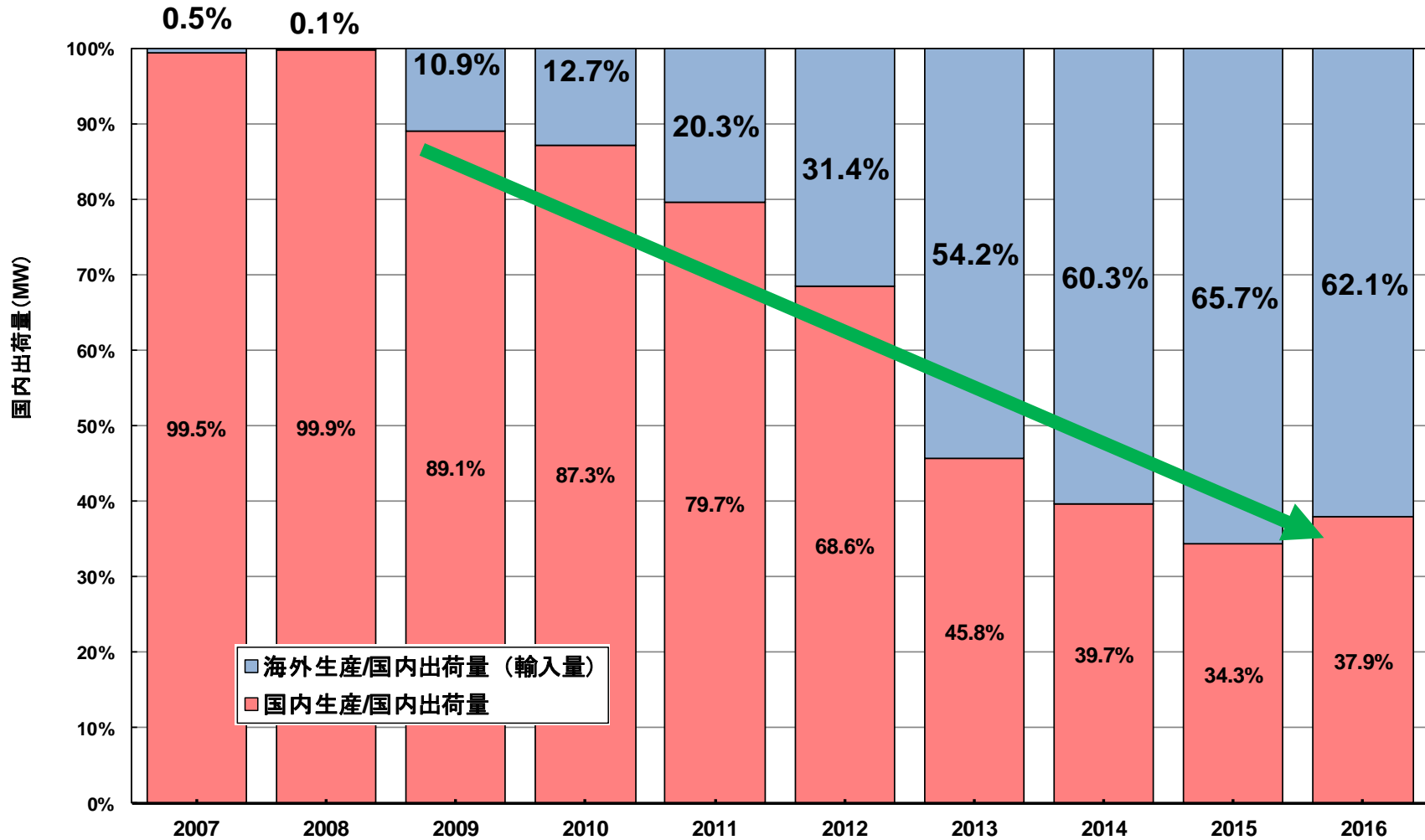
### EV EV・PHVの 市場シェア

※中国・アメリカ：マークラインズ、日本：日本自動車工業会（JAMA）資料等より作成



# (参考) 日本の太陽光パネルは中国等の海外勢に急速にシェアを奪われている

## 太陽光発電の国内出荷量に占める海外パネル比率



(出典) 資源総合システム社調べ

# 再エネ主力化がもたらすエネルギー安全保障への影響\*

～再エネの世界は石油の世界よりも民主的との期待があるが現実には違う

## 再エネ主力化がもたらす地政学的示唆

- 資源の普遍性（偏在せず）  
太陽光、風力のポテンシャルは世界中に広く分布。
- 自給化  
エネルギーの地産地消（ミニグリッド、屋根置きPV）
- 分散 = エネルギー民主主義  
中央集権ではなく、地域が力を持ちうる社会  
→ エネルギーの理想的世界につながる。

## 異なる視点

- 資源国の構造調整に伴う不安定化
- パワーゲームの構造変化  
(ガスパイプライン  
→ 国際グリッドのコントロール)  
→ 理想的世界への過渡期(長期間)では、地政学・地経学的不安定性が高まる可能性。

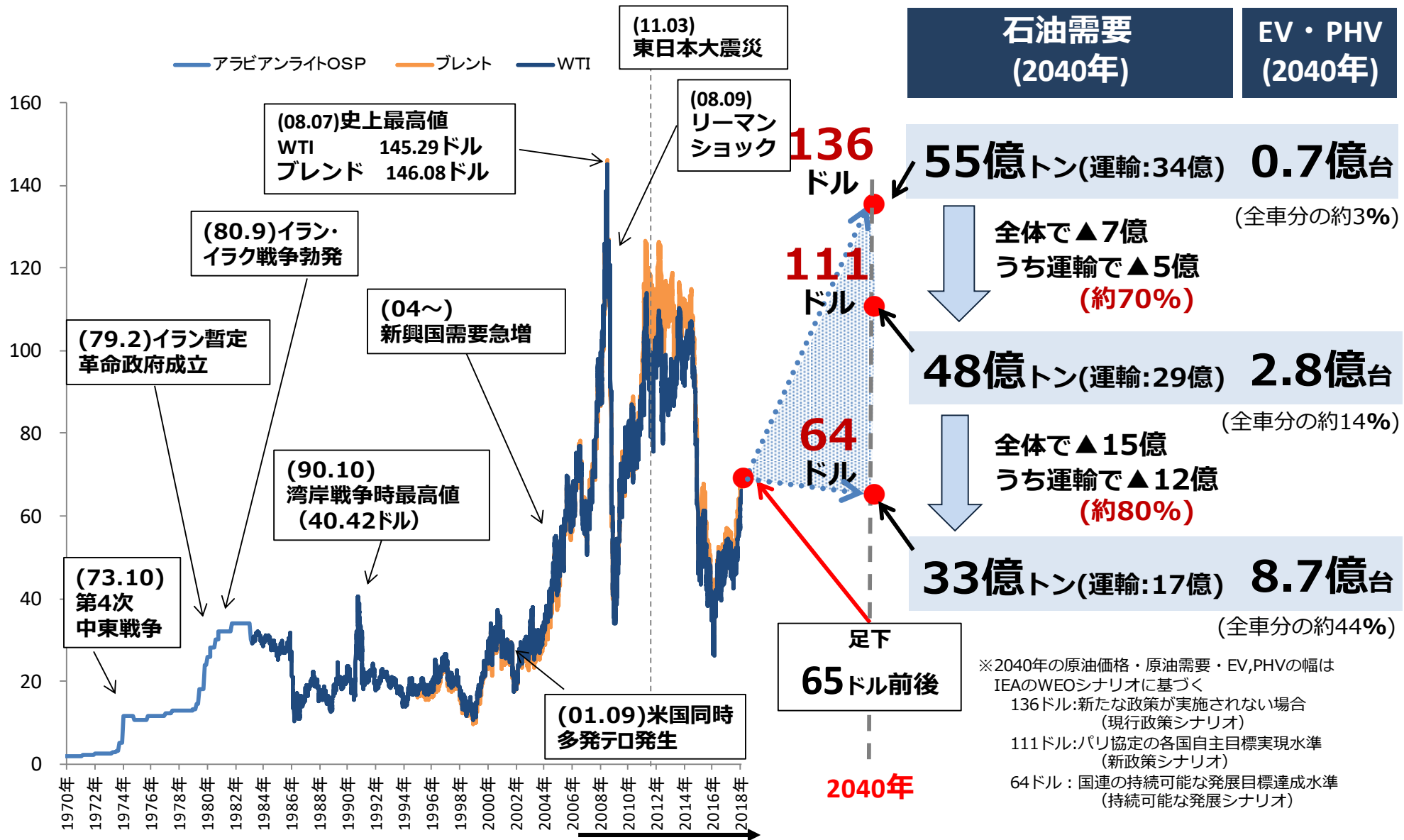
➡ エネルギーの選択が地政学・地経学的文脈を変える可能性\*\*

(\*) 2018年3月17日付The Economists特集記事「the Geopolitics of Energy -The new power superpowers-」に基づく。

(\*\*)IRENA 「エネルギー変革の地政学委員会」（上記The Economists 特集記事で引用）

- 目的：再エネ大量導入によるエネルギー転換による、地政学への影響を短期的および長期的な視点で調査する。
- リード国：ドイツ、ノルウェー、UAE
- 今年4月から調査を開始し、来年1月のIRENA総会に結果を報告予定。

# (参考) シェール革命と再エネ価格低下による産油国の構造変革



※ 1983年にWTI先物 (NYMEX) とブレント先物 (IPE、現ICE) が上場。  
 ※ 価格はバレル当たり、需要は原油換算。  
 ※ 運輸部門の需要減少には燃費改善等他の要因も寄与。EV・PHVの普及は一例。

## シェール革命

# 主要国の2050年シナリオ

## ～大胆だが決め打ちせず、しなやかなシナリオを提示

	削減目標	柔軟性の確保	主な戦略・スタンス		
			ゼロエミ化	省エネ・電化	海外
米国	▲80%以上 (2005年比)	<b>削減目標に向けた野心的ビジョン</b> (足下での政策立案を意図するものではない) providing <b>an ambitious vision</b> to reduce net GHG emissions by 80 percent or more below 2005 levels by 2050.	<b>ゼロエミ比率引き上げ</b> 変動再エネ + 原子力	<b>大幅な電化</b> (約20%→45~60%)	<b>米国製品の市場拡大を通じた貢献</b>
カナダ	▲80% (2005年比)	<b>議論のための情報提供</b> (政策の青写真ではない) not a blue print for action. Rather, the report is meant to <b>infrom the conversation</b> about how Canada can achieve a low-carbon economy.	<b>電化分の確保</b> 水力・変動再エネ + 原子力	<b>大幅な電化</b> (約20%→40~70%)	<b>国際貢献を視野</b> (0~15%)
フランス	▲75% (1990年比)	<b>目標達成に向けたあり得る経路</b> (行動計画ではない) the scenario is not an action plan: it rather <b>presents a possible path</b> for achieving our objectives.	<b>電化分の確保</b> 再エネ + 原子力	<b>大幅な省エネ</b> (1990年比半減)	<b>仏企業の国際開発支援を通じて貢献</b>
英国※	▲80%以上 (1990年比)	<b>経路検討による今後数年の打ち手の参考</b> (長期予測は困難) exploring the plausible potential pathways to 2050 <b>helps us to identify low-regrets steps we can take in the next few</b> years common to many versions of the future	<b>ゼロエミ比率引き上げ</b> 変動再エネ + 原子力	<b>省エネ・電化を推進</b>	<b>環境投資で世界を先導</b>
ドイツ	▲80~95% (1990年比)	<b>排出削減に向けた方向性を提示</b> (マスタープランを模索するものではない) ※定期的な見直しを行う not a rigid instrument; it points to <b>the direction</b> needed to achieve a greenhouse gas-neutral economy.	<b>引き上げ</b> 変動再エネ	<b>大幅な省エネ</b> (1990年比半減)	<b>途上国投資機運の維持・強化</b>

※ 長期戦略としてはUNFCCCに未提出。The Clean Growth Strategy (2017年10月)を基に作成。

## 欧米企業のシナリオ

- ～ 欧米の主要企業の戦略も「野心的で自己否定的」であり、多様
- ～ 決め打ちしない「柔軟さ」も

### 第4回情勢懇

#### エクセロン社

Delivering the Nuclear Promise  
～コストパフォーマンスの向上

#### オーステッド社

Leading the energy transformation  
～エネルギー変革をリードする

#### シェル社

Decision-making in the face of a radically uncertain future  
～不確実な将来を見据えた意思決定

#### EDF社

Worldwide leader of the energy transition  
～エネルギー転換の世界的先駆者

#### エンジー社

Transformation Plan for Energy Transition  
～今後のエネルギー変遷を睨んだ経営変革プラン

### 第5回情勢懇

# 産業における日本のポジション

～低炭素化分野では低下。他方、脱炭素化分野では優位

## 低炭素化技術

品目	世界シェアトップ3
太陽光パネル [2016]	①ジンコソーラー (中) [8.9%] ②トリナソーラー (中) [8.8%] ③カナディアンソーラー (中/加) [7.0%]
風力発電機 [2017]	①ヴェスタス (デンマーク) [37%] ②シーメンスガメサ (独) [24%] ③GE (米) [17%]
高効率火力 (ガスタービン) [2015]	①GE (米) [43%] ②シーメンス (独) [37%] ③三菱日立パワーシステムズ (日) [16%]

## 脱炭素化技術

品目	世界シェアトップ3
水素 (FCV) [2016]	①トヨタ自動車 (日) [86.9%] ②本田技研工業 (日) [9.1%] ③現代自動車 (韓) [4.0%]
蓄電池 (電動車用) [2017]	①パナソニック (日) [16.7%] ②CATL (中) [16.5%] ③BYD (中) [10.8%]
原子力 (運転中軽水炉) [2016] ※基数ベース	①アレバ (仏) + 三菱重工 [23%] ①ウエスチングハウス (米) [23%] ③GE (米) + 日立 [12%] ・ ・ ⑥東芝 [4%]

(出所) 太陽光パネル：資源総合システム社調べ

風力発電機：Bloomberg New Energy Finance

ガスタービン：MHI提供資料より資源エネルギー庁作成

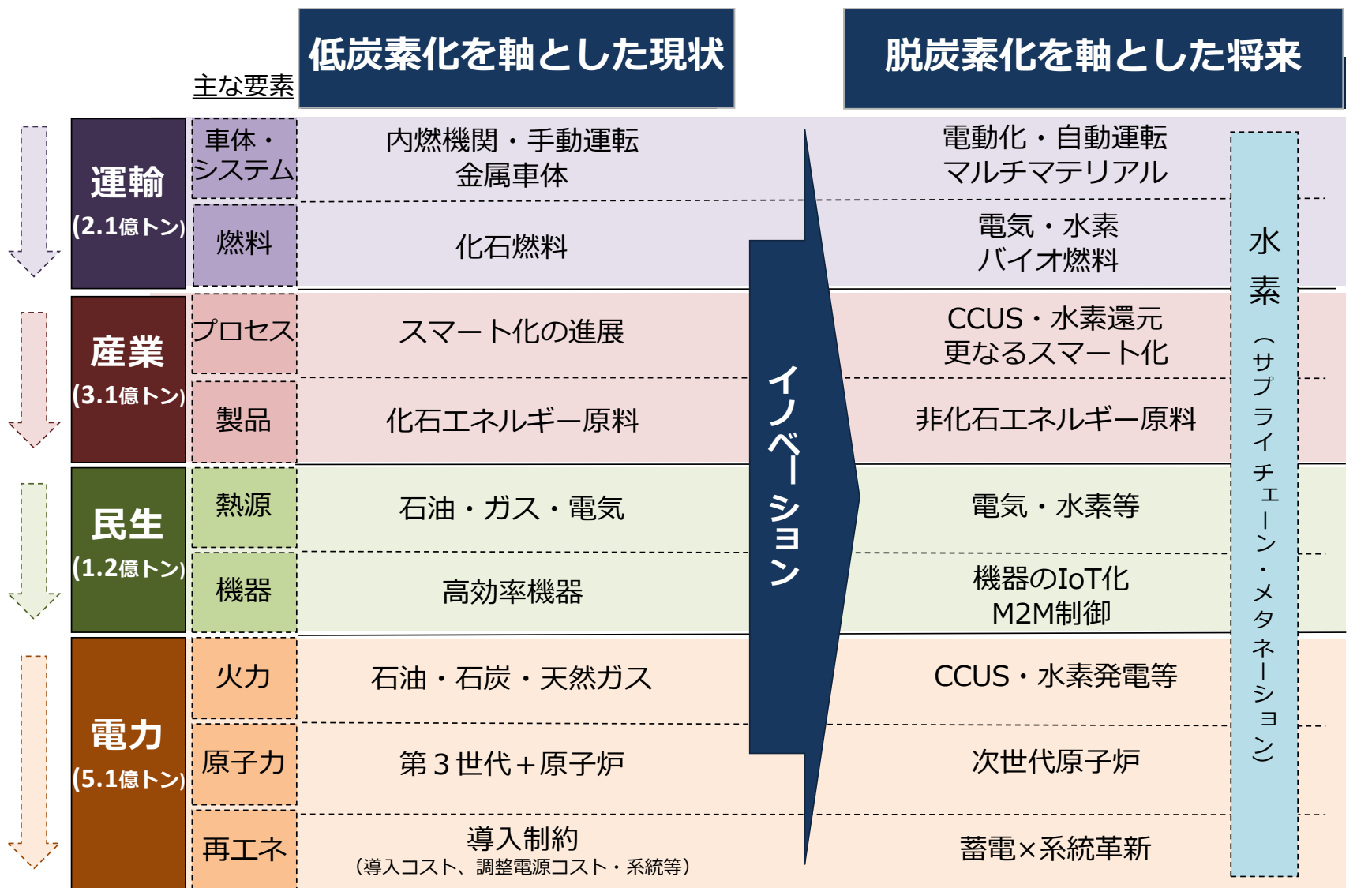
FCV：「2017年度版 燃料電池関連技術・市場の将来展望」(富士経済)に基づきNEDO作成

蓄電池(電動車用)：SNE Research 社のPress Release

原子力：「世界の原子力発電開発の動向 2017年版(日本原子力産業協会)」より資源エネルギー庁作成



# (参考) 脱炭素化に向けたイノベーション



※ ( ) 内は2015年度の排出量

# **第二章 2050年シナリオの設計**

## **～野心的複線シナリオ、科学的レビュー、システム間比較**

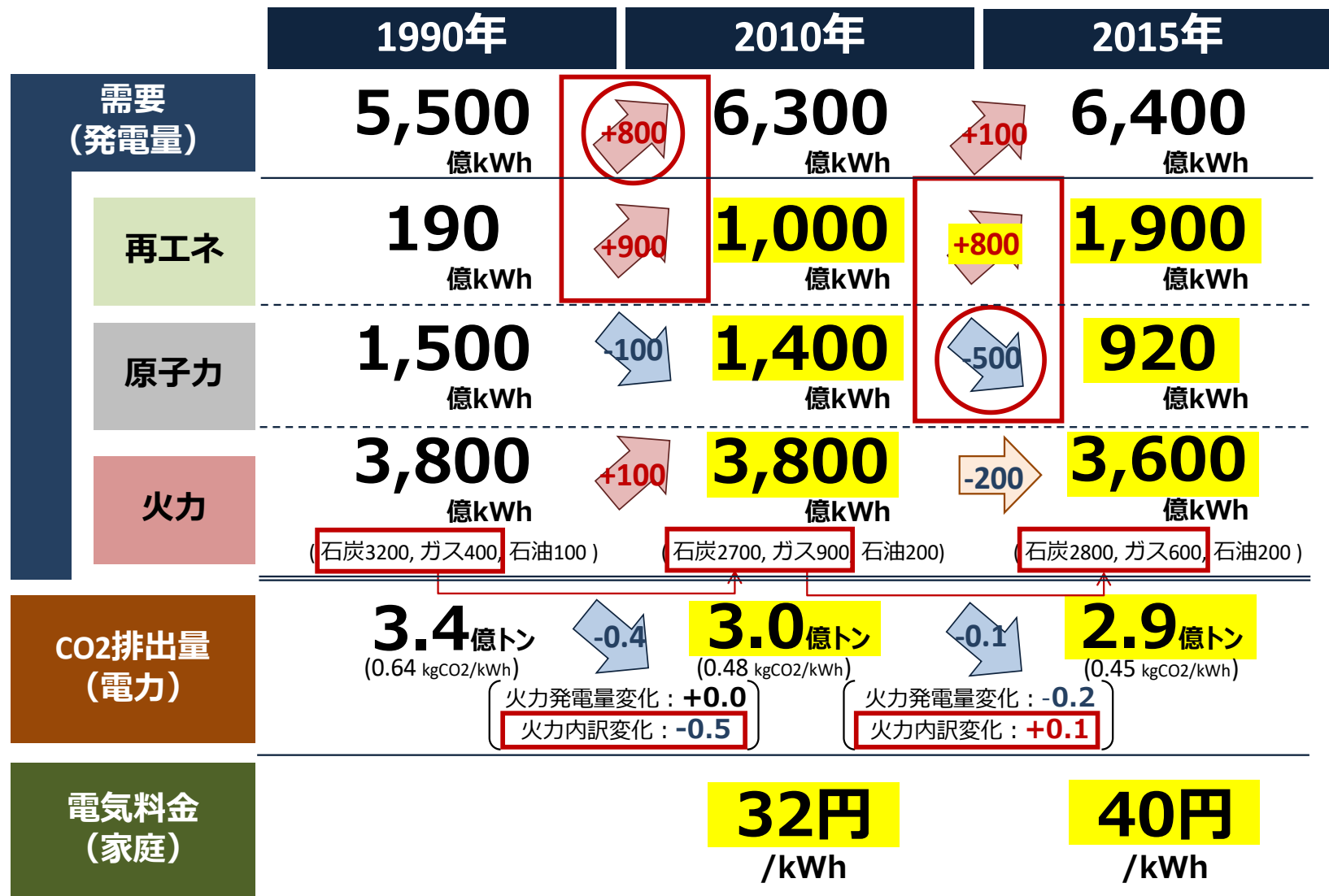
再エネ・原子力・ガス転換・省エネの全方位で対処する英国  
 ~CO2削減を実現

英国の電力由来CO2の排出推移

	1990年	2010年	2015年
<b>需要 (発電量)</b>	3,200 億kWh	3,800 億kWh	3,400 億kWh
<b>再エネ</b>	60 億kWh	260 億kWh	840 億kWh
<b>原子力</b>	660 億kWh	620 億kWh	700 億kWh
<b>火力</b>	2,500 億kWh (石炭2000, ガス100, 石油300)	2,900 億kWh (石炭1100, ガス1800, 石油100)	1,800 億kWh (石炭800, ガス1000, 石油100)
<b>CO2排出量 (電力)</b>	2.2 億トン (0.69 kgCO2/kWh)	1.7 億トン (0.45 kgCO2/kWh)	1.2 億トン (0.35 kgCO2/kWh)
<b>電気料金 (家庭)</b>		18円 /kWh	27円 /kWh

# 脱原発で再エネ拡大のドイツ ～再エネ増による石炭増加、CO2は減少せず電気代も高い

## ドイツの電力由来CO2の排出推移



※数字は概数。四捨五入の関係で合計が合わない場合がある。 (出所) IEA Energy Balances, CO2 Emissions from Fuel Combustionより作成 27

# 主要国の一人当たりCO2排出の推移

～日本は震災後上昇。ドイツは削減が伸び悩み一方、英国・フランスは着実に削減。  
中国は先進国並みの水準に増加し、米国は低下傾向な一方で水準は未だ高い。

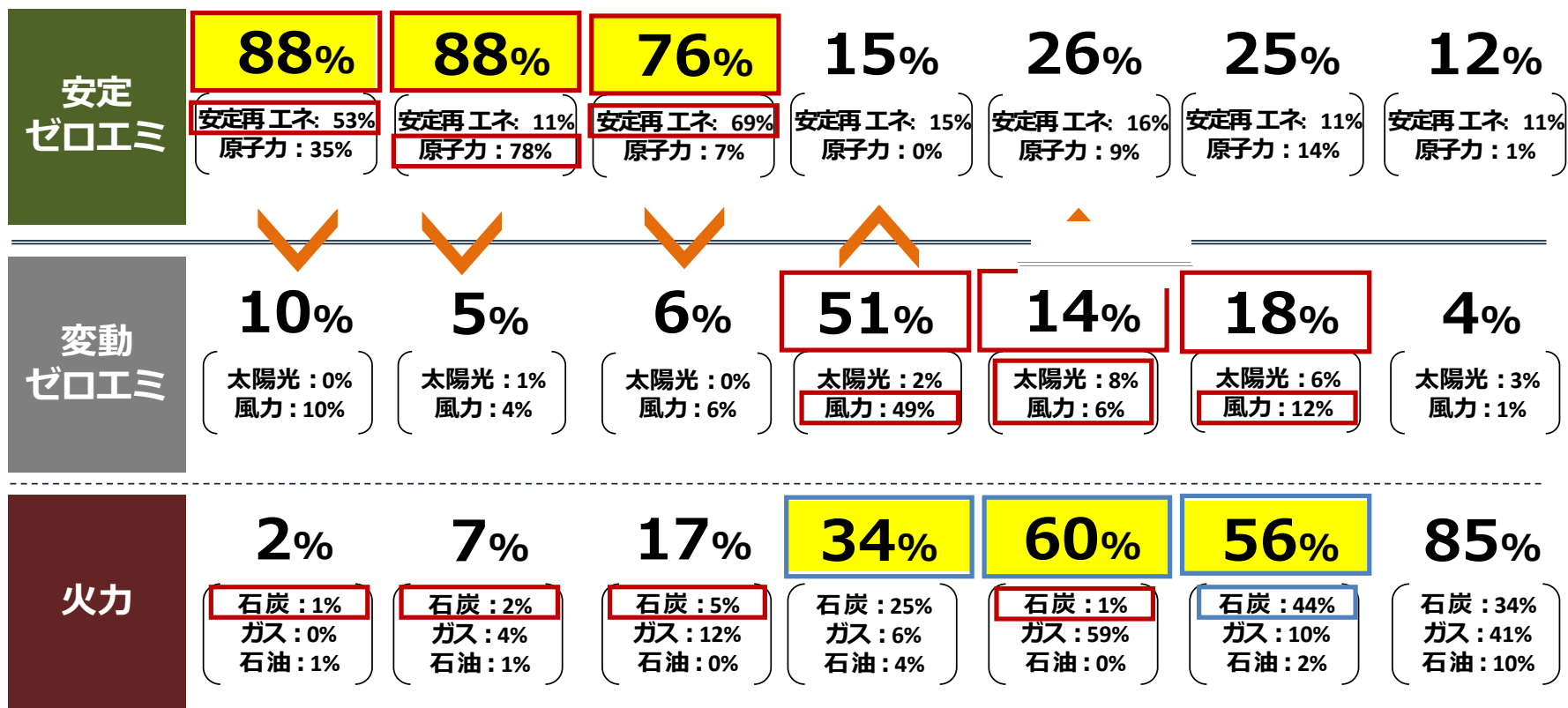
	2000年		2009年		2015年
米国	20.0トン	-3.3	16.7トン	-1.2	15.5トン
日本	9.0トン	-0.7	8.3トン	+0.7	9.0トン
ドイツ	10.0トン	-1.1	8.9トン	±0	8.9トン
中国	2.5トン	+2.8	5.3トン	+1.3	6.6トン
英国	8.8トン	-1.4	7.4トン	-1.4	6.0トン
フランス	6.0トン	-0.8	5.2トン	-0.8	4.4トン

# (参考) 主要国等の排出係数と電源構成

～ 現在、安価で脱炭素化といえる水準まで低炭素化された電力システムを実現しているのは、スウェーデンやフランス、米国ワシントン州などの安定ゼロエミ電源を主軸にする国・地域のみ。

EU主要国・米国主要州・日本のCO2排出係数と発電構成 (2015年)

スウェーデン	フランス	米ワシントン州	デンマーク	米カリフォルニア	ドイツ	日本
11gCO <sub>2</sub> /kWh 20円/kWh	46gCO <sub>2</sub> /kWh 22円/kWh	106gCO <sub>2</sub> /kWh	174gCO <sub>2</sub> /kWh 41円/kWh	282gCO <sub>2</sub> /kWh	450gCO <sub>2</sub> /kWh 40円/kWh	540gCO <sub>2</sub> /kWh 24円/kWh



(出所) IEA CO<sub>2</sub> emissions from fuel combustion 2017, 総合エネルギー統計より作成

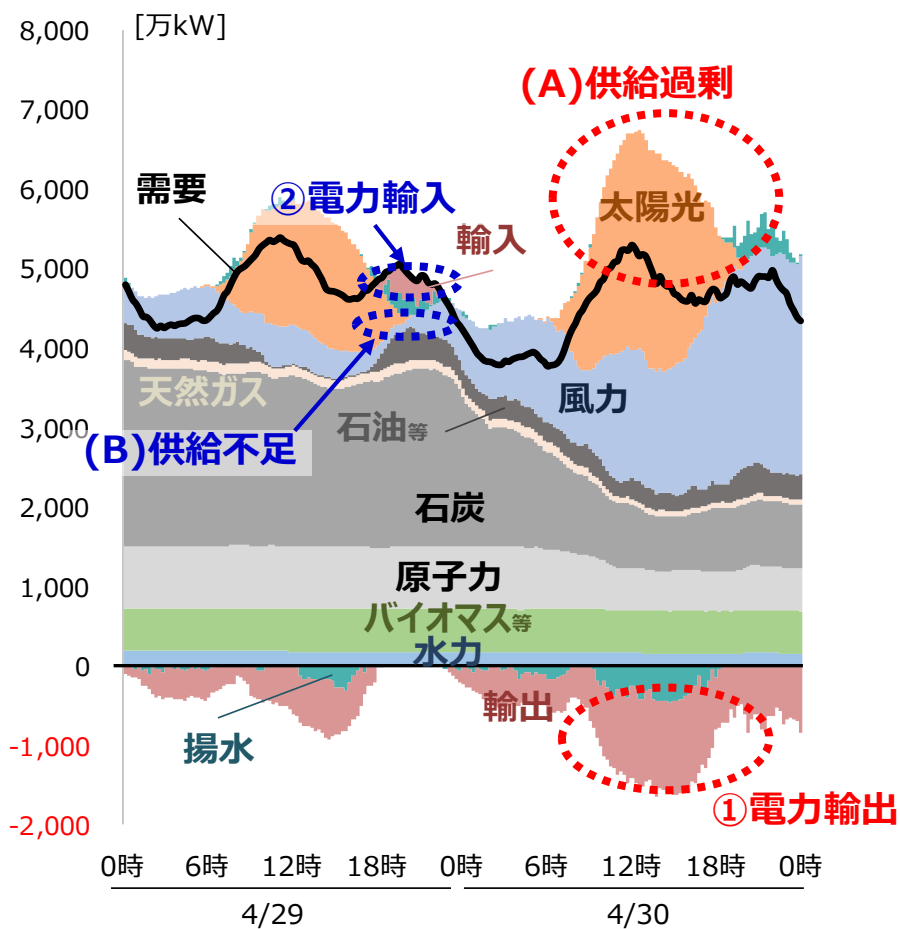
# 国際連系による電力輸出入 (ドイツ・デンマーク)

国際連系 = 他国電源を調整手段として利用可能

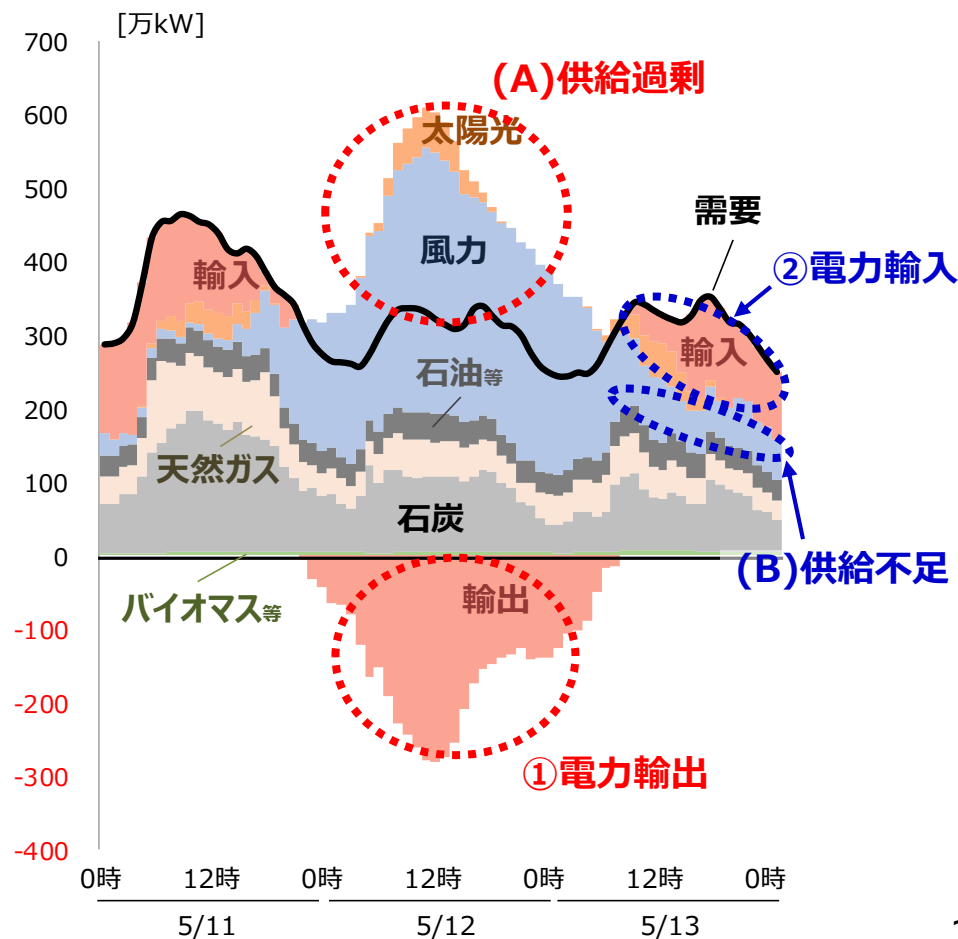
自然条件**良好** = (A) 供給過剰 → ① 電力輸出

自然条件**悪化** = (B) 供給不足 → ② 電力輸入

ドイツ (2017/4/29~4/30)



デンマーク (2017/5/11~5/13)



# 国際連系の状況から見た戦略の違い

～ ①連系容量大 = 需要に合わせた出力抑制不要 → ②大きく再エネ拡大が可能

		デンマーク	ドイツ	英国	日本
需要規模 (年間発電量)		<u>300</u> 億kWh	<u>6,000</u> 億kWh	<u>3,000</u> 億kWh	<u>11,000</u> 億kWh (1.1兆kWh)
変動再エネ 比率		<u>51%</u> (太陽光2% 風力49%)	<u>18%</u> (太陽光6% 風力12%)	<u>14%</u> (太陽光2% 風力12%)	<u>6%</u> (太陽光5% 風力1%)
国際連系線 (設備容量に対する 連系線の容量)		<u>44%</u>	<u>10%</u>	<u>6%</u>	連系線 なし
【kW】 調整力の 国外依存 (再エネ比率が 高い日の輸出入)		<u>80%</u> (430万kW 輸出: 280万kW 輸入: 150万kW)	<u>40%</u> (1,600万kW 輸出: 1200万kW 輸入: 400万kW)	<u>35%</u> (850万kW 輸出: 320万kW 輸入: 530万kW)	輸出入 なし
電力輸出入	輸出	<u>33%</u> (100億kWh)	<u>13%</u> (850億kWh)	<u>1%</u> (20億kWh)	輸出入 なし
	輸入	<u>55%</u> (160億kWh)	<u>5%</u> (340億kWh)	<u>8%</u> (240億kWh)	

②再エネ比率拡大

①連系容量拡大

電力輸出入

※Interconnection level

(出所) ENTSO-E “Transparency Platform”, “Statistical Factsheet”, 欧州委員会資料等より作成



# (参考) 主要国と比較した日本が置かれている状況

～ 日本は資源に乏しく、国際的なエネルギー連結もない。

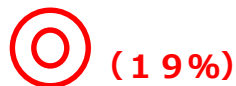
	日	仏	中	印	独	英	米
自給率(2015年) 【主な国産資源】	7% 〔無し〕	56% 〔原子力〕	84% 〔石炭〕	65% 〔石炭〕	39% 〔石炭〕	66% 〔石油 天然ガス〕	92% 〔天然ガス 石油・石炭〕
再生設備利用率 (太陽光)	15%	14%	16%	18%	11%	11%	19%
再生設備利用率 (風力)	25%	29%	25%	23%	30%	31%	37%
国際パイプライン	×	○	○	×	○	○	○
国際送電線	×	○	○	○	○	○	○

# (参考) 太陽光発電・風力発電の設備利用率の国際比較

太陽光の設備利用率

風力の設備利用率

アメリカ



**Aグループ**

…南北に広い国土を活かして  
低緯度で太陽光、高緯度で風力

豪州



英国



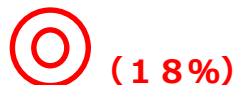
**Bグループ**

…好条件の風況を活かして  
風力を最大限に活用

ドイツ



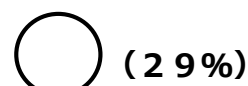
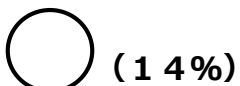
インド



**Cグループ**

…好条件の日照条件を活かして  
太陽光を最大限に活用

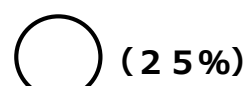
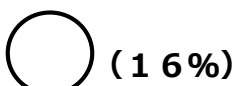
フランス



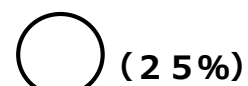
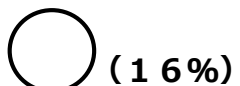
**Dグループ**

…太陽光と風力をミックスして  
再エネの拡大を図る

中国



日本



# 欧州の戦略（欧州大でのノルウェー水力の活用）

- EUは、再エネ導入目標を20年20%から30年27%以上への引き上げ検討中。
- その一環で、ノルウェー水力を欧州大の再エネの調整力として活用を検討中。  
（「Green Battery」）
- ノルウェーは他国との電力融通を促進する観点から、国際連系線の整備を推進。

## 指令改正の状況（三者協議にて議論・調整中）

## ノルウェーの発電量構成と国際連系線整備状況

改正案の概要（欧州委員会）  
**2030年**のEU全体の再エネ導入目標を**27%**（総最終消費エネルギー比）に設定  
 ※排出削減目標は▲40%（1990年比）

ノルウェーの発電量のうち、**水力発電が占める割合は96%**（2016年）。  
 ノルウェーと他国との国際連系線整備状況は以下

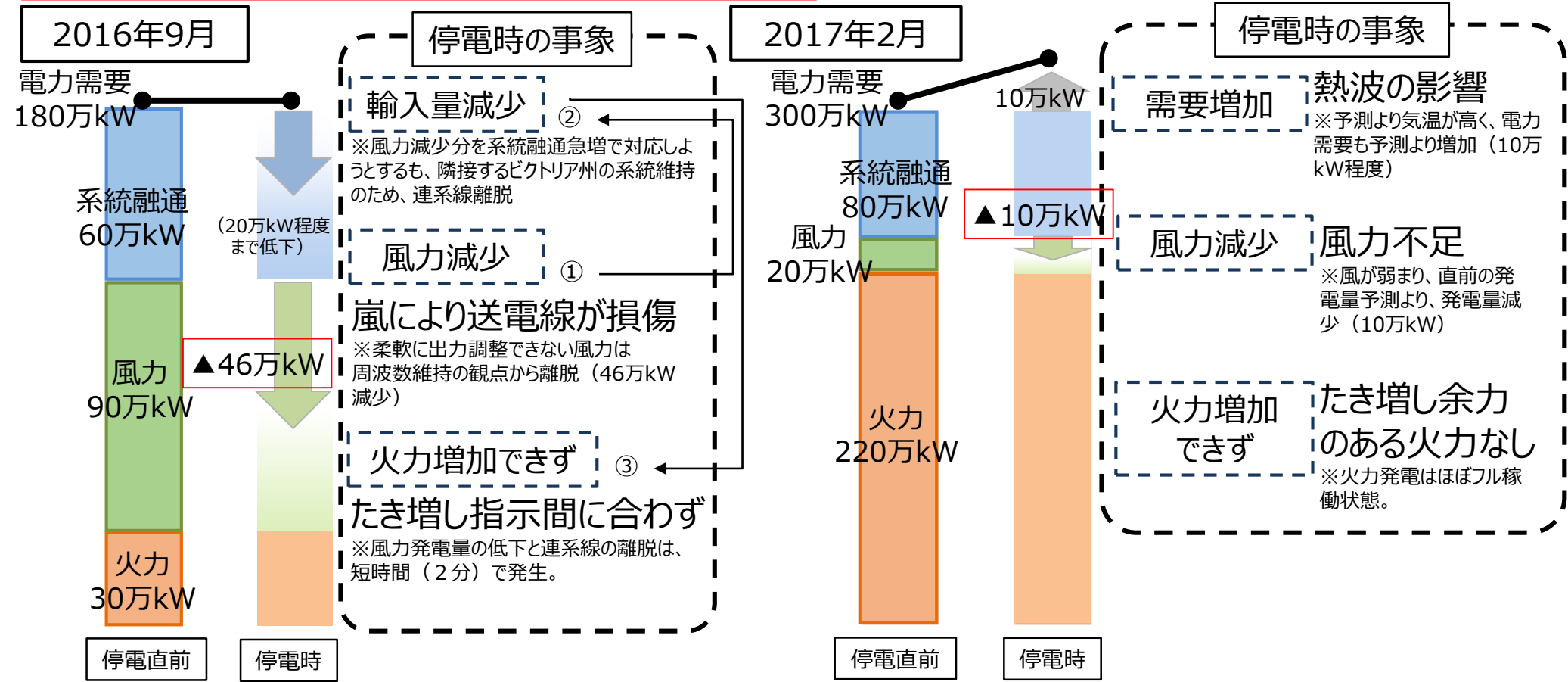
目標決定後、各国の目標・アクションプランが策定

- 目標値については意見に相違があり、三者協議にて議論、調整中。
- ✓ 欧州委員会：「27%」で提案したものの、「30%」は達成可能
  - ✓ 欧州理事会：「27%」として既に合意したレベルを維持
  - ✓ 欧州議会：「35%」に引き上げるべき

スウェーデン	4地点計3.7GW（交流）
デンマーク	海底送電線1.7GW（直流）
オランダ	700MW（直流）
フィンランド	各50-100MW
ロシア	
※ドイツ	1.4GW（2020年） 1.4GW（計画中）
※英国	1.4GW（2021年）

## 南オーストラリア州での停電時の電力供給イメージ

※ Australian Energy Market Operator, Power System Incident Reportより作成、数値は概数。



## 対応策

調整火力拡充  
(一部実施※1)

系統増強  
(検討中※2)

蓄電池による  
調整力確保

### ① 10万kW (12.9万kWh) 系統用蓄電池事業

- ・風力発電の電力を充電し、需要ピーク時に放電。
- ・Tesla社が落札し、2017年12月に事業開始。
- ※州政府が約44億円を投じる電力対策の一環。(報道ベース)

### ② 25万kW級VPP事業 (検討中)

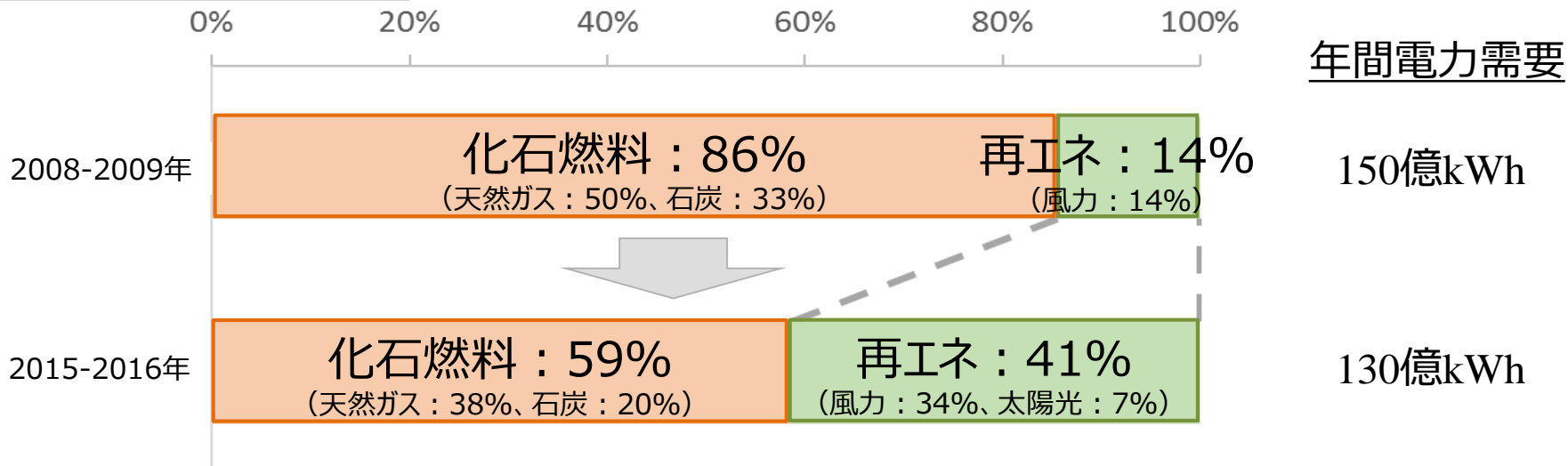
- ・5万世帯に太陽光 + 蓄電池を無料配布。

※1：非常用ディーゼル電源の設置例あり  
 ※2：本の連系線を検討中 (接続先はニューサウスウェールズ州とビクトリア州)

# (参考) 南オーストラリア州の電力事情

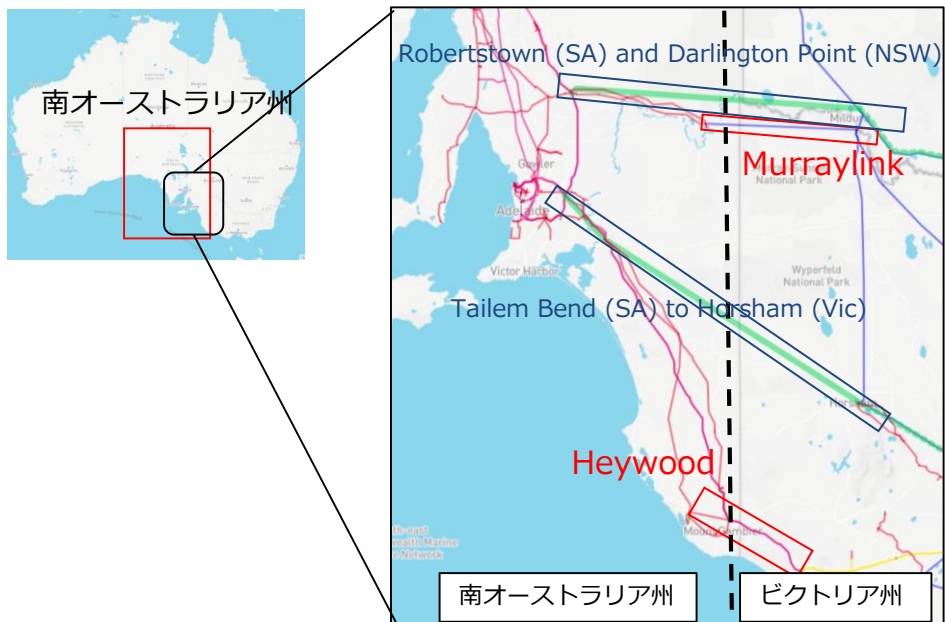
## 電源構成（年間発電量）の推移

※Australian Energy Statistics, Table O, August 2017より作成



## 南オーストラリア州の位置・他州との連系線状況

※南オーストラリア州：SA、ビクトリア州：VIC、ニューサウスウェールズ州：NSW



- 右隣のビクトリア州と南北で1本ずつ連系

- ・南部 (Heywood) : 50万kW (SA→VIC)  
60万kW (VIC→SA)
- ・北部 (Murraylink) : 20万kW (SA→VIC)  
22万kW (VIC→SA)

- 年間電力融通量 (2015-2016年)

- ・輸入：23億kWh、輸出：4億kWh

- 連系線増強を検討中

- ・Robertstown (SA) and Darlington Point (NSW)  
: 32.5万kW～65万kW (SA⇔NSW)
- ・Tailem Bend (SA) to Horsham (Vic)  
: 32.5万kW～65万kW (SA⇔VIC)

※AUSTRALIAN ENERGY MARKET OPERATOR ホームページより

# 複雑で予測困難な環境下での2050年シナリオ設計に適した複線シナリオ

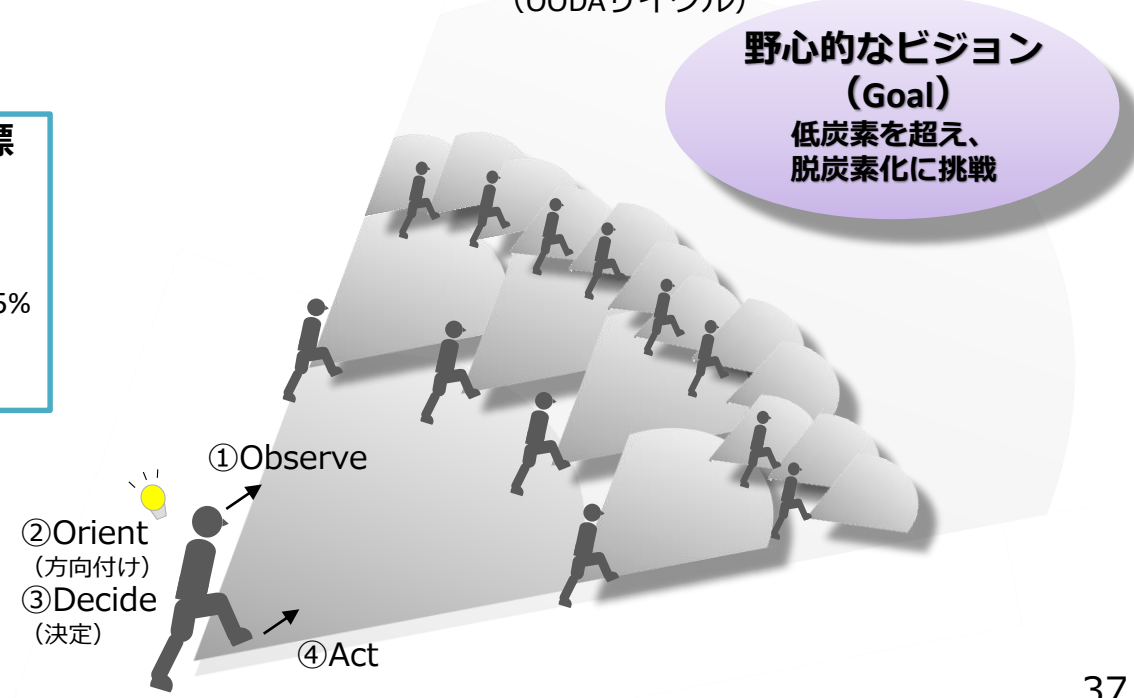
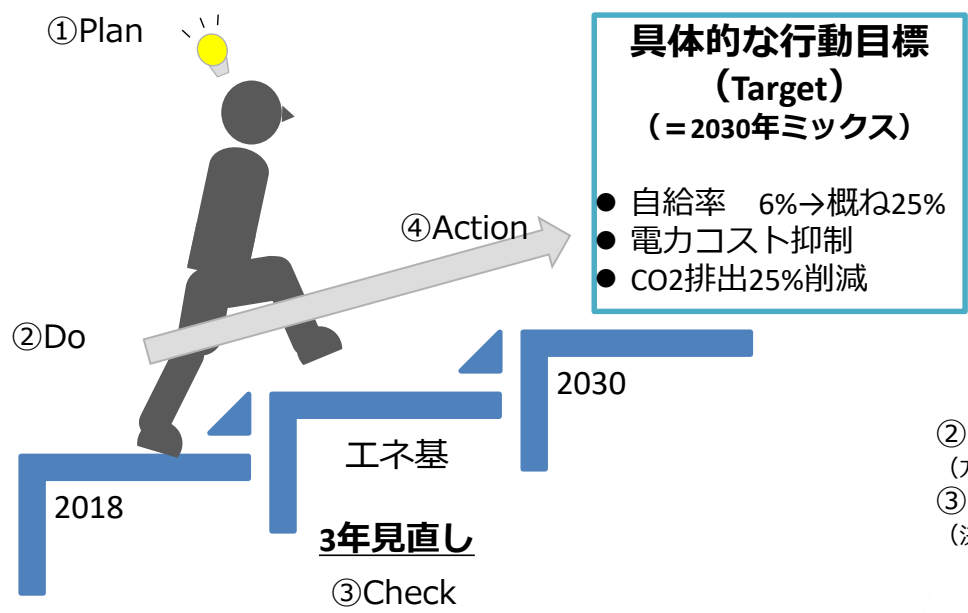
## ～「多様性を加味したしなやかなシナリオ」とするため、常に最新の情勢・技術を360度で把握し、行動するプロセスが必要。

- 相応の蓋然性をもって  
予見可能な未来  
(予見性⇔現実的)
- インフラ・システム所与
  - ✓ 既存の人材
  - ✓ 既存の技術
  - ✓ 既存のインフラ

- 不確実であり、それゆえ  
可能性もある未来  
(不確実性⇔野心的)  
(VUCA : Volatility, Uncertainty, Complexity, Ambiguity)
- インフラ・システム可変
  - ✓ 人材育成
  - ✓ 技術革新
  - ✓ インフラ更新

実現重視の直線的取組  
(PDCAサイクル)

多様な選択肢による  
複線シナリオ  
(OODAサイクル)

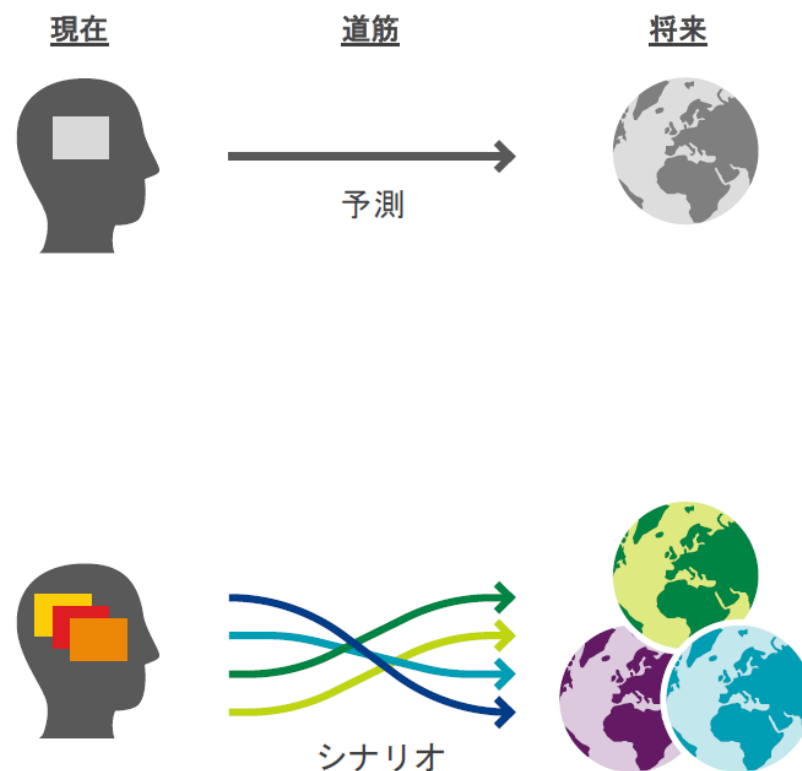


## 第5回情勢懇 ガイ・オーテン氏 シェル社 上級副社長 提出資料

### 将来の別の可能性を探る

- 過去のエネルギーシステムは複雑
  - エネルギー転換とデジタル：主要攪乱要因
  - 過去は将来を予見しない
  - 予測することは妥当ではない
- 
- 根源的に不確実な将来
  - 複合的将来：機敏さが必要
    - シナリオシンキング
    - 意思決定
  - シナリオはシェル特有の能力

複雑から複合へ



第7回情勢懇 枝廣委員提出資料

## 不確実な未来の考え方

「ありたい未来」「あるべき未来」ではなく、  
複数の「ありうる未来」を考え  
それぞれに打ち手を考える

**「シナリオ・プランニング」手法の採用  
に向けた研究を**



# (参考) 科学的なレビューメカニズムのイメージ ～ 他国の取組を参考に

## 「科学的レビューメカニズム」

- ・ 情勢分析と学術・技術の人的NWの形成
- ・ データ集積と経済分析手段の開発と共有
- ・ 公開による透明なエネルギー情勢判断の基礎材料の共有

### 世界的なエネルギー情勢

地政学リスク（化石）、地経学リスク（先端技術）等の検証

### 技術の進展度合い

電力・熱・輸送システムにおける脱炭素化技術の内外の  
開発状況の検証及び各技術のコスト検証

### 気候変動委員会 (英国)

- ・ 独立機関として、2050年80%削減に向けた排出削減目標を5年に1回設定し、政府（BEIS）に勧告。
  - ・ 排出削減目標を策定するにあたり、**気候変動に関する「科学」「経済」「政策」分析を実施。**
  - ・ 気候変動委員会は、**議長 + 8名の委員で構成（科学者、技術者、企業関係者、経済学者）。**
- ※その下に実行部隊（The Adaptation Sub-Committee（ASC））と事務局機能が存在。

### エネルギー省（米国）

#### EIA

（エネルギー情報局）

- ・ DOEの政策当局から独立した統計・分析担当局として設立。
  - ・ エネルギー需給に関する**データベースの構築**と、短期・中長期の**エネルギー需給見通し**を実施。
- ※例えば、世界中長期（2050年）エネルギー需給見通（International Energy Outlook）を毎年作成。

#### ARPA-E

（エネルギー高等研究計画局）

- ・ エネルギー分野における応用研究への開発投資を実施（予算3億\$ / 年）。
- ・ 外部の科学者・技術者を任期付きでプログラム・ディレクター（PD）として雇用。
- ・ PDは、個別PJの予算配分・スタッフの人事権が授権され、**排出削減・輸入減・効率性向上に資する開発案件を、トップダウンで決定。**（3年ごとに検証。）

- 英国CCCは5年ごとのカーボンバジェットを設定・管理（「気候変動法」にて設置）。
- 科学的分析・政策提案・事後評価を実施し、主務大臣へ提言（分野：輸送、エネルギー、ビジネス、家庭、農業、ゴミ）。

## 1. 技術検証

技術検証は不明だが、シミュレーション分析はあり

- 2050年GHG排出量80%削減（1990年比）を目指し、1次エネルギー（石油、石炭、ガス、原子力）と最終エネルギー（産業、輸送、電気、熱）の組合せシナリオを2050年まで試算
- 分析結果は、エネルギー・気候変動省がwebで公開（国民レベルでの議論喚起）
- シナリオ分析であり、将来の政策や予測を提示するものではないと強調

## 2. 情勢分析（気候変動について）

- ① 5年ごと：国内外の「リスク」※を提示  
(Climate Change Risk Assessment)  
※自然資源、インフラ、住環境、ビジネス、国際関係

- ② 2年ごと：①を踏まえ「改善提言」  
(National Adaptation Program)

### （情勢分析の例：2013年）

①地球温暖化が影響とされる洪水で、ビル群への被害想定が、2020年までに11億ポンド（足元6億ポンド）。

②個人、コミュニティ、企業が連携し、洪水等への対応計画策定（計画の有無、実効性、改善行動の有無についても評価）。

## (参考) 技術の進展度合い 米国ARPA-E (Advanced Research Projects Agency-Energy)

- エネルギー分野のハイリスクハイリターン研究 (死の谷) への投資機関。
- 個別PJへ予算配分権限を持つ、プログラム・ディレクター (PD) に全権委任。
- PDが、投資案件をトップダウンで決定し、早期に資金供給契約締結 (200万\$~500万\$/件平均、最大2,000万ドル)。

### 1. ARPA-Eについて

エネルギー転換に必要な技術開発をマネジメントすることが可能なPD (科学者・技術者等) を外部から採用し、全権を委任するシステム (人・モノ・金)。

※採用倍率は10倍程度と相当高く、採用されたPDは個別PJを事務局に提案し承認を得る。

### 2. 技術検証

I. 4半期ごとに外部専門家 (科学者・技術者) のレビュー &改善勧告実施

⇒場合によれば、プロジェクトの打ち切りも可。

II. ARPA-Eの3年後のアウトプットを

①民間投資獲得

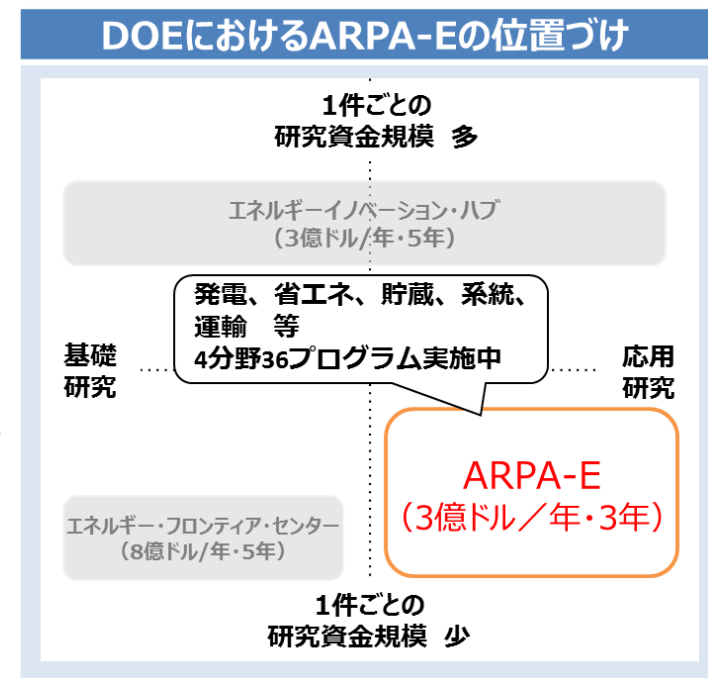
②起業

③政府追加投資獲得 としており72% (※) が達成。

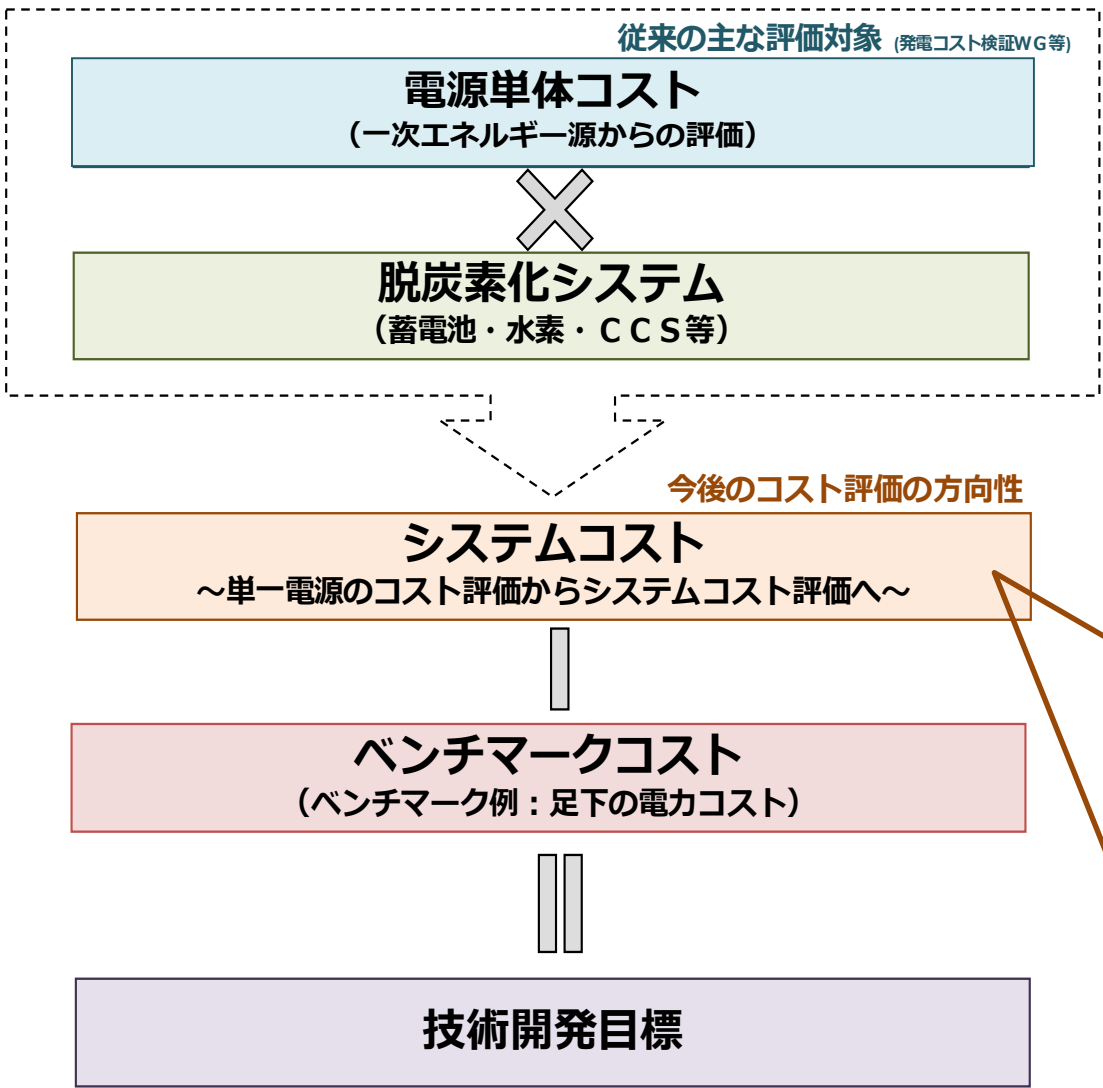
※①34件②30件③37件 (終了: 40件)

### 3. 出口戦略

ARPA-E組織内に「Tech-to-Market (T2M)」担当を設置し、市場調査・企業マッチング等を実施。



# 電源別コスト検証から脱炭素化システム間のコスト・リスク検証への転換

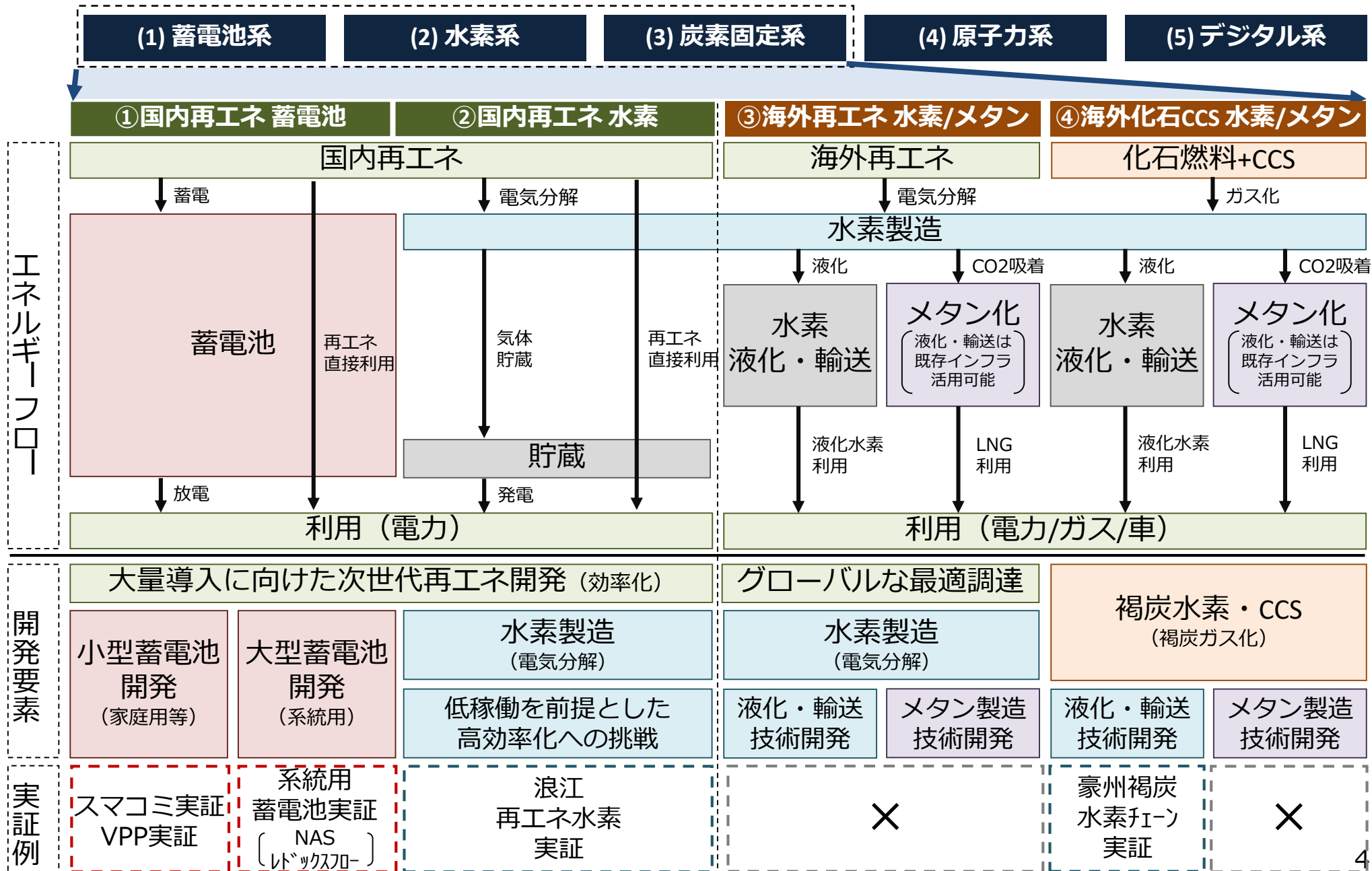


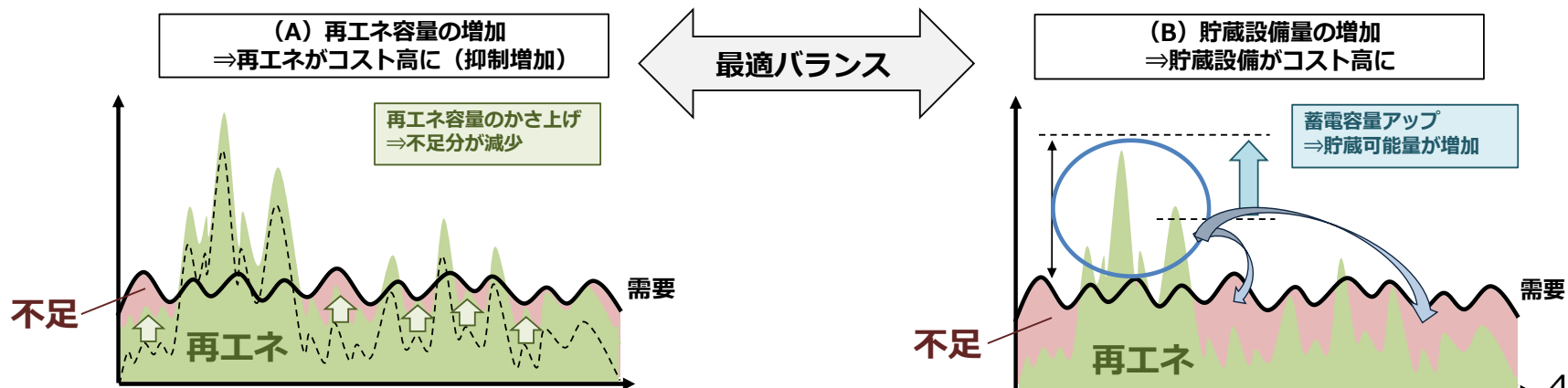
- 脱炭素化システムとしては例えば以下のようなものが挙げられる。
- (1) 蓄電池系
    - 再エネ (国内) + 蓄電池 (分散・大型)
    - 原子力 (国内・ミドル/ピーク) + 蓄電池
  - (2) 水素系
    - 再エネ (国内) + 水素
    - 再エネ (国内) + 水素 + メタネーション
    - 再エネ (海外) + 水素
    - 再エネ (海外) + 水素 + メタネーション
    - 原子力 (国内) + 水素
  - (3) 炭素固定系
    - 化石 (国内) + CCS
    - 化石 (海外) + CCS + 水素
    - 化石 (海外) + CCS + 水素 + メタネーション
  - (4) 原子力系
    - 原子力 (国内・ベース)
  - (5) デジタル系
    - 再エネ (国内) + DR



# (参考) 蓄電池、水素、炭素固定による脱炭素化エネルギーシステムのオプション

## ～技術開発要素

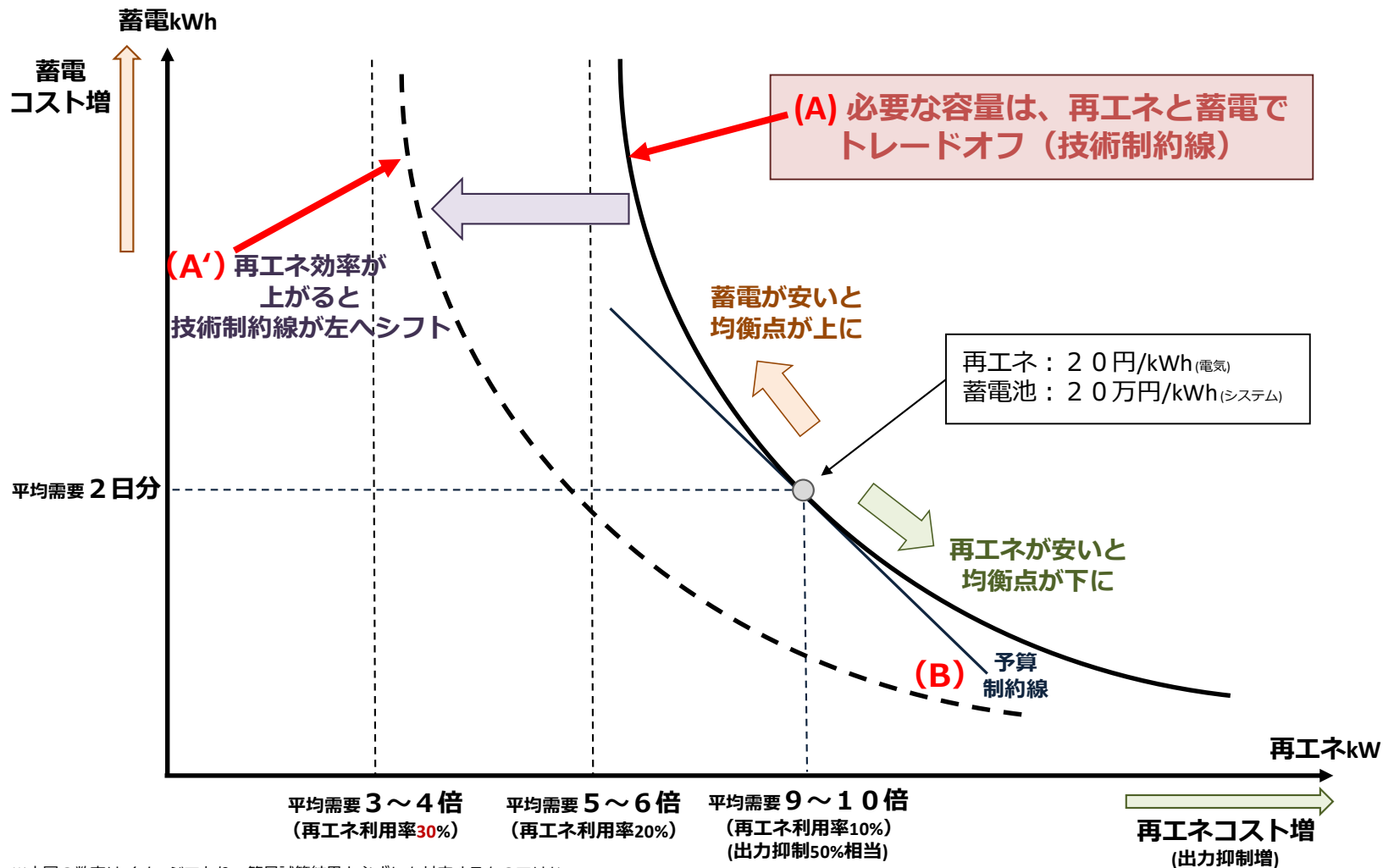




※本図の数字はイメージであり、簡易試算結果と必ずしも対応するものではない。

# (参考) 再エネ容量と蓄電容量の決定メカニズムのイメージ

- ① 再エネ容量を増やせば必要な蓄電容量は減り、逆に再エネを減らせば必要な蓄電容量は増える、という技術の代替関係が存在 ( (A) の曲線 )。
- ② 再エネ・蓄電の容量はなるべく少ない方がシステムコストは安いので、(A) の曲線上であって、再エネと蓄電池の相対価格により導かれる予算制約線 (B) との接点で最適容量が決まる。
- ③ なお、再エネの発電効率が上がれば、同じ容量でも発電量が増えるため、必要な蓄電容量が減る ( (A) が (A') にシフト )



※本図の数字はイメージであり、簡易試算結果と必ずしも対応するものではない。



# (参考) 簡易試算のまとめ

## ～あらゆる選択肢の競争が必要～

<凡例> ↓ ↓ ↓ : 特に大幅なコスト低減が必要 → : 今回試算では横置きだがコスト低減が望まれる  
 (パリティに向けた足下比較) ↓ : コスト低減が必要 [ ] : 無し

		①国内再エネ蓄電池	②国内再エネ水素	③海外再エネ		④海外化石CCS	
				水素	メタン	水素	メタン
再エネ		↓ (1/5)	↓ (1/5)	[ ]			
		[ ] 次世代再エネ開発					
蓄電池		↓ ↓ ↓ (~1/28) 大量電力貯蔵	[ ]	[ ]			
水素	原料	[ ]	↓ [ ]	→	→	↓ (1/2)	↓ (1/2)
		[ ]		[ ] 再エネ効率化		[ ] CCS技術開発	
	製造貯蔵	[ ]	↓ ↓ ↓ (~1/11) 電気分解技術開発	↓ ↓ ↓ (~1/15) 電気分解技術開発	↓ ↓ ↓ (~1/35) 電気分解+メタン化技術開発	↓ ↓ ↓ (~1/26) 褐炭ガス化技術開発	↓ ↓ ↓ (~1/59) 褐炭ガス化+メタン化技術開発
	液化輸送	[ ]	[ ]	↓ ↓ ↓ (~1/29) 水素液化・輸送技術開発	→ 既存天然ガス液化・輸送	↓ ↓ ↓ (~1/29) 水素液化・輸送技術開発	→ 既存天然ガス液化・輸送
発電	[ ]	→ 水素発電技術開発 低稼働前提の効率化	→ 水素発電技術開発	→ 既存LNG発電設備	→ 水素発電技術開発	→ 既存LNG発電設備	

### あらゆる選択肢の技術間競争へ

※括弧内の数字はパリティ水準に向けた足下からの低減率。数字は機械的に計算したもので、各技術の現在の技術フェーズが異なる点には注意が必要。

# (参考：簡易試算) ①国内再エネ蓄電池

主要要素：

非連続技術革新

規模の経済

技術水準維持

ベース

ピーク

足下～再エネ2030年水準

パリティ水準  
(10円/kWh)

足下～再エネ2030年水準

パリティ水準  
(15円/kWh)

再エネ

20~7 円/kWh

4 円/kWh

(20~7 円/kWh + 20~7 円/kWh)  
再エネコスト 抑制コスト  
(抑制50%)  
=40~14 円/kWh ... (A)

(4 円/kWh + 4 円/kWh)  
再エネコスト 抑制コスト  
(抑制50%)  
=8 円/kWh ... (A)

20~7 円/kWh

4 円/kWh

(20~7 円/kWh + 30~11 円/kWh)  
再エネコスト 抑制コスト  
(抑制60%)  
=50~18 円/kWh ... (A)

(4 円/kWh + 6 円/kWh)  
再エネコスト 抑制コスト  
(抑制60%)  
=10 円/kWh ... (A)

蓄電池

55 円/kWh ... (B)

2 円/kWh

蓄電池：20万円/kWh (LIBシステム)  
必要量：需要1.5日分程度

(C)-(A)

37 円/kWh ... (B)

5 円/kWh

蓄電池：20万円/kWh (LIBシステム)  
必要量：需要1日分程度

(C)-(A)

合計

95~69 円/kWh

10 円/kWh

(A)+(B)

... (C)

(パリティ水準)

87~54 円/kWh

15 円/kWh

(A)+(B)

... (C)

(パリティ水準)

※四捨五入の関係で合計が合わない場合がある。

※再エネ2030年水準は、再エネコストのみを2030年目標値に設定して計算した値。

※再エネ導入量の上限は環境省「再生可能エネルギーに関するゾーニング基礎情報整備報告書」のポテンシャル水準を想定。

# (参考：簡易試算) ①国内再エネ蓄電池の考え方・諸元

## <シナリオの考え方>

シナリオの特徴・コスト要因	開発要素
<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ <b>大量の再エネ出力抑制が発生</b> (全国需要を賄うためにピーク需要の数倍の再エネ設備が必要)</li> <li>✓ <b>全国需要数日分の蓄電池容量が必要</b> (再エネの間欠性に対して、年間で最も気象条件が悪い期間にも電力供給を確保する必要)</li> <li>✓ 再エネ設備・蓄電池量は両者のコストバランスによって決定</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ <b>次世代再エネ技術開発</b> (出力抑制・低利用率を前提とした高効率化・低コスト化)</li> <li>✓ <b>蓄電池技術開発</b> (大量の蓄電池設置を前提とした低コスト化・長寿命化)</li> </ul>

## <主な諸元>

			諸元など
エネルギー源	国内再エネ	コスト	20円/kWh：足下の価格水準として、平成30年度の太陽光・風力の調達価格を基に概数を設定 7円/kWh：FIT制度上の中長期目標である2030年開発目標（太陽光発電）を設定 4円/kWh：システムコスト込みでベース・ピークの各パリティを達成可能な水準として設定 ※出力抑制無し時のコストであり、抑制発生に伴う設備利用率低下でkWh単価は増加する
		設備量	足下の再エネ・蓄電池コスト条件の下、東京大学による公開論文等を基にシミュレーションを実施し、概数を設定 ※年間需要すべてを再エネのみで満たす場合、環境省のポテンシャル調査（再生可能エネルギーに関するソーニング基礎情報整備報告書）水準に匹敵する再エネ導入が必要であり、地理的制約等を加味した導入実現性は別途検討が必要。再エネ上限の設定如何で蓄電池量、出力抑制率も変化する点に留意。本試算では簡単のため太陽光・風力発電のみを想定。
蓄電池		コスト	20万円/kWh（LiBシステム）：足下の価格水準として、企業ヒアリング等より資源エネルギー庁推計 ※今回は簡易試算として国内のリチウムイオン電池（LiB）のコストを採用。蓄電池の容量と出力バランスを踏まえて、今後は他の蓄電池の活用との比較を含めて精査が必要。 ※運転維持費は簡易試算のためゼロと想定したが、今後精査が必要。
		設備量	足下の再エネ・蓄電池コスト条件の下、東京大学による公開論文等を基にシミュレーションを実施し、概数を設定 ※本試算は簡易試算のため、再エネ20円/kWh、蓄電池20万円/kWh（LiBシステム）の条件下での容量で固定。 蓄電池必要量は再エネコスト・蓄電池コストが変化すれば動く点に注意。計算上の償却期間は一般的なメーカー保証年数（無償保証）を踏まえて15年と想定。
パリティ水準		ベース	発電コスト検証WGの石炭火力発電・原子力発電（2014年モデルプラント、CO2コスト控除）を基に概数を設定
		ピーク	発電コスト検証WGのLNG火力発電（2014年モデルプラント、CO2コスト控除）を基に概数を設定（稼働率30%程度の想定）

※需要は2012年実績を基に、年間最低負荷（kW）以下をベース需要、それ以上をピーク需要と定義。

# (参考：簡易試算) ②国内再エネ水素

主な要素：

非連続技術革新

規模の経済

技術水準維持

## ベース

## ピーク

再エネ

足下～再エネ2030年水準

20～7円/kWh

$(20 \sim 7 \text{円/kWh} + 7 \sim 2 \text{円/kWh}) \times 75\%$   
再エネコスト 抑制コスト (抑制25%) 電源構成  
=20～7円/kWh・・・(A)

パリティ水準  
(10円/kWh)

4円/kWh

$(4 \text{円/kWh} + 1 \text{円/kWh}) \times 75\%$   
再エネコスト 抑制コスト (抑制25%) 電源構成  
=4円/kWh・・・(A)

足下～再エネ2030年水準

20～7円/kWh

$(20 \sim 7 \text{円/kWh} + 7 \sim 2 \text{円/kWh}) \times 80\%$   
再エネコスト 抑制コスト (抑制25%) 電源構成  
=21～7円/kWh・・・(A)

パリティ水準  
(15円/kWh)

4円/kWh

$(4 \text{円/kWh} + 1 \text{円/kWh}) \times 80\%$   
再エネコスト 抑制コスト (抑制25%) 電源構成  
=4円/kWh・・・(A)

水素発電

146～101円/kWh

$146 \sim 101 \text{円/kWh} \times 25\%$   
水素コスト 電源構成  
=36～25円/kWh・・・(B)

24円/kWh

$((C) - (A)) \div 25\%$   
電源構成

175～130円/kWh

$175 \sim 130 \text{円/kWh} \times 20\%$   
水素コスト 電源構成  
=35～26円/kWh・・・(B)

54円/kWh

$((C) - (A)) \div 20\%$   
電源構成

原料  
(再エネ)

69～24円/kWh

再エネ27～9円/kWh  
(抑制コスト含む)

14円/kWh

再エネ5円/kWh  
(抑制コスト含む)

69～24円/kWh

再エネ27～9円/kWh  
(抑制コスト含む)

14円/kWh

再エネ5円/kWh  
(抑制コスト含む)

製造  
貯蔵  
設備

74円/kWh

製造設備利用率:15%  
貯蔵必要量:3日分程度

7円/kWh

$24 \text{円} - (14 \text{円} + 4 \text{円})$

95円/kWh

製造設備利用率:10%  
貯蔵必要量:3.5日分程度

29円/kWh

$54 \text{円} - (14 \text{円} + 11 \text{円})$

発電  
設備

4円/kWh

利用率30%

4円/kWh

利用率30%

11円/kWh

利用率10%

11円/kWh

利用率10%

合計

56～32円/kWh

(A)+(B)

10円/kWh

・・・(C)  
(パリティ水準)

56～33円/kWh

(A)+(B)

15円/kWh

・・・(C)  
(パリティ水準)

※四捨五入の関係で合計が合わない場合がある。  
 ※再エネ2030年水準は、再エネコストのみを2030年目標値に設定して計算した値。  
 ※再エネ導入量の上限は環境省「再生可能エネルギーに関するゾーニング基礎情報整備報告書」のポテンシャル水準を想定。

# (参考：簡易試算) ②国内再エネ水素の考え方・諸元

## <シナリオの考え方>

シナリオの特徴・コスト要因	開発要素
<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ <b>大量の再エネ出力抑制が発生</b> (全国需要を賄うためにピーク需要の数倍の再エネ設備が必要)</li> <li>✓ <b>利用率の低い水素製造設備</b> (大量の余剰再エネを水素転換するための電気分解設備が必要)</li> <li>✓ <b>全国需要数日分の水素貯蔵が必要</b> (再エネの間欠性に対して、年間で最も気象条件が悪い期間にも電力供給を確保する必要)</li> <li>✓ <b>利用率の低い水素発電設備</b> (再エネの間欠性を補うためピーク需要に相当する設備容量が必要)</li> <li>✓ 再エネ設備・水素量は両者のコストバランスによって決定</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ <b>次世代再エネ技術開発</b> (出力抑制・低利用率を前提とした高効率化・低コスト化)</li> <li>✓ <b>水素製造(電気分解)・貯蔵技術開発</b> (大量の国内水素貯蔵を前提とした低コスト化)</li> <li>✓ <b>水素発電技術開発</b> (水素発電技術の実用化・低利用率を前提とした高効率化)</li> </ul>

## <主な諸元>

			諸元など
エネルギー源	国内再エネ	コスト	20円/kWh：足下の価格水準として、平成30年度の太陽光・風力の調達価格を基に概数を設定 7円/kWh：FIT制度上の中長期目標である2030年開発目標(太陽光発電)を設定 4円/kWh：システムコスト込みでベース・ピークの各パリティを達成可能な水準として設定 ※出力抑制無し時のコストであり、抑制発生に伴う設備利用率低下でkWh単価は増加する
		設備量	足下の再エネ・水素コスト条件の下、東京大学による公開論文等を基にシミュレーションを実施し、概数を設定 ※年間需要すべてを再エネのみで満たす場合、環境省のポテンシャル調査(再生可能エネルギーに関するソーニング基礎情報整備報告書)水準に匹敵する再エネ導入が必要であり、地理的制約等を加味した導入実現性は別途検討が必要。再エネ上限の設定如何で水素量、出力抑制率も変化する点に留意。本試算では簡単のため太陽光・風力発電のみを想定。
燃料製造・貯蔵	製造設備	水素	資本費 78万円/(Nm <sup>3</sup> -H <sub>2</sub> /h)：NEDO燃料電池・水素技術開発ロードマップ2010をベースに資源エネルギー庁設定 運転維持費 2.3%/年(資本費比)：日本エネルギー経済研究所「カーボンニュートラルメタンの将来ポテンシャル」(2018年2月) ※設備量は再エネ20円/kWhの条件下で東京大学による公開論文等を基にシミュレーションを実施し、概数を設定
	貯蔵設備	水素	足下の価格水準として企業ヒアリングより資源エネルギー庁設定 ※設備量は再エネ20円/kWhの条件下で東京大学による公開論文等を基にシミュレーションを実施し、概数を設定 ※個社の競争力に係る情報のため具体的な数字は非公表
液化・輸送		水素	液化：足下の価格水準として企業ヒアリングより資源エネルギー庁推計 輸送：足下の価格水準として企業ヒアリングより資源エネルギー庁推計 ※個社の競争力に係る情報のため具体的な数字は非公表
火力発電		水素	発電コスト検証WGのLNG火力発電設備(2014年モデルプラント)を想定 ※実現には別途水素発電技術の実用化が必要 ※設備量は再エネ間欠性を踏まえ最大需要分相当と設定
パリティ水準		ベース	発電コスト検証WGの石炭火力発電・原子力発電(2014年モデルプラント、CO <sub>2</sub> コスト控除)を基に概数を設定
		ピーク	発電コスト検証WGのLNG火力発電(2014年モデルプラント、CO <sub>2</sub> コスト控除)を基に概数を設定(利用率30%程度の想定)

※需要は2012年実績を基に、年間最低負荷(kW)以下をベース需要、それ以上をピーク需要と定義。

# (参考：簡易試算) ③海外再エネ 水素/メタン

主要要素：

非連続技術革新

規模の経済

技術水準維持

		水素		メタン	
		足下水準	パリティ水準 (LNG並み)	足下水準	パリティ水準 (LNG並み)
水素・メタン 発電 (合計)	原料 (再エネ)	5円/kWh <small>中東再エネ 2円/kWh</small>	5円/kWh <small>中東再エネ 2円/kWh</small>	7円/kWh <small>中東再エネ 2円/kWh</small>	7円/kWh <small>中東再エネ 2円/kWh</small>
	製造 貯蔵 設備	44円/kWh <small>試験設備フェーズ(水素量極小)</small>	3円/kWh <small>12円 - (5円+3円+1円)</small>	35円/kWh <small>試験設備フェーズ</small>	1円/kWh <small>12円 - (7円+3円+1円)</small>
	液化 輸送	~86円/kWh <small>試験設備フェーズ(水素量極小)</small>	3円/kWh <small>現状LNG水準</small>	3円/kWh <small>現状LNG水準</small>	3円/kWh <small>現状LNG水準</small>
	発電 設備	1円/kWh <small>利用率80%</small>	1円/kWh <small>利用率80%</small>	1円/kWh <small>利用率80%</small>	1円/kWh <small>利用率80%</small>
		~136円/kWh	12円/kWh <small>現状LNG火力</small>	46円/kWh	12円/kWh <small>現状LNG火力</small>

水電解 15分の1

35分の1

~29分の1

※四捨五入の関係で合計が合わない場合がある。  
 ※水素基本戦略では2030年の水素発電目標水準として17円/kWhを掲げている。

# (参考：簡易試算) ③海外再エネ 水素/メタンの考え方・諸元

## <シナリオの考え方>

シナリオの特徴・コスト要因	開発要素
<p><b>水素</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>✓ 電気分解で水素を製造（海外の安価な再エネ電気を利用）</li> <li>✓ 水素の液化・輸送が必要</li> <li>✓ 全国需要を水素発電で賄う（発電設備の利用率「高」）</li> </ul> <p><b>メタン</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>✓ 電気分解で水素を製造（海外の安価な再エネ電気を利用）</li> <li>✓ 水素とCO<sub>2</sub>の合成によりメタンを製造（メタネーション）</li> <li>✓ 天然ガスの液化・輸送が必要（既存のLNG技術が活用可能）</li> <li>✓ 全国需要をLNG火力発電で賄う（発電設備の利用率「高」）</li> </ul>	<p><b>水素</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>✓ 水素製造（電気分解）技術開発</li> <li>✓ 水素液化・輸送技術開発 （大量輸送を可能とするスケールアップ）</li> <li>✓ 水素発電技術開発</li> </ul> <p><b>メタン</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>✓ 水素製造（電気分解）技術開発</li> <li>✓ メタネーション技術開発</li> </ul>

## <主な諸元>

		諸元など
エネルギー源	海外再エネ	2円/kWh：2016年のUAE太陽光発電落札価格(2.42セント/kWh)を基に概数を設定 (1セント=1円として概算)
燃料製造・貯蔵	製造設備	水素 資本費 78万円/(Nm <sup>3</sup> -H <sub>2</sub> /h)：NEDO燃料電池・水素技術開発ロードマップ2010 運転維持費 2.3%/年（資本費比）：日本エネルギー経済研究所「カーボンニュートラルメタンの将来ポテンシャル」（2018年2月）
		メタン 資本費 100万円/(Nm <sup>3</sup> -CH <sub>4</sub> /h)：日本エネルギー経済研究所「カーボンニュートラルメタンの将来ポテンシャル」（2018年2月） 運転維持費 4%/年（資本費比）：日本エネルギー経済研究所「我が国におけるPower to Gasの可能性」（2015年12月）
	貯蔵設備	水素 足下の価格水準として企業ヒアリングより資源エネルギー庁設定 ※設備量は第11回ガスシステム改革小委員会 資料3：LNG基地の設備投資額・タンク容量から推計 ※個社の競争力に係る情報のため具体的な数字は非公表
		メタン 568円/Nm <sup>3</sup> -CH <sub>4</sub> （ガス容量あたり設備投資額）：第11回ガスシステム改革小委員会 資料3：LNG基地の設備投資額・タンク容量から推計
液化・輸送	水素 液化：足下の価格水準として企業ヒアリングより資源エネルギー庁推計 輸送：足下の価格水準として企業ヒアリングより資源エネルギー庁推計 ※個社の競争力に係る情報のため具体的な数字は非公表	
	メタン 液化 3ドル/MMBTU：JOGMEC調査部「日本を取り巻くLNG情勢と取引の流動性向上に向けた動き」 輸送 1.06ドル/MMBTU：2018年2月の中東からのLNGフレートコストを設定	
火力発電	水素 発電コスト検証WGのLNG火力発電設備（2014年モデルプラント）を想定 ※実現には別途水素発電技術の実用化が必要	
	メタン 発電コスト検証WGのLNG火力発電設備（2014年モデルプラント）を想定	
パリティ水準	LNG並み	発電コスト検証WGのLNG火力発電（2014年モデルプラント、CO <sub>2</sub> コスト控除）を基に概数を設定（利用率80%程度の想定）

# (参考：簡易試算) ④ 海外化石CCS 水素/メタン

主要要素：

非連続技術革新

規模の経済

技術水準維持

		水素		メタン	
		足下水準	パリティ水準 (LNG並み)	足下水準	パリティ水準 (LNG並み)
原料 (褐炭) ※CCS付		8円/kWh 褐炭：1円 CCS：7円	4円/kWh 褐炭：1円 CCS：3円	12円/kWh 褐炭：2円 CCS：10円	6円/kWh 褐炭：2円 CCS：4円
	製造 貯蔵 設備	~102円/kWh 試験設備フェーズ(水素量極小)	4円/kWh 12円 - (4円+3円+1円)	~118円/kWh 試験設備フェーズ	2円/kWh 12円 - (6円+3円+1円)
		液化 輸送	~86円/kWh 試験設備フェーズ(水素量極小)	3円/kWh 現状LNG水準	3円/kWh 現状LNG水準
	発電 設備	1円/kWh 利用率80%	1円/kWh 利用率80%	1円/kWh 利用率80%	1円/kWh 利用率80%
水素・メタン 発電		~198円/kWh	12円/kWh 現状LNG火力	~134円/kWh	12円/kWh 現状LNG火力

※四捨五入の関係で合計が合わない場合がある。  
 ※水素基本戦略では2030年の水素発電目標水準として17円/kWhを掲げている。  
 ※パリティ水準のCCSコストは豪州におけるCCS商用想定値。



# (参考：簡易試算) ④海外化石CCS 水素/メタンの考え方・諸元

## <シナリオの考え方>

シナリオの特徴・コスト要因	開発要素
<p><b>水素</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>✓ 化石燃料ガス化により水素を製造（海外の安価な褐炭を利用）</li> <li>✓ ガス化に伴うCO<sub>2</sub>を分離回収・貯蔵（CCS）</li> <li>✓ 水素の液化・輸送が必要</li> <li>✓ 全国需要を水素発電で賄う（発電設備の利用率「高」）</li> </ul> <p><b>メタン</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>✓ 化石燃料ガス化により水素を製造（海外の安価な褐炭を利用）</li> <li>✓ ガス化に伴うCO<sub>2</sub>を回収・貯蔵（CCS）</li> <li>✓ 水素とCO<sub>2</sub>の合成によりメタンを製造（メタネーション）</li> <li>✓ 天然ガスの液化・輸送が必要（既存のLNG技術が活用可能）</li> <li>✓ 全国需要をLNG火力発電で賄う（発電設備の利用率「高」）</li> </ul>	<p><b>水素</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>✓ 水素製造（褐炭ガス化）技術開発（現行IGCCと同等水準のスケールアップ）</li> <li>✓ CCS技術開発</li> <li>✓ 水素液化・輸送技術開発（大量輸送を可能とするスケールアップ）</li> <li>✓ 水素発電技術開発</li> </ul> <p><b>メタン</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>✓ 水素製造（褐炭ガス化）技術開発</li> <li>✓ CCS技術開発</li> <li>✓ メタネーション技術開発</li> </ul>

## <主な諸元>

			諸元など
エネルギー源	褐炭		2.3円/Nm <sup>3</sup> -H <sub>2</sub> ：NEDO委託調査「低品位炭起源の炭素フリー燃料による将来エネルギーシステム（水素チェーンモデル）の実現可能性に関する調査研究」（2012年）
	海外CCS		7円/kWh（石炭火力）：足下の価格水準として米国NETL “Coast and Performance Baseline for Fossil Energy Plants Volume 1a (2015)” の値を設定
燃料製造・貯蔵	製造設備	水素	資本費 78万円/(Nm <sup>3</sup> -H <sub>2</sub> /h)：NEDO燃料電池・水素技術開発ロードマップ2010をベースに資源エネルギー庁設定 運転維持費 2.3%/年（資本費比）：日本エネルギー経済研究所「カーボンニュートラルメタンの将来ポテンシャル」（2018年2月）
		メタン	資本費 100万円/(Nm <sup>3</sup> -CH <sub>4</sub> /h)：日本エネルギー経済研究所「カーボンニュートラルメタンの将来ポテンシャル」（2018年2月） 運転維持費 4%/年（資本費比）：日本エネルギー経済研究所「我が国におけるPower to Gasの可能性」（2015年12月）
	貯蔵設備	水素	足下の価格水準として企業ヒアリングより資源エネルギー庁設定 ※設備量は第11回ガスシステム改革小委員会 資料3：LNG基地の設備投資額・タンク容量から推計 ※個社の競争力に係る情報のため具体的な数字は非公表
		メタン	568円/Nm <sup>3</sup> -CH <sub>4</sub> （ガス容量あたり設備投資額）：第11回ガスシステム改革小委員会 資料3：LNG基地の設備投資額・タンク容量から推計
液化・輸送	水素	液化：足下の価格水準として企業ヒアリングより資源エネルギー庁推計 輸送：足下の価格水準として企業ヒアリングより資源エネルギー庁推計 ※個社の競争力に係る情報のため具体的な数字は非公表	
	メタン	液化 3ドル/MMBTU：JOGMEC調査部「日本を取り巻くLNG情勢と取引の流動性向上に向けた動き」 輸送 1.06ドル/MMBTU：2018年2月の中東からのLNGフレートコストを設定	
火力発電	水素	発電コスト検証WGのLNG火力発電設備（2014年モデルプラント）を想定 ※実現には別途水素発電技術の実用化が必要	
	メタン	発電コスト検証WGのLNG火力発電設備（2014年モデルプラント）を想定	
パリティ水準	LNG並み	発電コスト検証WGのLNG火力発電（2014年モデルプラント、CO <sub>2</sub> コスト控除）を基に概数を設定（利用率80%程度の想定）	

# (参考) 簡易試算の主な諸元と考え方 (総括表)

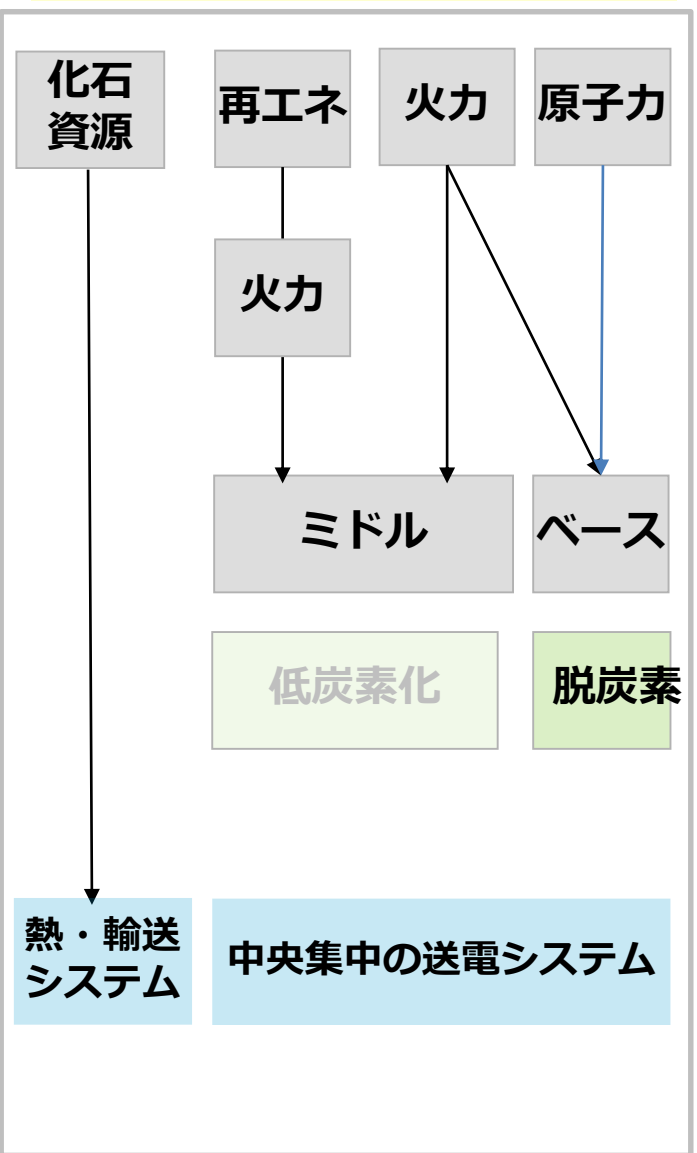
			諸元など
試算の位置づけ			科学的レビュープロセスでのコスト検証を前提に、システムコスト試算の考え方の例を示すため、簡易的に試算を行ったもの。今後、専門家を交えての精査・検討が必要な叩き台という位置づけ。 ※いずれのシナリオも極端な想定(特定システムのみで全ての電力需要を満たす)であり、今後はシステムの組み合わせを含めた議論も必要。
エネルギー源	国内再エネ	コスト	20円/kWh：足下の価格水準として、平成30年度の太陽光・風力の調達価格を基に概数を設定 7円/kWh：FIT制度上の中長期目標である2030年開発目標(太陽光発電)を設定 4円/kWh：システムコスト込みでベース・ピークの各パリティを達成可能な水準として設定 ※出力抑制無し時のコストであり、抑制発生に伴う設備利用率低下でkWh単価は増加する
		設備量	足下の再エネ・蓄電池・水素コスト条件の下、東京大学による公開論文等を基にシミュレーションを実施し、概数を設定 ※年間需要すべてを再エネのみで満たす場合、環境省のポテンシャル調査(再生可能エネルギーに関するソーニング基礎情報整備報告書)水準に匹敵する再エネ導入が必要であり、地理的制約等を加味した導入実現性は別途検討が必要。再エネ上限の設定如何で蓄電池・水素量、出力抑制率も変化する点に留意。本試算では簡単のため太陽光・風力発電のみを想定。
	海外再エネ	2円/kWh：2016年のUAE太陽光発電落札価格(2.42セント/kWh)を基に概数を設定(1セント=1円として概算)	
	褐炭	2.3円/Nm <sup>3</sup> -H <sub>2</sub> ：NEDO委託調査「低品位炭起源の炭素フリー燃料による将来エネルギーシステム(水素チェーンモデル)の実現可能性に関する調査研究」(2012年)	
	海外CCS	7円/kWh(石炭火力)：足下の価格水準として米国NETL“Coast and Performance Baseline for Fossil Energy Plants Volume 1a (2015)”の値を設定	
蓄電池	コスト	20万円/kWh(LiBシステム)：足下の価格水準として、企業ヒアリング等より資源エネルギー庁推計 ※今回は簡易試算として国内のリチウムイオン電池(LiB)のコストを採用。蓄電池の容量と出力バランスを踏まえて、今後は他の蓄電池の活用との比較を含めて精査が必要。 ※運転維持費は簡易試算のためゼロと想定したが、今後精査が必要。	
	設備量	足下の再エネ・蓄電池コスト条件の下、東京大学による公開論文等を基にシミュレーションを実施し、概数を設定 ※本試算は簡易試算のため、再エネ20円/kWh、蓄電池20万円/kWh(LiBシステム)の条件下での容量で固定。 蓄電池必要量は再エネコスト・蓄電池コストが変化すれば動く点に注意。計算上の償却期間は一般的なメーカー保証年数(無償保証)を踏まえて15年と想定。	
燃料製造・貯蔵	製造設備	水素	資本費 78万円/(Nm <sup>3</sup> -H <sub>2</sub> /h)：「NEDO燃料電池・水素技術開発ロードマップ2010」をベースに資源エネルギー庁設定 運転維持費 2.3%/年(資本費比)：日本エネルギー経済研究所「カーボンニュートラルメタンの将来ポテンシャル」(2018年2月)
		メタン	資本費 100万円/(Nm <sup>3</sup> -CH <sub>4</sub> /h)：日本エネルギー経済研究所「カーボンニュートラルメタンの将来ポテンシャル」(2018年2月) 運転維持費 4%/年(資本費比)：日本エネルギー経済研究所「我が国におけるPower to Gasの可能性」(2015年12月)
	貯蔵設備	水素	足下の価格水準として企業ヒアリングより資源エネルギー庁設定 ※個社の競争力に係る情報のため具体的な数字は非公表
		メタン	568円/Nm <sup>3</sup> -CH <sub>4</sub> (ガス容量あたり設備投資額)：第11回ガスシステム改革小委員会 資料3：LNG基地の設備投資額・タンク容量から推計
液化・輸送	水素	液化：足下の価格水準として企業ヒアリングより資源エネルギー庁推計 輸送：足下の価格水準として企業ヒアリングより資源エネルギー庁推計 ※個社の競争力に係る情報のため具体的な数字は非公表	
	メタン	液化 3ドル/MMBTU：JOGMEC調査部「日本を取り巻くLNG情勢と取引の流動性向上に向けた動き」 輸送 1.06ドル/MMBTU：2018年2月の中東からのLNGフレートコストを設定	
火力発電	水素	発電コスト検証WGのLNG火力発電設備(2014年モデルプラント)を想定 ※実現には別途水素発電技術の実用化が必要	
	メタン	発電コスト検証WGのLNG火力発電設備(2014年モデルプラント)を想定	
パリティ水準	ベース	発電コスト検証WGの石炭火力発電・原子力発電(2014年モデルプラント、CO <sub>2</sub> コスト控除)を基に概数を設定	
	ピーク	発電コスト検証WGのLNG火力発電(2014年モデルプラント、CO <sub>2</sub> コスト控除)を基に概数を設定(利用率30%程度の想定)	
	LNG並み	発電コスト検証WGのLNG火力発電(2014年モデルプラント、CO <sub>2</sub> コスト控除)を基に概数を設定(利用率80%程度の想定)	

※需要は2012年実績を基に、年間最低負荷(kW)以下をベース需要、それ以上をピーク需要と定義。

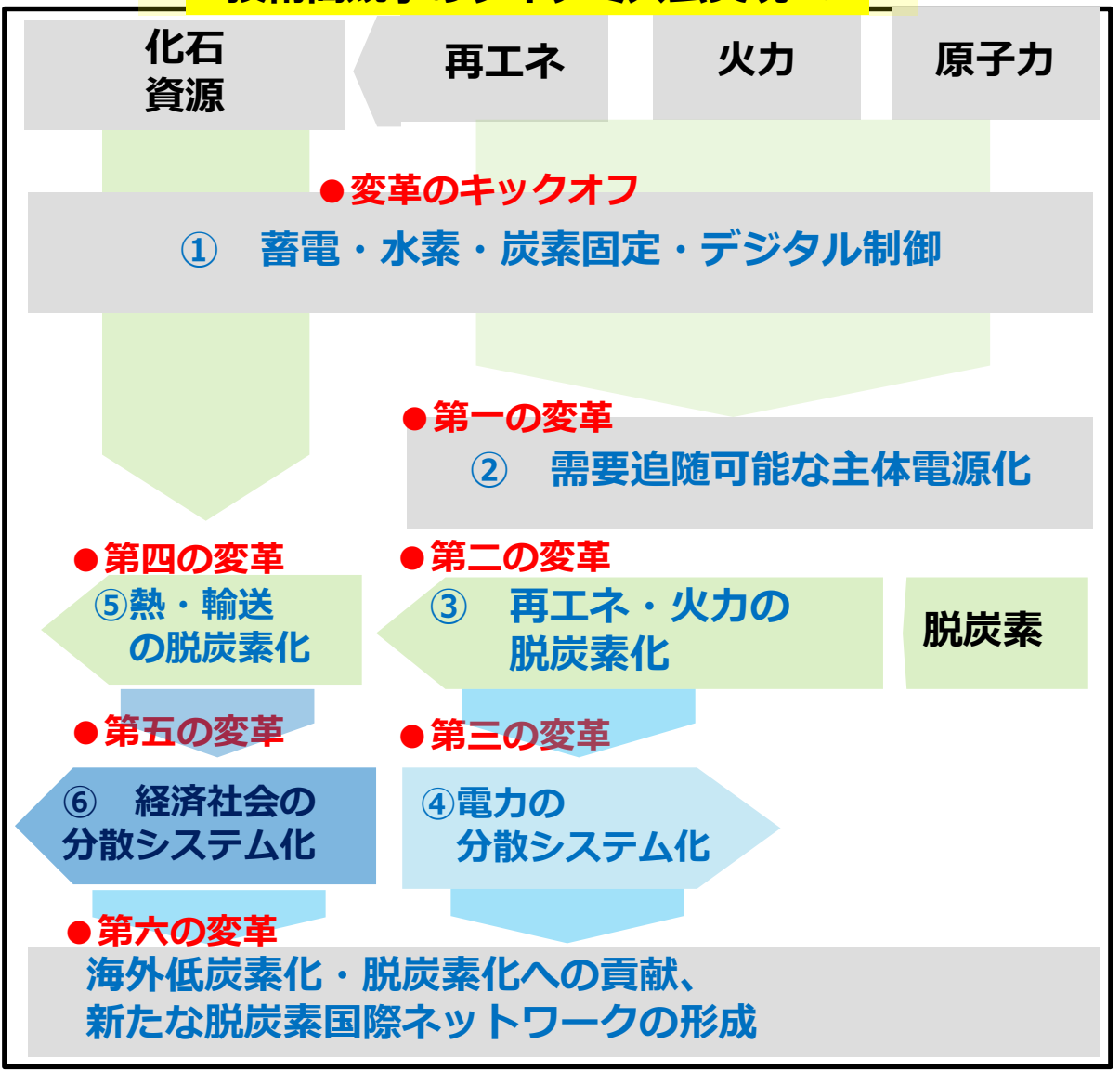
## **第三章 各選択肢が直面する課題、対応の重点**

# 脱炭素化エネルギーシステムの競争イメージ

## 今のエネルギーシステム



## 次のエネルギーシステム ～技術間競争のダイナミズム実現へ～



# (参考) 再エネ大量導入の際の課題 (ドイツの先例)

## ①コスト

## ②調整力

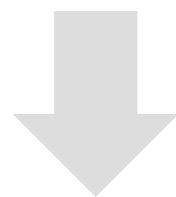
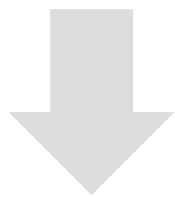
## ③NW

### 現状

海外では  
大幅に下落

調整を  
火力に依存

火力・原子力の  
立地に応じて構築



### 課題

日本の  
高コスト是正

調整手段開発  
(蓄電・水素)  
再エネ高効率化  
デジタル制御

再エネ導入拡大を  
踏まえた既存NW  
の再設計  
+  
分散型NWの導入

## ドイツからのメッセージ (第6回情勢懇・マッテス氏)

- 支払メカニズムのない未来はあるか
  - 中長期における実現可能性： 限界費用が非常に安くなるような状況下で、価格が形成されるようになる場合、現在の市場設計は、この制度の中ではいかなる投資も回収されない (!)。
- エネルギー転換にとって、送配電網のインフラがボトルネック
- 将来の電力系統は、再生可能エネルギー発電と出力変動調整 (高い柔軟性) 技術 (発電、需要の柔軟性、電力貯蔵) から構成される
  - ベースロードやミドルロード電源は徐々に姿を消し、現在のピークロード電源への対応と同様に、残余需要 (必要な電力量と出力変動型発電量の差、「残余ピーク需要」) への対応は可能となる。柔軟性が高くクリーンで資本コストの少ない発電が選択肢となる。
  - 第1段階 (今後20年間) は、柔軟性が高くクリーンで資本コストの小さい発電が、需要の柔軟性 (電力部門の統合) やインフラの改良と競合する。長期的には、幅広い電力貯蔵の選択肢と電力部門の統合が重要な役割。

# (参考) 原子力の利用実態

## 将来的に利用

- ・米国 [99]
  - ・フランス [58]
  - ・中国 [37]
  - ・ロシア [35]
  - ・インド [22]
  - ・カナダ [19]
  - ・ウクライナ [15]
  - ・英国 [15]
  - ・スウェーデン [8]
  - ・チェコ [6]
  - ・パキスタン [5]
  - ・フィンランド [4]
  - ・ハンガリー [4]
  - ・アルゼンチン [3]
  - ・南アフリカ [2]
  - ・ブラジル [2]
  - ・ブルガリア [2]
  - ・メキシコ [2]
  - ・オランダ [1]
- [ ]は運転基数

- ・トルコ
- ・ベラルーシ
- ・チリ
- ・エジプト
- ・インドネシア
- ・イスラエル
- ・ヨルダン
- ・カザフスタン
- ・マレーシア
- ・ポーランド
- ・サウジアラビア
- ・タイ
- ・バングラディシュ
- ・U A E

・スタンスを表明していない国も多数存在

## 現在、原発を利用

- ・韓国※1 [24] (2017年閣議決定／2080年過ぎ閉鎖見込)
  - ・ドイツ [8] (2011年法制化／2022年閉鎖)
  - ・ベルギー [7] (2003年法制化／2025年閉鎖)
  - ・台湾 [6] (2017年法制化／2025年閉鎖)
  - ・スイス※2 [5] (2017年法制化／-)
- [ ]は運転基数 (脱原発決定年／脱原発予定年)

※1 韓国では5基の建設が続行 (うち、新古里5・6号機については、討論型世論調査を実施した結果、建設の継続を決定)

※2 スイスは運転期間の制限を設けず

## 現在、原発を利用せず

- ・イタリア (1988年閣議決定／1990年閉鎖済)
- ・オーストリア (1979年法制化)
- ・オーストラリア (1998年法制化)

## 将来的に非利用

出所：World Nuclear Association  
ホームページ (2017/8/1)より資工庁作成  
(注) 主な国を記載

## (参考) 海外事例における原子力建設コストオーバーランの要因について

- ～欧州事例における建設費の高騰は、OECDの分析によると、建設実績がない新型炉、計画・工程管理の甘さ等が原因
- ～また、米国の事例では特殊な契約形態によりコスト増といった側面あり
- ～日本の場合、震災直前まで原発の建設が進んでおり、技術や人材が比較的維持

主なコストオーバーラン要因	オルキルト (欧州)	ヴォーグル (米国)
運開実績のない新型炉	EPR	AP1000
計画・工程管理の甘さ	約30年ぶりの着工	約30年ぶりの着工
契約形態 (早期完工のインセンティブ欠如)	—	タイム&マテリアル方式

# (参考) 石炭火力の現実

将来的に増加

- **トルコ** [34%]  
(国内低品位炭を積極活用)

- **フィリピン** [45%]<sup>※</sup> (増加見込み)
- **インドネシア** [56%]<sup>※</sup> (2026年に発電量約2倍)
- **ベトナム** [30%]<sup>※</sup> (2030年に発電量約7倍)
- **ミャンマー** [2%]<sup>※</sup> (増加見込み)
- **タイ** [19%]<sup>※</sup> (2036年に発電量約2倍)
- **カンボジア** [48%]<sup>※</sup> (増加見込み)
- **インド** [75%]<sup>※</sup> (2022年に設備容量約25%増)
- **中国** [70%]<sup>※</sup> (設備容量・発電量増加見込み)

OECD

非OECD

- **米国** [31%]  
(ガス火力に代替される見通し)
- **ドイツ** [43%]  
(段階的に廃止)
- **豪州** [64%]  
(老朽化設備がガス火力・再エネに代替される予定)
- **日本** [33%]  
(2030年に26%)
- **韓国** [42%]  
(2030年に41% or 36%)
- **ブラジル** [5%]<sup>※</sup>  
(2026年に設備容量減少見込み)

- **南アフリカ** [93%]<sup>※</sup>  
(石炭依存低減のため原発計画)
- **ロシア** [15%]<sup>※</sup>  
(火力低減、原発・水力比率増加)

廃止を表明  
(脱石炭アライアンス<sup>※1</sup>加盟国)

- **英国** [9%]  
(2025年廃止)
- **フランス** [2%]  
(2021年廃止)
- **カナダ** [8%]  
(2030年廃止)
- **イタリア** [14%]  
(2030年廃止)

廃止を表明  
(脱石炭アライアンス<sup>※1</sup>加盟国)

- **メキシコ** [11%]<sup>※</sup>  
(CCS無しは全廃)

将来的に削減

※1 Powering Past Coal Alliance

※2 []内は2016年の足下の電源構成に占める石炭火力の割合 (※は2015年)

(出典) World Energy Balances 2017, IEA

※3 対象はG20・ASEAN主要国。記載のない国は将来の石炭需給に言及無し (アルゼンチン、サウジ、シンガポール、ブルネイ、ラオス) 各国電源開発計画・エネルギー政策等



# (参考) 熱システム・輸送システムを支える化石燃料利用の現実

～パリ協定遵守の場合も、化石燃料の需要は、先進国・新興国問わず、2040年全体の50%以上  
 ～一方で、電力部門は特にゼロエミ化比率を2040年で70～90%にする必要がある可能性

	1次エネルギー									電力								
	先進国 (OECD)			新興国 (非OECD)			日本			先進国 (OECD)			新興国 (非OECD)			日本		
	2015	2040 (ベース)	2040 (2度)	2015	2040 (ベース)	2040 (2度)	2015	2040 (ベース)	2040 (2度)	2015	2040 (ベース)	2040 (2度)	2015	2040 (ベース)	2040 (2度)	2015	2040 (ベース)	2040 (2度)
<b>再エネ</b>	10%	20%	32%	17%	21%	29%	11%	14%	26%	23%	42%	63%	23%	39%	63%	16%	27%	56%
<b>原子力</b>	10%	9%	15%	2%	5%	8%	1%	16%	24%	18%	14%	20%	4%	8%	12%	1%	22%	32%
<b>化石燃料</b>	80%	71%	53%	81%	75%	63%	88%	71%	49%	58%	44%	17%	73%	53%	25%	83%	51%	12%
<b>うち石炭</b>	18%	12%	5%	36%	28%	17%	38%	21%	11%	30%	16%	2%	47%	31%	8%	33%	22%	2%

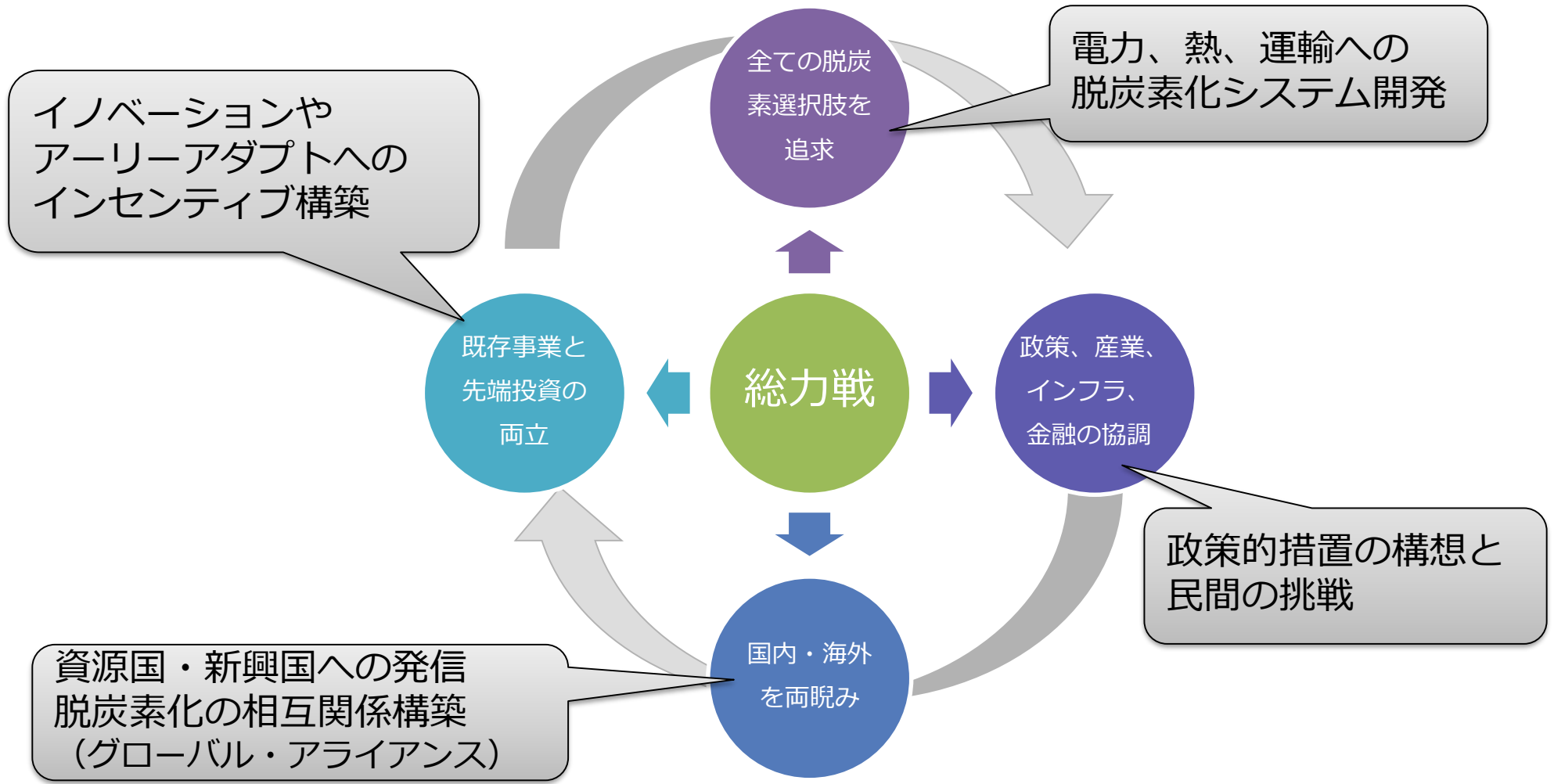
出所：WEO2017

※(ベース)は新政策シナリオであり、(2度)は持続可能な発展シナリオ

## **第四章 シナリオ実現に向けた総力戦対応**

# 総力戦での対応の考え方～360度対応～

- ～ すべての脱炭素化の選択肢を追求する「総力戦」。
- ～ 政策、産業、インフラ、金融の協調という意味での「総力戦」。
- ～ 国内と海外を同時に視野に入れる「総力戦」
- ～ 既存事業の収益確保と先端投資促進の二兎を追う「総力戦」



# 過少投資問題への対応の必要性：ドイツからのメッセージ (第6回情勢懇・マッテス氏)

- エネルギー転換の第1段階の特徴は、行政主導の固定価格買取制度（FiT）。2014年に入札導入に向けた制度変更が行われ、エネルギー転換は第2段階へ
- 支払メカニズムのない未来はあるか
  - 中長期における実現可能性：限界費用が非常に安くなるような状況下で、価格が形成されるようになる場合、現在の市場設計は、この制度の中ではいかなる投資も回収されない (!)
- エネルギー転換にとって、送配電網のインフラがボトルネック
- 将来の電力系統は、再生可能エネルギー発電と出力変動調整（高い柔軟性）技術（発電、需要の柔軟性、電力貯蔵）から構成される
  - ベースロードやミドルロード電源は徐々に姿を消し、現在のピークロード電源への対応と同様に、残余需要（必要な電力量と出力変動型発電量の差、「残余ピーク需要」）への対応は可能となる。柔軟性が高くクリーンで資本コストの少ない発電が選択肢となる。
  - 第1段階（今後20年間）は、柔軟性が高くクリーンで資本コストの小さい発電が、需要の柔軟性（電力部門の統合）やインフラの改良と競合する。長期的には、幅広い電力貯蔵の選択肢と電力部門の統合が重要な役割。

## 内政・外交・産業インフラ・金融の4層対応

## 内政：政策再構築

- 各エネルギーの課題解決
- 脱炭素化イノベーション促進
- 過少投資問題への対応

## 外交：資源国・新興国の巻き込み

- 脱炭素化技術協力
- グローバル・バリュー・チェーンでのCO2排出削減

産業インフラ：  
エネルギーサプライチェーン強化

- 脱炭素化投資と成長の好循環
- 産業再編によるグローバル・プレイヤー育成

## 金融：イノベーションとの好循環創出

- ダイベストメントといった偏った動きに対する科学的な情報提供
- 長期的投資家との「戦略対話」

## (参考) 国民経済とエネルギー

	油価	名目GDP	化石燃料	FIT	エネルギー／GDP
70年度	2ドル	77兆	1.3兆		1.7%
90年度	23ドル	463兆	6.7兆		1.4%
00年度	28ドル	529兆	7.1兆		1.3%
13年度	110ドル	507兆	26兆	0.5兆	
15年度	49ドル	532兆	15兆	1.5兆	3.2%
30年度	128ドル	806兆	21兆	4.0兆	3.1%

(※ 30年は15年策定のエネルギーミックスの数字)

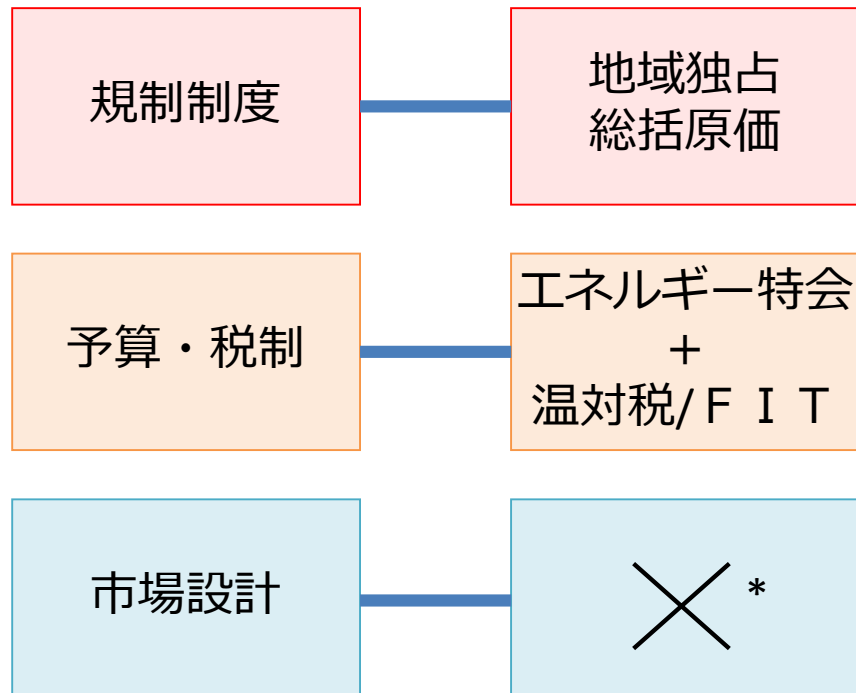
GDP	532兆	電気代 (総額)	16兆
所得税	18兆	電気代 (家庭用)	7兆
消費税	17兆	電気代 (産業用)	9兆
法人税	11兆	化石燃料	15兆

# (参考) 野心的目標を実行する際の課題は多様

		電力システム			熱システム	輸送システム	
		原子力	再エネ	火力			
同時 着手	低炭素化		① 国内価格低下		省エネ		
			① 火力KW維持 ② NW開放		石油ガスの資源確保		
	脱炭素化	①安全向上 ②経済性向上 ③機動性向上 ④廃棄物軽減	① - 1	水素システム		FCV	
			① - 2	蓄電		EV	
			① - 3	デジタル化システム		CV	
			NW開放 + 基幹NW再構築			+インフラ再構築	
				レアメタルなどの資源確保・自国技術化			
分散化	①小型化	①小型化 (再エネ・蓄電)		①改良コジェネ	貯蔵転用		
		NW開放 + 基幹NW再構築 + 分散NW構築・基幹NW回収不能への対応					

# (参考) 規制制度、予算・税制、市場設計を総動員

<システム改革前>

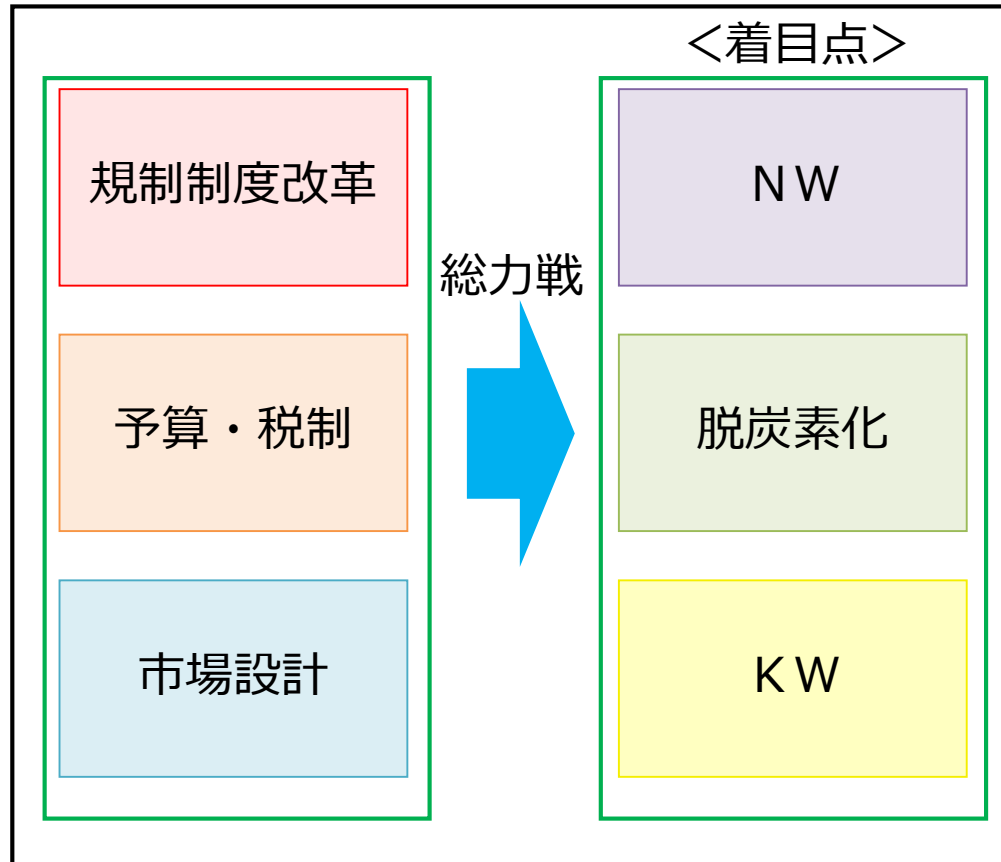


\*極めて限定的ながら  
スポット市場あり。

3E+S

- 安全最優先
- 「資源」自給率向上
- 低炭素化
- 国民負担抑制

<これから>



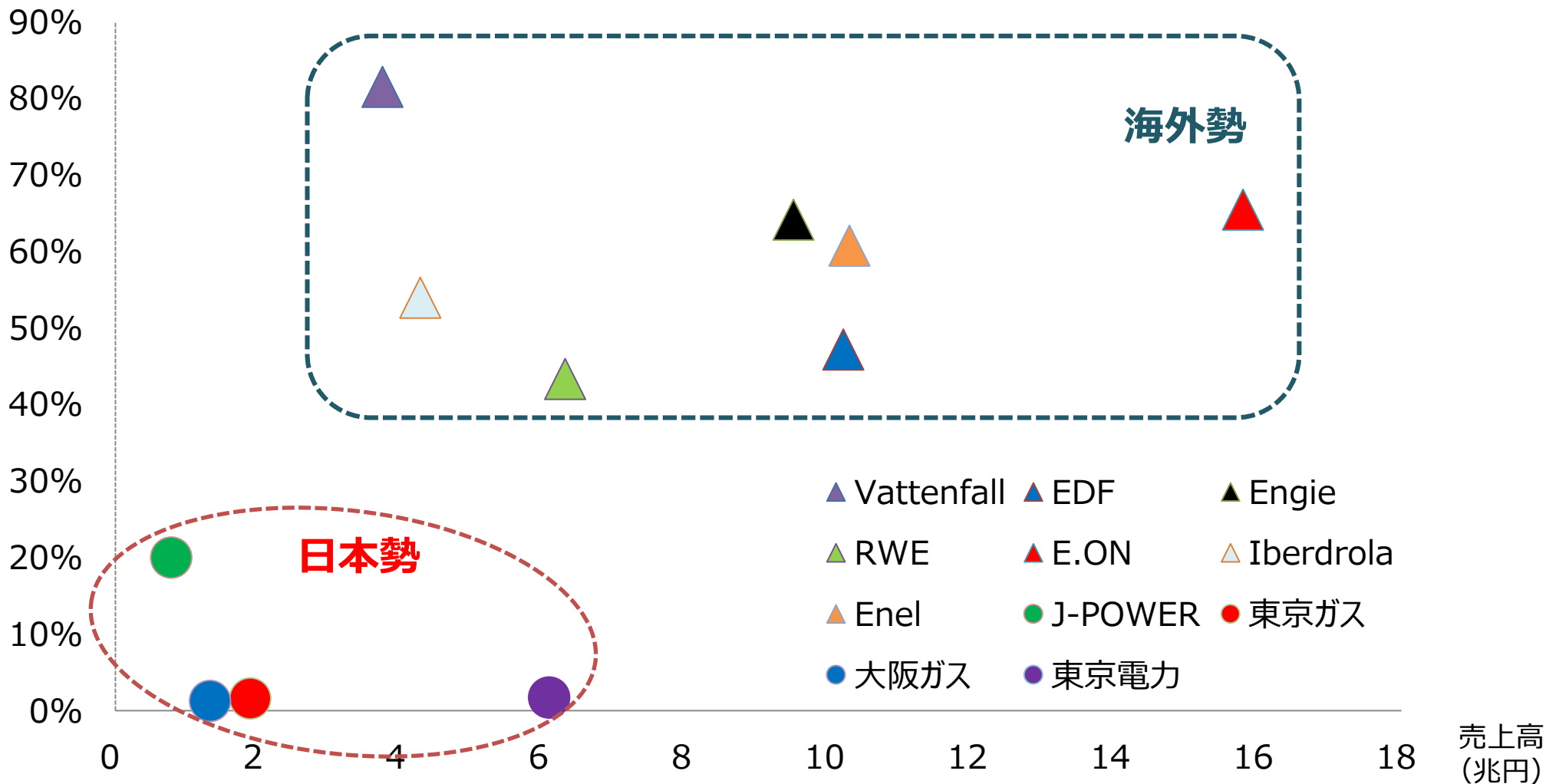
3E+S  
高度化

- 安全への革新
- 安保重視(多様性維持+自国技術重視)
- 脱炭素化への挑戦
- 経済性と競争力強化



# (参考) 産業のリスク投資能力の海外との格差 (2015年)

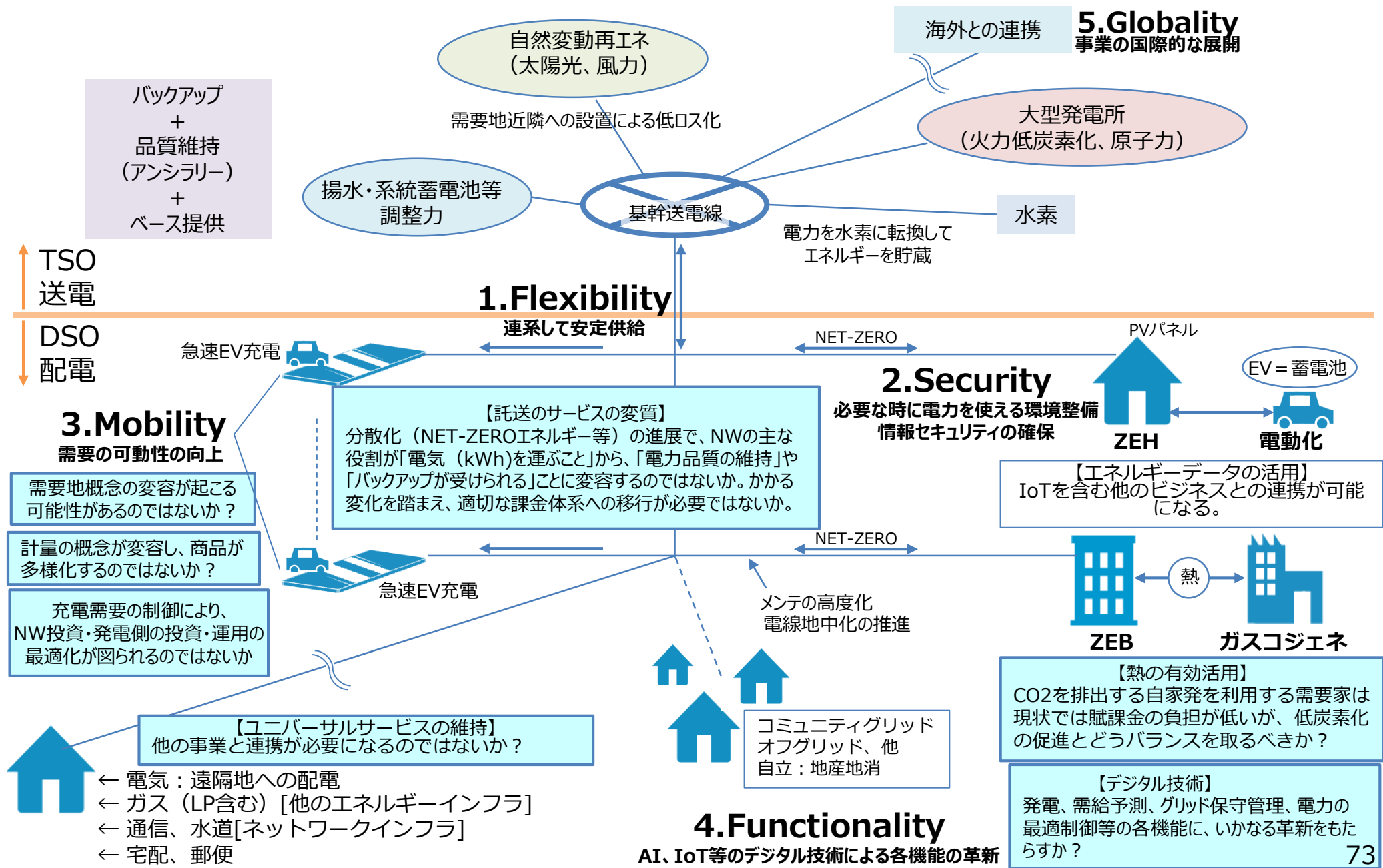
海外売上高比率



※中国の国家电网は30兆円以上の規模で世界一（海外比率は未公開）

# (参考) Beyond 2030のNWシステム (「分散化」「広域化」) (イメージ)

(再生可能エネルギー大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会第4回 資料より抜粋)



## (参考) 金融セクターとの対話

- 金融セクターもCO2重視の動き。
- 他方、脱炭素化の実現に向けた具体的な議論はこれから(ESG投資の動きが萌芽)。
- 企業セクターと金融セクターとの双方向の対話の重要性が高まる(情勢懇提言が大きな契機)。

⇒ 「時間軸のあるエネルギー転換」(野心的&柔軟)のシナリオ設計に向けた対話

企業セクター  
エネルギー主要企業  
(電力、ガス、石油)

対話

金融サイド  
機関投資家  
(例：世界トップ10)

今後：エネルギー転換に向けたシナリオの共同設計(企業も主体的参加)

### (参考1) 企業セクターと金融セクターとの対話ルール

- ・「コーポレートガバナンス・コード」(2015年6月策定/東京証券取引所)  
：上場会社に対して、財務情報及び非財務情報(経営戦略、リスク・ガバナンス情報等)の適切な開示、情報提供を求める。
- ・「日本版スチュワードシップ・コード」(2017年5月改定/金融庁)  
：機関投資家に対して、投資先企業の持続的成長に向けて、スチュワードシップ責任を適切に果たすため、当該企業の状況(ガバナンス、企業戦略、リスク収益機会等)を把握することを求める。

### (参考2) 民間機関投資会社トップ10(2016年)

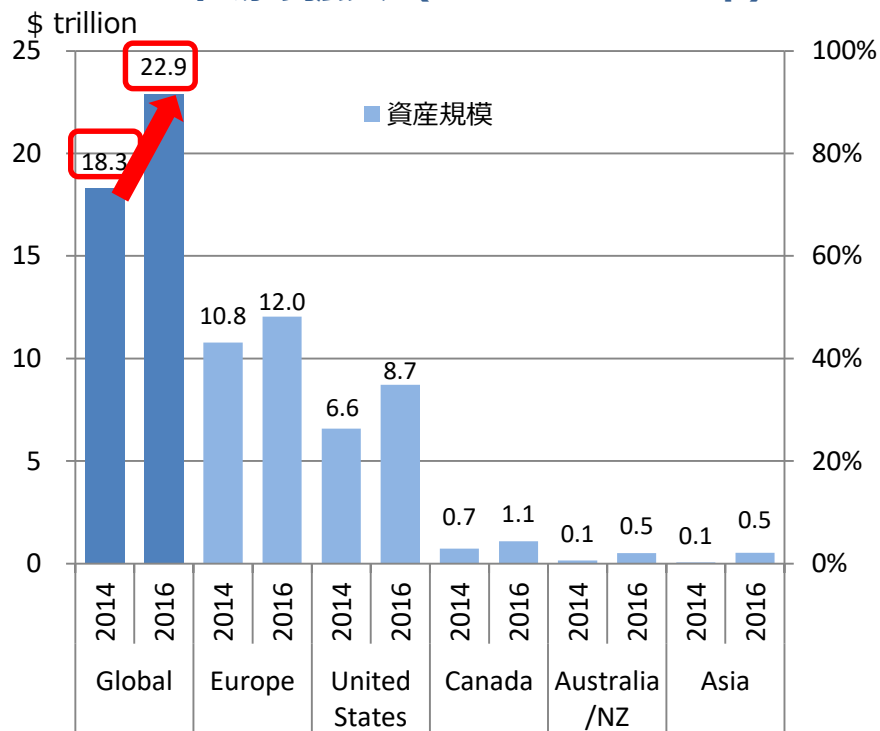
機関投資家	投資額
ブラックロック(米)	5.1兆ドル
ヴァンガード(米)	4.0兆ドル
ステートストリートグローバル(米)	2.7兆ドル
フィデリティ(米)	2.1兆ドル
アリアンツ(独)	2.0兆ドル
JPモルガンチェース(米)	1.7兆ドル
バンクオブニューヨークメロン(米)	1.6兆ドル
アクサ(仏)	1.5兆ドル
キャピタルグループ(米)	1.5兆ドル
ゴールドマンサックス(米)	1.4兆ドル

出所: Wills Towers Watson's Global 500 Research

## (参考) ESG投資やダイベストメント・エンゲージメントの動き

- 長期投資を行う欧米の機関投資家（年金基金、保険会社等）を中心に、投資判断において、企業のリスク・機会要因としてESG（環境、社会、ガバナンス）を重視する考え方が進展。
- 一部の機関投資家は、化石燃料、とりわけ石炭火力への資金の引き揚げ（ダイベストメント）を実施。
- 年金基金や保険等の資産運用会社では、リスク分散と受託者責任の観点から建設的な対話を通して投資先企業に働きかけ、改善を促す（エンゲージメントする）方法を取る傾向がある。

### ESG市場の拡大（2014～2016年）



(出所) GSIA(Global Sustainable Investment Association)「2016 Global Sustainable Investment Review」

(注) GSIAレポートにおいては、「ポートフォリオ選択・運用においてESG要素を考慮する投資(SRI)市場」のデータとして記載している。

### ダイベストメントとエンゲージメントの例

- 2017年12月の仏主催気候変動サミット（One Planet Summit）において、
  - ✓ 世銀は、最貧困国向けの一部事業を除き、2019年以降、石油や天然ガスの探査・採掘に原則として融資しない方針を表明。
  - ✓ 仏アクサは、石炭産業からの28億ドル相当の投資の引き上げ、石炭火力発電所の建設に関わる企業の保険や投資を扱わない方針を発表。
- 米国最大の公的年金であるカリフォルニア州職員退職年金基金（CalPERS：運用資産額2,857億ドル）は、燃料炭からの投資引き上げを求める法案（SB185）の成立を受けて、2015年10月に直ちにエンゲージメントを開始。

# (参考) 2030年と2050年の整理

