

第5次エネルギー基本計画について

2018年12月
資源エネルギー庁

目次

1. 第5次エネルギー基本計画の概要
2. 2030年ミックスの実現
3. 2050年に向けたエネルギー転換・脱炭素化への挑戦
4. パリ協定を踏まえた長期戦略の策定
5. 北海道胆振東部地震等における電力需給状況
6. 九州の出力制御について

(参考資料)

1. 第5次エネルギー基本計画の概要

2002年6月

エネルギー政策基本法

2003年10月 第一次エネルギー基本計画
2007年 3月 第二次エネルギー基本計画
2010年 6月 第三次エネルギー基本計画

2014年4月

第四次エネルギー基本計画

- 総合資源エネルギー調査会で審議 → 閣議決定
- 原発：可能な限り低減・安全最優先の再稼働 再エネ：拡大（2割を上回る）
- 3年に一度検討（必要に応じ見直し）

2015年7月

長期エネルギー需給見通し（エネルギーミックス）

- 総合資源エネルギー調査会で審議 → 経産大臣決定
- 原発：20-22%（震災前3割） 再エネ：22-24%（現状から倍増）
- エネルギー基本計画の検討に合わせて必要に応じ見直し

2018年7月

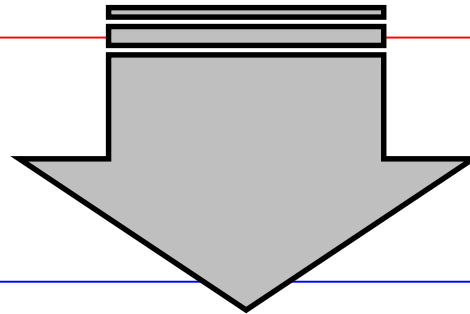
第五次エネルギー基本計画

- 2030年の計画と2050年の方向性
- 2030年 ⇒ エネルギーミックスの確実な実現
- 2050年 ⇒ エネルギー転換・脱炭素化への挑戦

エネルギー基本計画

<エネルギー政策の基本的視点>

エネルギー政策の要諦は、安全性（Safety）を前提とした上で、エネルギーの安定供給（Energy Security）を第一とし、経済効率性の向上（Economic Efficiency）による低コストでのエネルギー供給を実現し、同時に、環境への適合（Environment）を図るため、最大限の取組を行うことである。



エネルギーミックス

<エネルギーミックスの位置付け>

エネルギー基本計画を踏まえ、こうしたエネルギー政策の基本的視点である、安全性、安定供給、経済効率性及び環境適合について達成すべき政策目標を想定した上で、政策の基本的な方向性に基づいて施策を講じたときに実現されるであろう将来のエネルギー需給構造の見通しであり、あるべき姿を示すものである。

エネルギーミックス～3 E + Sの同時実現～

< 3 E + Sに関する政策目標>

安全性(Safety)

安全性が大前提

自給率 (Energy Security)

震災前(約20%)を
更に上回る概ね25%程度

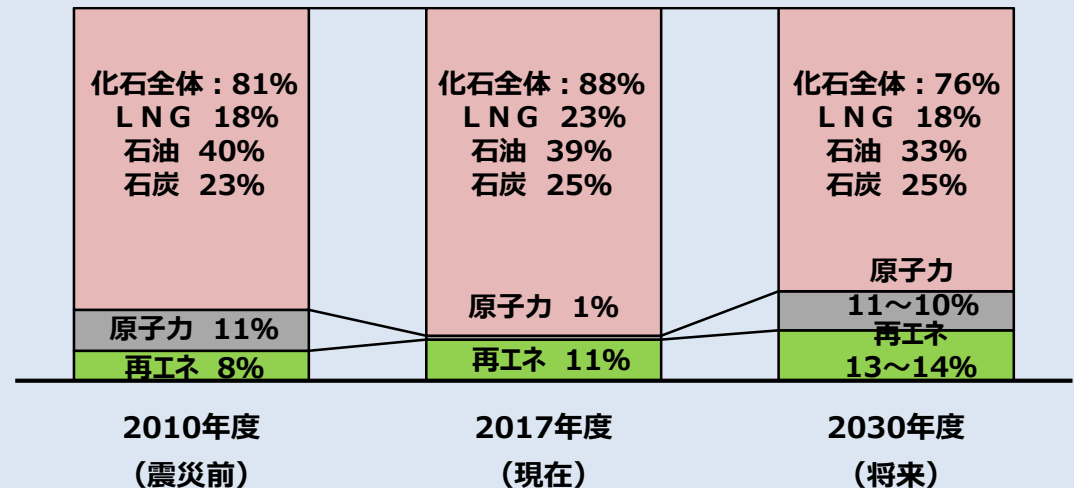
経済効率性(電力コスト) (Economic Efficiency)

現状よりも引き下げる

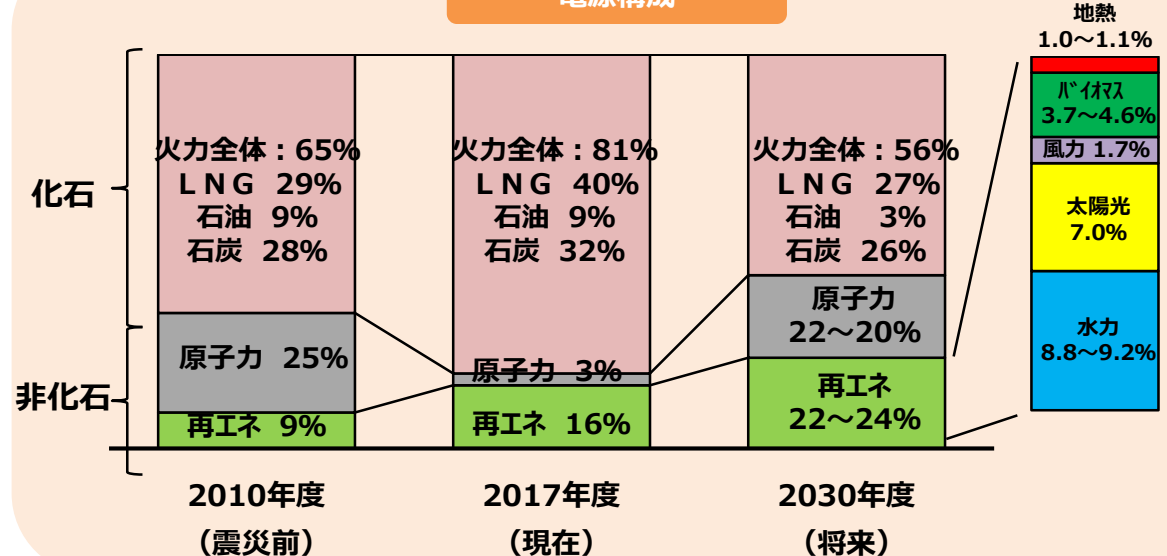
温室効果ガス排出量 (Environment)

欧米に遜色ない
温室効果ガス削減目標

一次エネルギー供給

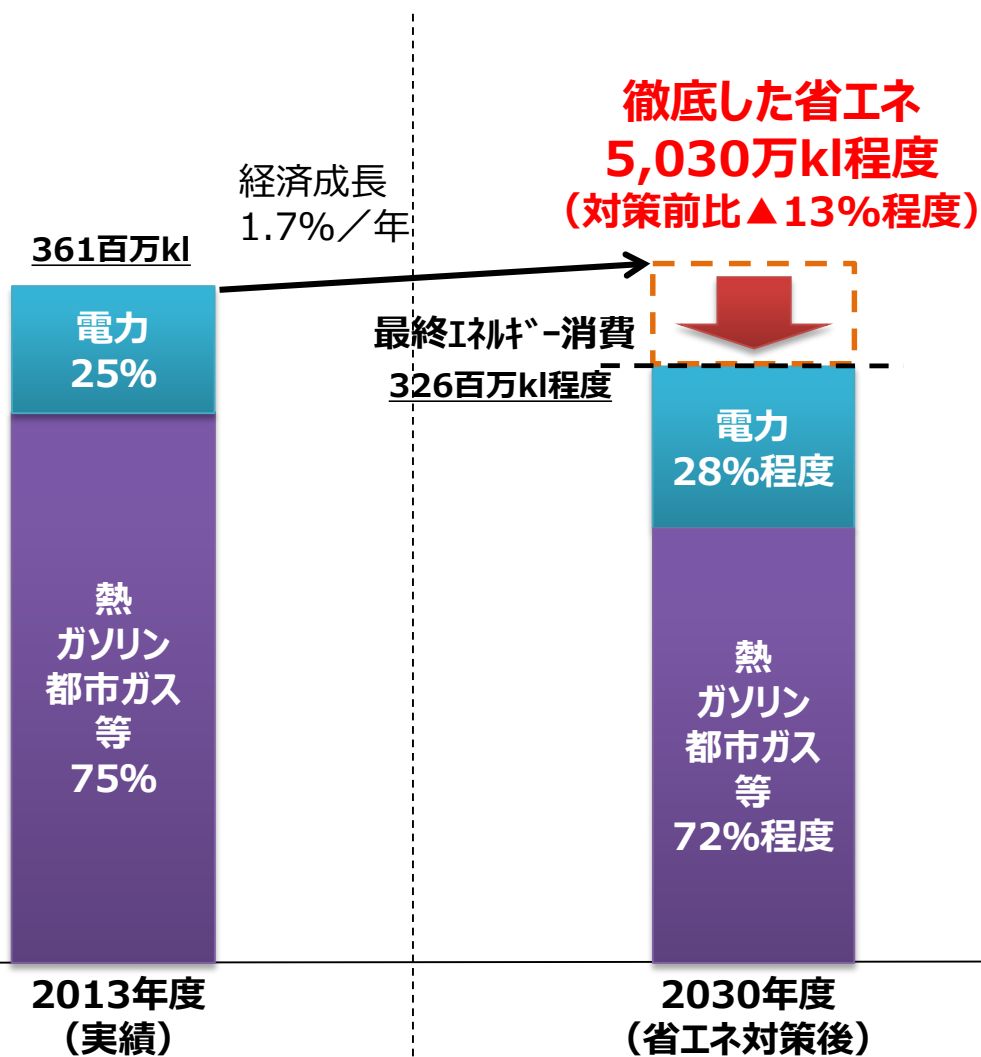


電源構成

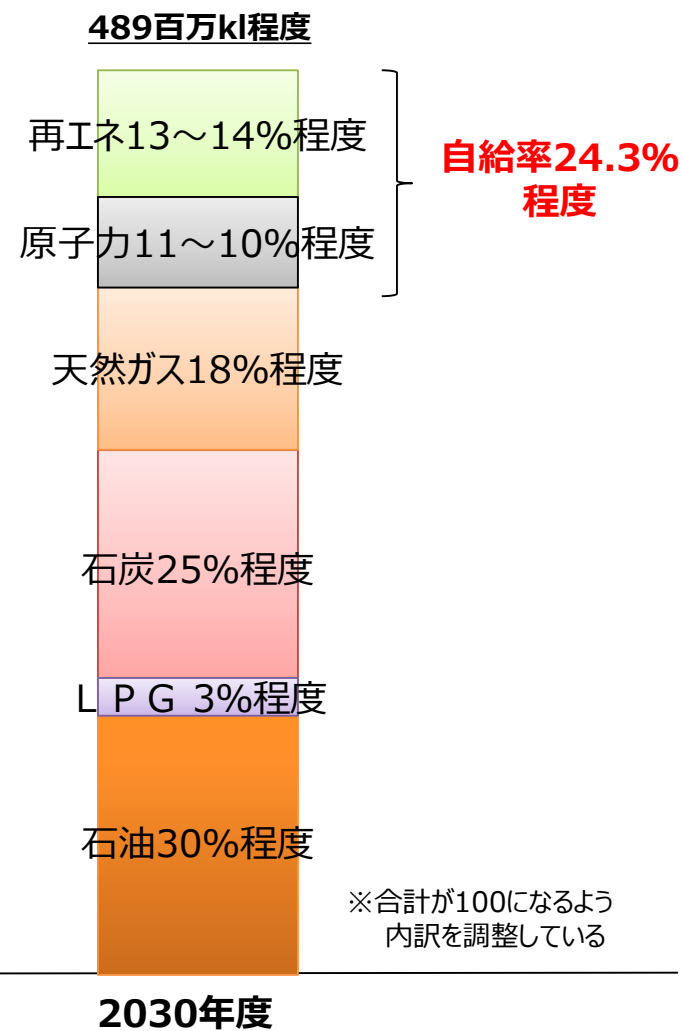


2030年度の需給構造の見通し：エネルギー需要・一次エネルギー供給

エネルギー需要



一次エネルギー供給



2030年度の需給構造の見通し：電力需要・電源構成

電力需要

経済成長
1.7%/年

**徹底した省エネ
1,961億kWh程度
(対策前比▲17%)**

電力
9,666
億kWh

2013年度
(実績)

電力
9,808
億kWh
程度

2030年度

電源構成

(総発電電力量)

10,650億kWh程度

再エネ 22~24%程度

原子力 22~20%程度

LNG 27%程度

石炭 26%程度

石油 3%程度

地熱
1.0~1.1%程度

バイオマス
3.7~4.6%程度

風力 1.7%程度

太陽光
7.0%程度

水力
8.8~9.2%程度

＜参考：2017年度＞

地熱…0.2%
バイオマス…2.0%
風力…0.6%
太陽光…5.2%
水力…8.0%

2030年度

第5次エネルギー基本計画（2018年7月閣議決定）の概要

「3 E + S」

- 安全最優先（Safety）
- 資源自給率（Energy security）
- 環境適合（Environment）
- 国民負担抑制（Economic efficiency）

⇒

「より高度な3 E + S」

- + 技術・ガバナンス改革による安全の革新
- + 技術自給率向上/選択肢の多様化確保
- + 脱炭素化への挑戦
- + 自国産業競争力の強化

2030年に向けた対応

～温室効果ガス26%削減に向けて～
～エネルギーミックスの確実な実現～

- －現状は道半ば
- －計画的な推進
- －実現重視の取組
- －施策の深掘り・強化

<主な施策>

○ 再生可能エネルギー

- ・主力電源化への布石
- ・低コスト化, 系統制約の克服, 火力調整力の確保

○ 原子力

- ・依存度を可能な限り低減
- ・不断の安全性向上と再稼働

○ 化石燃料

- ・化石燃料等の自主開発の促進
- ・高効率な火力発電の有効活用
- ・災害リスク等への対応強化

○ 省エネ

- ・徹底的な省エネの継続
- ・省エネ法と支援策の一体実施

○ 水素/蓄電/分散型エネルギーの推進

2050年に向けた対応

～温室効果ガス80%削減を目指して～
～エネルギー転換・脱炭素化への挑戦～

- －可能性と不確実性
- －野心的な複線シナリオ
- －あらゆる選択肢の追求

<主な方向>

○ 再生可能エネルギー

- ・経済的に自立し脱炭素化した主力電源化を目指す
- ・水素/蓄電/デジタル技術開発に着手

○ 原子力

- ・脱炭素化の選択肢
- ・安全炉追求/バックエンド技術開発に着手

○ 化石燃料

- ・過渡期は主力、資源外交を強化
- ・ガス利用へのシフト、非効率石炭フェードアウト
- ・脱炭素化に向けて水素開発に着手

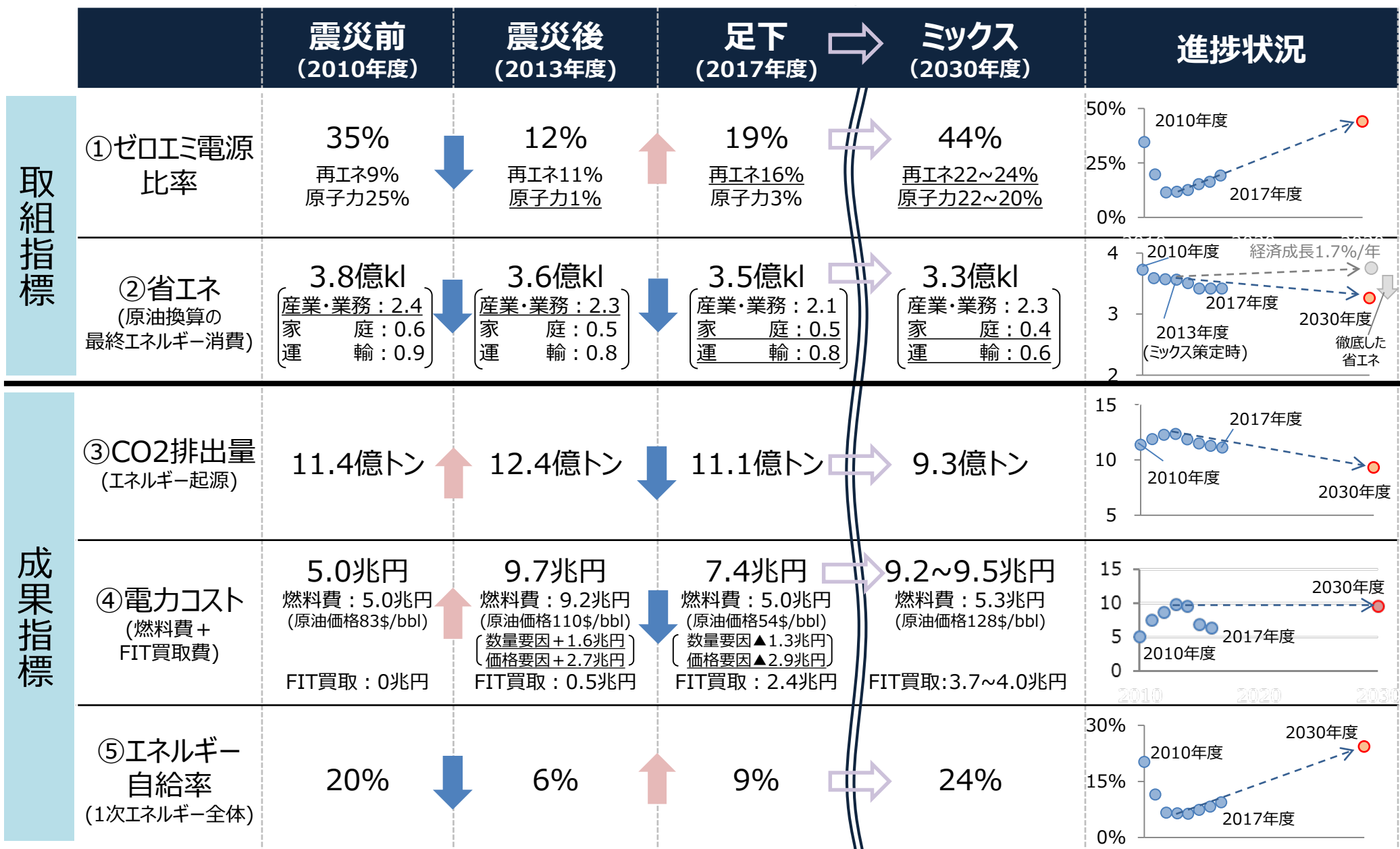
○ 熱・輸送、分散型エネルギー

- ・水素・蓄電等による脱炭素化への挑戦
- ・分散型エネルギーシステムと地域開発
(次世代再エネ・蓄電、EV、マイクログリッド等の組合せ)

基本計画の策定 ⇒ 総力戦（プロジェクト・国際連携・金融対話・政策）

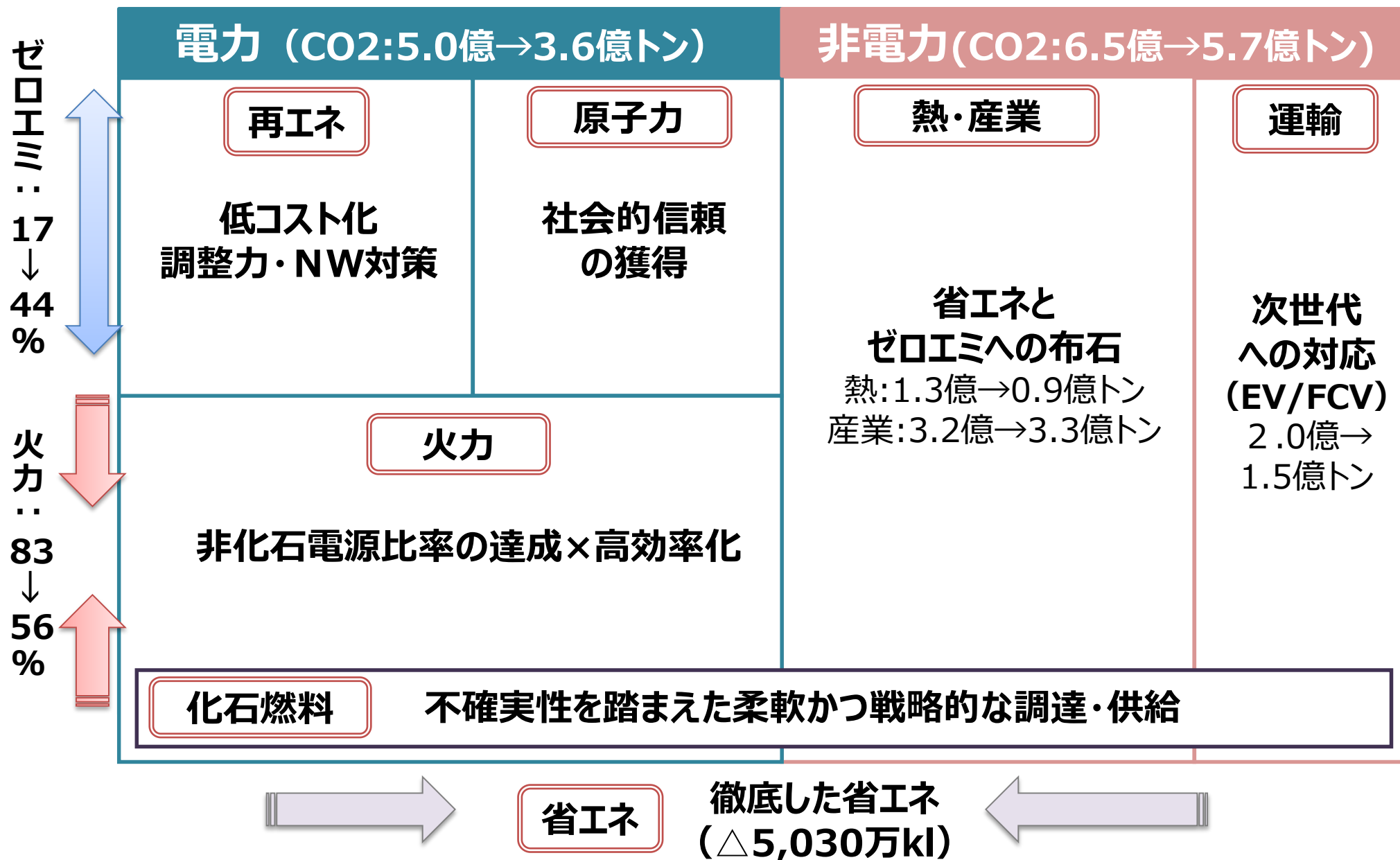
2. 2030年ミックスの実現

30年エネルギーミックスの進捗 ～着実に進展。他方で道半ば～



※四捨五入の関係で合計があわない場合がある。
※2030年度の電力コストは系統安定化費用0.1兆円を含む。

2030年エネルギーミックス実現へ向けた課題(2015年度→2030年度)



※ここでの「熱」は業務・家庭部門の非電力需要、「産業」は産業部門の非電力需要のことを指す

2030年エネルギーミックス実現へ向けた対応の方向性

- 2030年のエネルギーミックスへ向けた対応は着実に進展しているが、道半ば。
- 引き続き、3E+Sの基本に沿って、2030年のエネルギーミックスの確実な実現へ向け、エネルギー源ごとの対策等を深掘りし、着実に推進していく。

2030年を目途としたエネルギー源ごとの対策

省エネ等

再エネ・原子力・化石燃料
に並ぶ第4のエネルギー源に

- ①産業・業務部門の深掘り
-企業間連携による省エネ
- ②貨物輸送の効率化
-荷主・輸送事業者の連携強化
-EV・PHV/FCVの普及加速
- ③業務・家庭部門の深掘り
-機器間連携による省エネ
-住宅・ビルのゼロ・エネルギー化
- ④水素の更なる利活用
-水素基本戦略の着実な実施
- ⑤低炭素な熱供給の普及
-熱の面的利用等

再エネ

主力電源に

- ①発電コスト低減
-国際水準を目指す
- ②事業環境を改善
-規制のリバランス
-長期安定的な電源へ
- ③系統制約解消へ
-「新・系統利用ルール」の創設
- ④調整力を確保
-広域的・柔軟な調整
-発・送・小の役割分担整備
-カーボンフリー調整力の開発

原子力

依存度低減、安全最優先の
再稼働、重要電源

- ①更なる安全性向上
-自主的安全性向上のための「新組織」の設立と行政等によるサポート強化
- ②防災対策・事故後対応強化
-新たな地域共生の在り方の検討
- ③核燃料サイクル・バックエンド対策
-国内事業者間連携・体制強化と国際連携
- ④状況変化に即した立地地域対応
-短期から長期までの柔軟かつ効果的な支援
- ⑤対話・広報の取組強化
-データに基づく政策情報提供と対話活動の充実
- ⑥技術・人材・産業の維持・強化
-安全を支える人材と知の維持へ

火力・資源

火力の低炭素化・
資源セキュリティの強化

- ①高度化法・省エネ法の整備
-非化石価値取引市場を創設等
- ②クリーンなガス利用へのシフト
-コジェネの更なる高効率化等
- ③資源獲得力強化
-EV普及に備えた鉱物資源確保
-国際資源マーケットの育成・活用等
- ④有事・将来への強靱性強化
-燃料供給インフラの次世代化
-天然ガスサプライチェーンの強化等
- ⑤国内資源・技術の有効活用
-大規模地熱発電の開発促進
-国産資源開発等

横断的課題（システム改革・グローバル展開・イノベーション）

自由化の下での経済性（競争の促進）と公益性（低炭素化等の実現）の両立、海外展開促進、AI/IoT利用等

省エネ政策の対応の方向性

産業	運輸		業務・家庭	
	貨物	乗用車 等	家電機器	建物
●原単位の改善が足踏み	●トラックは乗用車に比べて電動化が困難	●EV・PHV/FCVの普及加速が課題	●従来技術の延長だけでは家電等の更なる省エネは困難	

工場・事業場単位の規制 ↓ 事業者ごとの規制 (産業トップランナー制度)	機器ごとの規制 (機器トップランナー制度)			住宅の省エネ化 新築注文戸建住宅の ゼロ・エネルギー (ZEH) 導入促進
	燃費基準 (+エコカー減税等)	家電の効率目標 家庭のエネルギー消費 の 7割 まで対象品目拡大		
	荷主・ 輸送事業者規制			

企業間連携による省エネ 企業の枠を超え、 ●同業種間 ●サプライチェーンの連携 で省エネ促進	荷主・輸送事業者 の連携強化 ●ネット通販事業者等の省エネ強化 ●川上・輸送・川下の連携で省エネ	EV・PHV/ FCVの普及加速 ●燃費基準におけるEV等の位置づけ	機器間連携による省エネ ●IoTやAI、データの活用で機器間の連携による省エネを促進 ●トップランナー制度によって機器間連携等による省エネ技術の評価	住宅・ビルのゼロ・エネルギー化 ●新築住宅・ビルの省エネ基準適合義務化 ●集合・既存住宅も含めZEH普及促進

省エネ法改正法案を3月9日に閣議決定。
第196回通常国会で可決。

3月6日の「省エネルギー小委員会自動車判断基準WG」にて議論開始

日本のミックスでは徹底的な省エネを想定

主な省エネ対策

2016年度

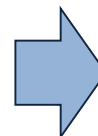
2030年度

全体

LED

普及率

産業：約41% (45万kl)
業務：約39% (88万kl)
家庭：約43% (86万kl)



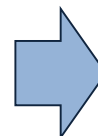
全分野で
100% (538万kl)

産業

トップランナーモータ
(ポンプ、送風機等で幅広く利用)

普及台数

約166万台 (9万kl)



約3,120万台 (166万kl)

→ 全体(6,600万台)の半分の入れ替えを想定。

業務

ビル

省エネ基準
適合率

(エネルギー消費量ベース)

大規模：約97%
中規模：約94%
小規模：約69% (44万kl)



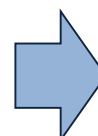
適合義務化 (332万kl)

家庭

高効率給湯器

普及台数

約1,301万台 (52万kl)



約4,630万台 (269万kl)

→ 全体(5,120万世帯)の約9割への普及を想定。

運輸

EV・PHV、FCV等
の次世代自動車

新車販売比率



約36% (72万klの内数)



50～70% (939万klの内数)

→ EV・PHVは新車販売の20～30% (累計16%)、
FCVは最大3% (累計1%)を占める想定。

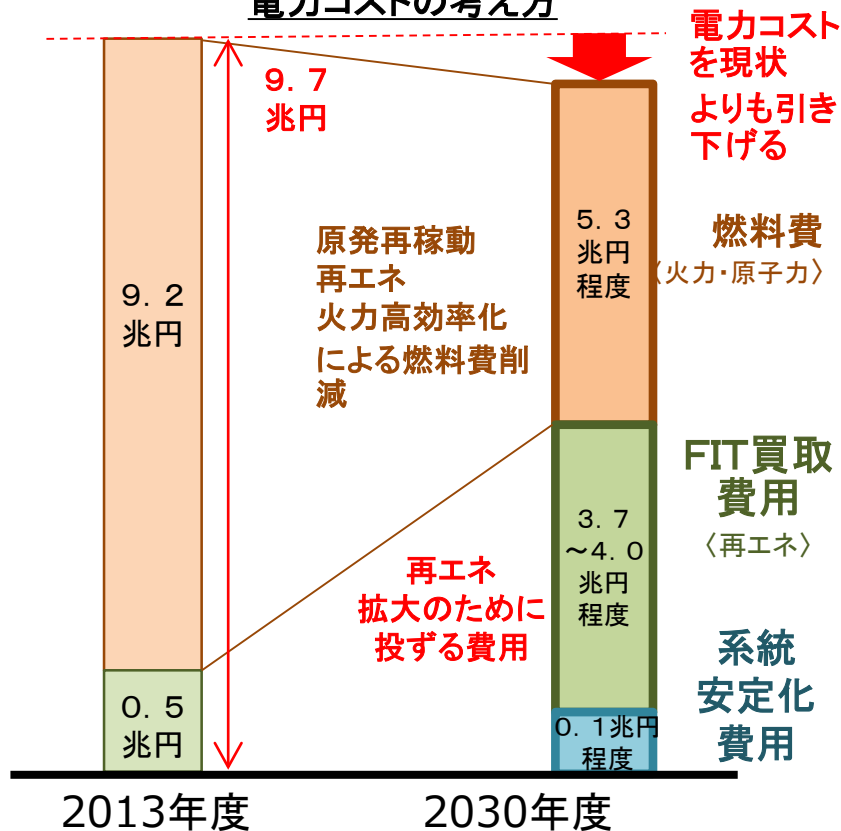
再エネ政策の対応の方向性

		日本の課題	今後の対応	
再生可能エネルギーの 主力電源化	発電コスト	<ul style="list-style-type: none"> 欧州の2倍 これまで国民負担2兆円/年で再エネ比率+5% (10%→15%) →今後+1兆円/年で+9% (15%→24%)が必要 	国際水準を目指した 徹底的なコストダウン	入札制・中長期目標による価格低減 { 大規模太陽光に加え、来年度以降、 入札対象を大規模バイオマスや洋上風力に拡大 }
	事業環境	<ul style="list-style-type: none"> 長期安定発電を支える環境が未成熟 洋上風力等の立地制約 	規制のリバランス 長期安定電源化	ゲームチェンジャーとなりうる技術開発 { ペロブスカイト型太陽光等 } 自立化を促す支援制度の在り方検討 { 海外の先進手法の検証 }
再エネの大量導入を支える 次世代電力ネットワークの構築	系統制約	<ul style="list-style-type: none"> 既存系統と再エネ立地ポテンシャルの不一致 系統需要の構造的減少  <ul style="list-style-type: none"> 従来の系統運用の下で、増強に要する時間と費用が増大 次世代NW投資が滞るおそれ 	「新・系統利用ルール」 の創設 ～ルールに基づく系統の解放へ～	既存系統の「すき間」の更なる活用 (日本版コネクト&マネージ) { 来年度から、実態ベースの空容量算定、平時における「緊急枠」の先行活用 混雑時の出力制御前提の系統接続は、検討加速化 }
	調整力	<ul style="list-style-type: none"> 変動再エネの導入拡大  <ul style="list-style-type: none"> 当面は火力で調整 将来は蓄電の導入によりカーボン・フリー化 	広域的・柔軟な調整 発・送・小の役割分担	再エネ大量導入時代におけるNWコスト改革 (「発電+NW」コストの最小化・次世代投資へ検討開始) 徹底した情報公開・開示 { トップランナー水準の地域の取組を全国で／よりきめ細かな開示 }
			調整力のカーボン・フリー化	紛争処理システムの構築 (関係機関の連携強化) 火力の柔軟性／再エネ自身の調整機能確保 (風力発電等への適用の検討加速化) 市場機能／連系線／新たな調整機能の活用 (具体的な検討加速)
				競争力ある蓄電池開発・水素の活用 (コスト目標を目指した検討・アクションの加速化)

再エネの国民負担を踏まえた効率的な導入

- エネルギーミックスの検討においては、電力コストを現状より引き下げた上で、再生可能エネルギー拡大のために投ずる費用(買取費用)を3.7～4.0兆円と設定しているところ。
- 固定価格買取制度の開始後、2016年度は既にも買取費用が約2.3兆円(賦課金は約1.8兆円)に達している。再生可能エネルギーの最大限の導入と国民負担の抑制の両立を図るべく、コスト効率的な導入拡大が必要。

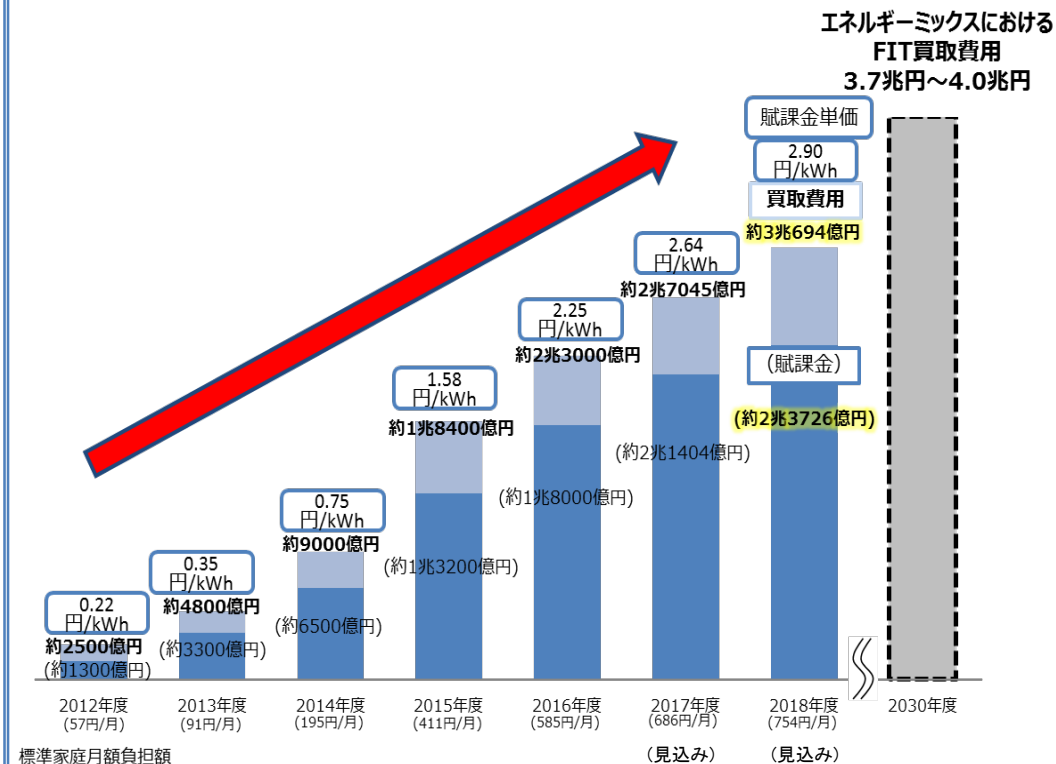
エネルギーミックスにおける電力コストの考え方



(注) 再エネの導入に伴って生じるコストは買取費用を計上している。
これは回避可能費用も含んでいるが、その分燃料費は小さくなっている。

出典:「長期エネルギー需給見通し関連資料」より

固定価格買取制度導入後の賦課金等の推移



原子力政策の対応の方向性

原子力の今後の課題 = 社会的信頼の獲得

更なる安全性の向上

自主的安全性向上のための
「新組織」の設立・行政等によるサポート強化

- メーカー等も参画する「新組織」で産業大での知見の結集・共通課題の抽出、それを踏まえた規制当局・社会とのコミュニケーション
- 現場から経営にわたる価値観の共有や安全性向上に資する組織文化の確立
- 事業者の安全性向上の「見える化」や社会的インセンティブ強化に向けた行政等によるサポート強化

防災・事故後対応の強化

新たな地域共生の在り方の検討

- 一般防災も含めた知見・技能を平時から共有するための地域共生のためのプラットフォーム構築
- 道路などのインフラ整備への対応
- 迅速な賠償対応に向けた官民による一層の取組

核燃料サイクル・バックエンド対策

国内事業者間連携・
体制強化と国際連携

- 日本原燃体制強化、高速炉開発の具体化・国際協力強化
- 使用済燃料の貯蔵能力の拡大
- プルトニウム回収量コントロール・プルトニウム推進によるプルトニウム・バランス確保
- 最終処分に向けた対話活動の推進、研究成果・人材の継承・発展、国際協力強化
- 国内廃炉の効率化

状況変化に即した立地地域への対応

短期から長期までの
柔軟かつ効果的な支援

- 自治体財政への柔軟な支援
- 地域の産業・企業と連携した取組に対する支援の重点化
- 自律的に新産業・事業を創出する「地域の力」の育成

対話・広報の取組強化

データに基づく政策情報の提供と
対話活動の充実

- ウェブやSNSなどによる情報発信の充実
- 地域共生のためのプラットフォームにおける住民の関心に即した対話

原子力の将来課題に向けた
技術・人材・産業の基盤維持・強化

安全を支える人材と知の維持へ

- 競争原理の導入や予見性の確保など、安全性向上等を実現する原子力技術の開発戦略を再構築し、オープンイノベーションを促進
- 生きた現場の連続的な確保による「現場力」の維持・強化
- 分野横断的な研究開発・研究炉の活用による研究開発基盤の維持
- 海外プロジェクトを通じた安全・経済的な技術の国内へのフィードバック

安全最優先の再稼働・エネルギーミックスの達成

原子力発電所の現状

2018年11月27日時点

再稼働
9基

稼働中 9基、停止中 0基 (起動日)

設置変更許可
6基

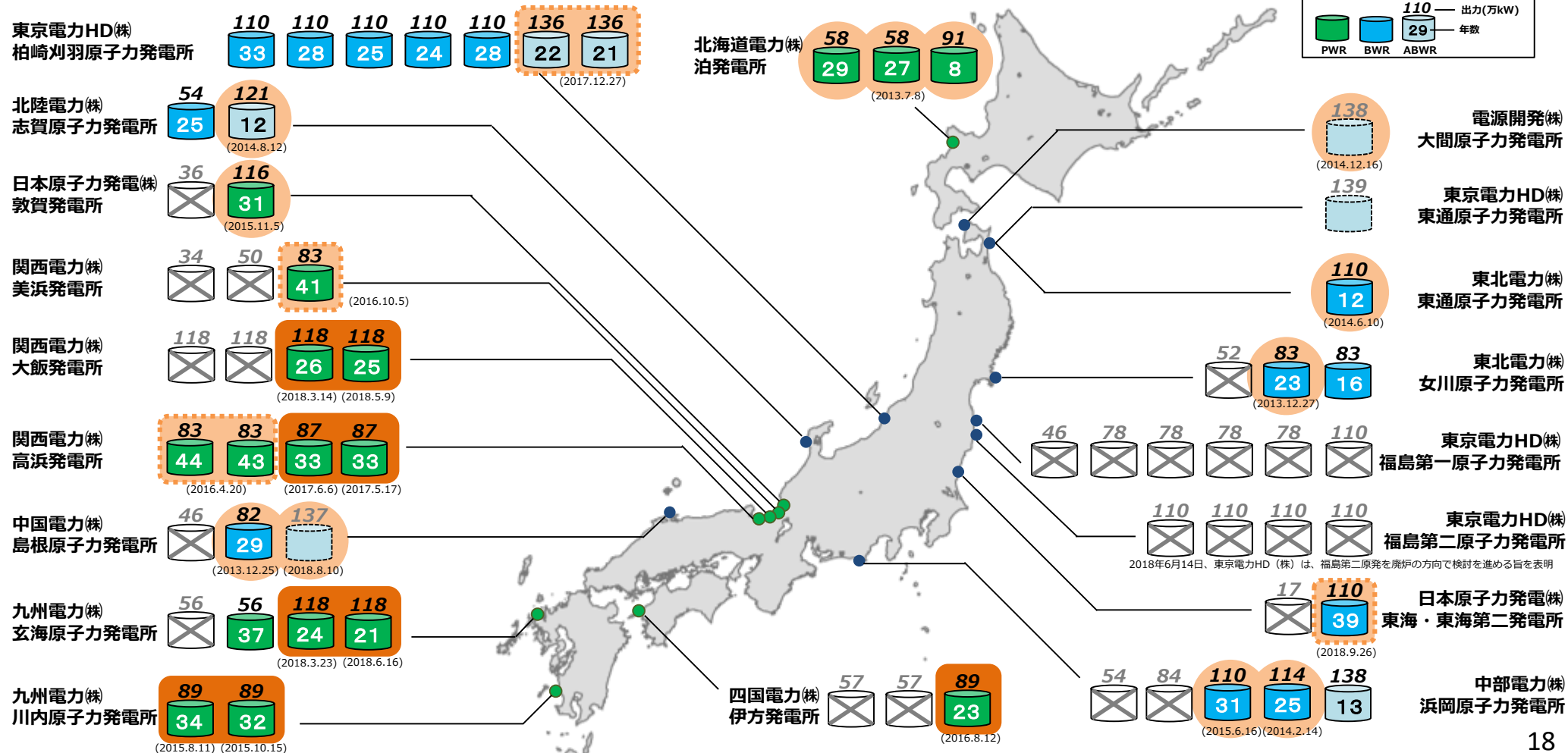
(許可日)

新規規制基準
審査中
12基

(申請日)

未申請
10基

廃炉
決定済・検討中
23基



火力発電の高効率化

- エネルギーミックス実現のためには、石炭火力、LNG火力を含めた火力発電全体の高効率化が必要。そのため、技術開発の加速化、電力業界の自主的枠組み、省エネ法・高度化法のルール整備の3つの対策により、効率の悪い発電設備の稼働を抑制し、高効率な設備の導入を促進する。

排出係数0.37kg-CO₂/kWh(2030年度)の達成を実現

①【電気事業者の自主的な枠組】

0.37kg-CO₂/kWh(2030年度)というエネルギーミックスと整合的な目標を設定（販売電力の99%超をカバー）

新たなフォローアップの仕組みの創設

「電気事業低炭素社会協議会」を創設 → 個社の実施状況を毎年確認し、必要に応じ個社の計画を見直し

②【支える仕組み】（発電段階）

○省エネ法によるルール整備

- ・発電事業者に火力発電の高効率化を求める
 - 新設時の設備単位での効率基準を設定
(石炭:USC並, LNG:コンバインドサイクル並)
 - 既設含めた事業者単位の効率基準を設定
(エネルギーミックスと整合的な発電効率)

③【支える仕組み】（小売段階）

○エネルギー供給構造高度化法によるルール整備

- ・小売事業者到低炭素な電源の調達を求める
 - 全小売事業者
 - 2030年度に非化石電源44%
(省エネ法とあわせて0.37kg-CO₂/kWh相当)
 - 非化石電源比率に加え、CO₂も報告対象に含める
 - 共同での目標達成

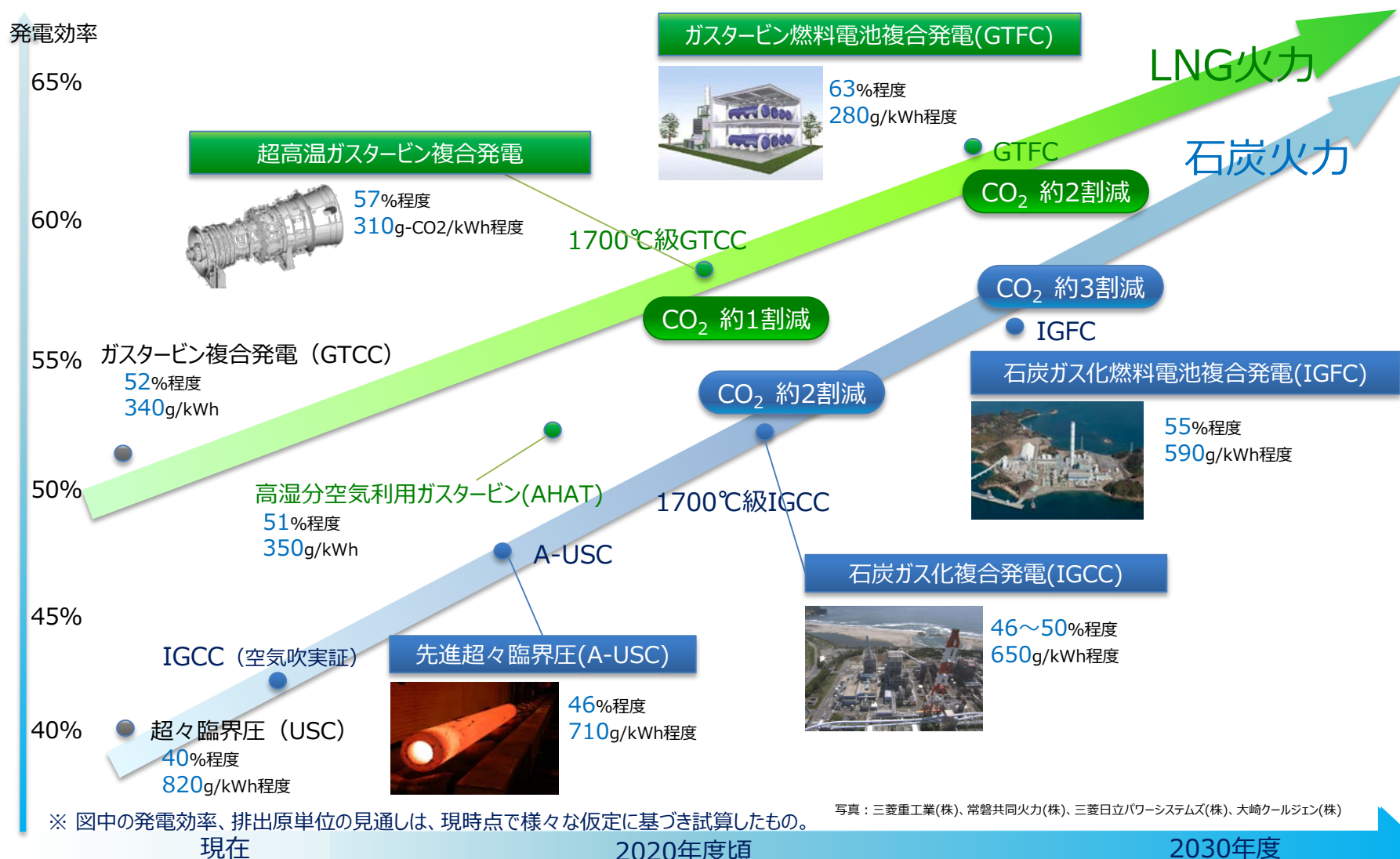
実績を踏まえ、経産大臣が、指導・助言、勧告、命令。[実効性と透明性を確保]

【支える仕組み】（市場設計）

自由化と整合的なエネルギー市場設計：小売営業ガイドライン等

技術開発の必要性（高効率化に向けた開発方針の策定）

- 経済産業省では産学官の有識者からなる協議会を設置し、次世代火力発電技術を早期に技術確立・実用化するための方策を議論し、平成28年6月に「次世代火力発電に係る技術ロードマップ」を取りまとめ、次世代火力発電技術の開発目標・方向性等の道筋を明らかにした。



資源燃料政策の対応の方向性

海外

日本のプレゼンスが急速に縮小する中であっても、必要な資源を決して買い“負けない”

自主開発の維持・強化、調達先多角化

アジア大でのエネルギーセキュリティ確保

EV普及に備えた鉱物資源確保

LNG等の国際資源マーケットの育成・活用

国内

国内の災害や海外からの供給途絶などの有事や、将来の状況変化に決して“動じない”

「最後の砦」たる備蓄政策・資産の有効活用

燃料供給インフラの次世代化

石油産業の競争力強化（連携・海外）

効率的かつ強靱な天然ガス流通網の実現

国産資源の最大活用（在来資源、メタハイ、海底熱水等）

技術

技術を活用し、内外の低炭素化を“リードする”

CCUS等による化石燃料の有効活用

水素等の利用促進

地熱発電の経済性向上・開発促進

「海外で勝てる企業」の育成への重点的支援

資源外交の新展開・互恵的パートナーシップ

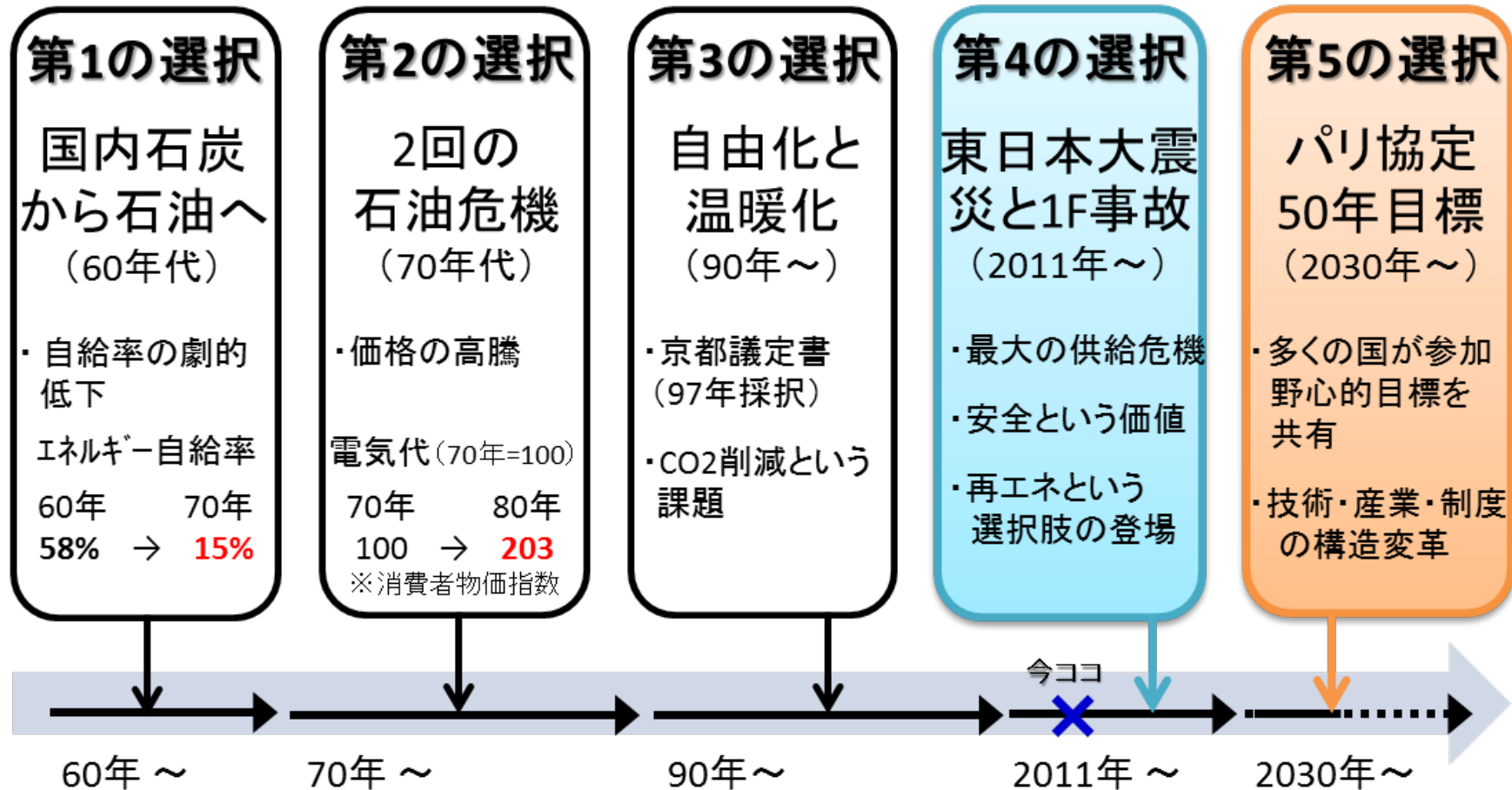
新たなLNG政策の展開

	ステージⅠ (1969年～1988年) 【LNG輸入】	ステージⅡ (1989年～2017年) 【LNG輸入＋上流権益参画】	ステージⅢ (2018年～) 【LNG輸入＋上流権益参画 ＋第3国へビジネス展開】
政策目的	① 石油代替エネルギーとしての天然ガスの導入・利用促進（1973年、79年の二度の石油危機を経て） ② LNGの安定的な輸入確保	① 更なる天然ガスの導入・利用促進 ② 上流権益への参入による輸入の長期安定化、多角化	① 中国需要が急拡大し、日本の輸入シェアが減る中でも、国内需要のみならず第三国向けも引き取ることで、日本のLNG市場への影響力を維持 ② 国内のエネルギー供給動向（原発、石炭等）に対応できる調達の柔軟性確保 ③ 日本のLNG関連技術を第3国に展開し、上流～下流までサプライチェーン全体に亘る需要家のビジネス展開を支援
代表施策	・「石油代替エネルギーの開発及び導入の促進に関する法律」（1980年） （安定供給確保、液化基地・LNGタンカー・受入れ基地の整備、需要の喚起）	・IGF（Integrated Gas Family）21計画（1990年） （都市ガス事業者のナフサ・ブタン等から天然ガスへの転換促進） ・石油公団法改正（1994年） （ガス/LNGの開発・生産へ出資可能に） ・JOGMEC法改正（2012年） （ガス/LNGの開発・生産へ産投出資可能に）	・2018年LNG産消会議での政策パッケージ（JOGMECは、上流権益への参画がなくとも、日本企業の液化プロジェクト参画も支援可能に。NEXI/JBICは、日本企業が参画する第三国向けのLNGプロジェクトや、LNG受入基地のプロジェクトも優遇条件で支援可能に）
実態	1969年～ アラスカから輸入開始 1972年～ ブルネイから輸入開始 1977年～ UAE、インドネシアから輸入開始 … 等	1989年～ 西豪州LNGから輸入開始（三井・三菱が上流参画） 1996年～ カタールLNGから輸入開始（丸紅・三井） 2006年～ 豪ダーウィンLNGから輸入開始（INPEX、東京ガス、東京電力） 2009年～ 露サハリンⅡLNGから輸入開始（三井・三菱） … 等	2018年～ 初の長期契約に基づくシェール由来米国LNGを輸入開始 将来的に、欧州等への転売も想定し、1700万トン／年を米国から引取り ⇒ 2030年時点でも、相当規模の引取りを目指す

3. 2050年に向けた エネルギー転換・脱炭素化への挑戦

エネルギー政策のメガトレンド

エネルギー選択の流れ



エネルギー政策のメガトレンド

脱石炭

(国内炭→原油)

石油	10→70%
水力と石炭	90→30%

脱石油

(石油危機→石油価格高騰)

石油	70→40%
ガスと原子力	0→30%

脱炭素

(石油価格不透明、温暖化)

ゼロエミ20 (再エネ8 + 原子力11)
→30年24 (再エネ14 + 原子力10)
→さらに拡大 + 海外低炭素化も

2050年に向けた主要国の戦略

	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)	削減目標に向けた 野心的ビジョン (足下での政策立案を意図するものではない) providing an ambitious vision to reduce net GHG emissions by 80 percent or more below 2005 levels by 2050.	ゼロエミ比率 引き上げ 変動再エネ + 原子力	大幅な電化 (約20%→45~60%)	米国製品の 市場拡大を 通じた貢献
カナダ	▲80% (2005年比)	議論のための 情報提供 (政策の青写真ではない) not a blue print for action. Rather, the report is meant to inform the conversation about how Canada can achieve a low-carbon economy.	電化分の確保 水力・変動再エネ + 原子力 ※既にゼロエミ電源比率は約80%	大幅な電化 (約20%→40~70%)	国際貢献を 視野 (0~15%)
フランス	▲75% (1990年比)	目標達成に向けた あり得る経路 (行動計画ではない) the scenario is not an action plan: it rather presents a possible path for achieving our objectives.	電化分の確保 再エネ + 原子力 ※既にゼロエミ電源比率は90%以上	大幅な省エネ (1990年比半減)	仏企業の 国際開発支援を 通じて貢献
英国※	▲80%以上 (1990年比)	経路検討による今後数年の 打ち手の参考 (長期予測は困難) exploring the plausible potential pathways to 2050 helps us to identify low-regrets steps we can take in the next few years common to many versions of the future	ゼロエミ比率 引き上げ 変動再エネ + 原子力	省エネ・電化を 推進	環境投資で 世界を先導
ドイツ	▲80~95% (1990年比)	排出削減に向けた 方向性 を提示 (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 the direction needed to achieve a greenhouse gas-neutral economy.	引き上げ 変動再エネ	大幅な省エネ (1990年比半減)	途上国 投資機運の 維持・強化

※ 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。

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。

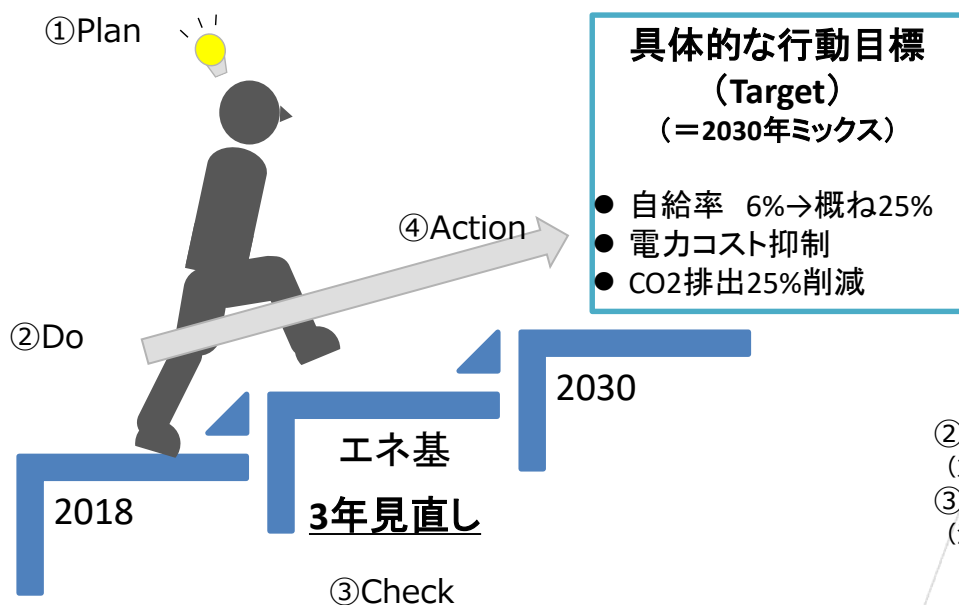
- 相応の蓋然性をもって
予見可能な未来
(予見性⇔現実的)

- 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

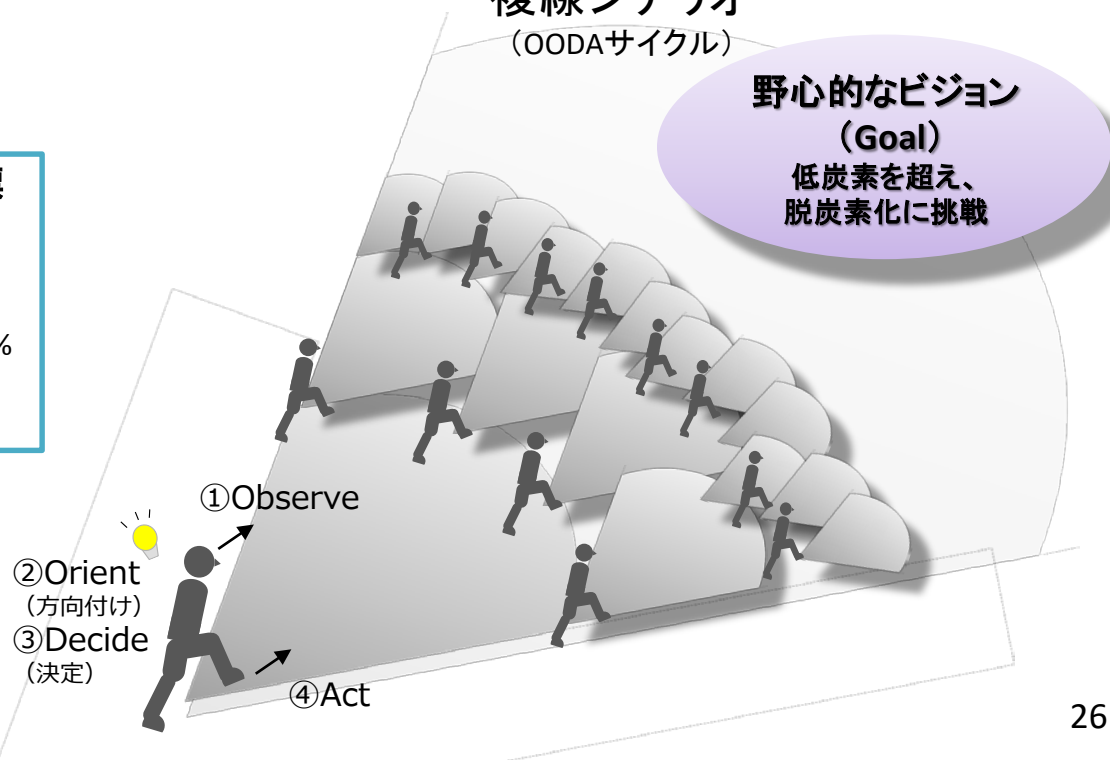
- 不確実であり、それゆえ可
能性もある未来
(不確実性⇔野心的)
(VUCA: Volatility, Uncertainty, Complexity,
Ambiguity)

- インフラ・システム可変
 - ✓ 人材育成
 - ✓ 技術革新
 - ✓ インフラ更新

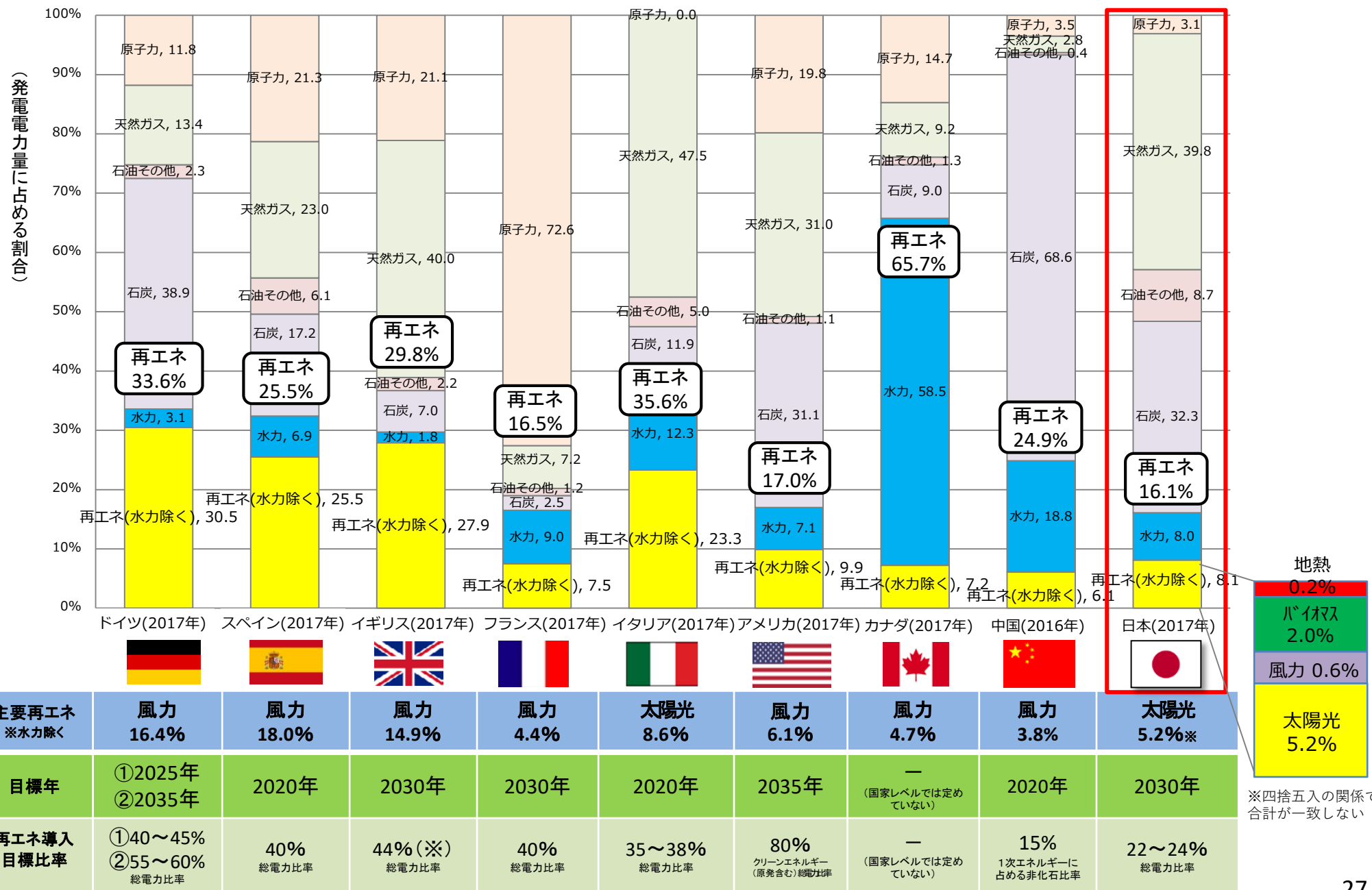
実現重視の直線的取組
(PDCAサイクル)



多様な選択肢による
複線シナリオ
(OODAサイクル)



【参考】世界の現状：主要国の再生可能エネルギーの発電比率

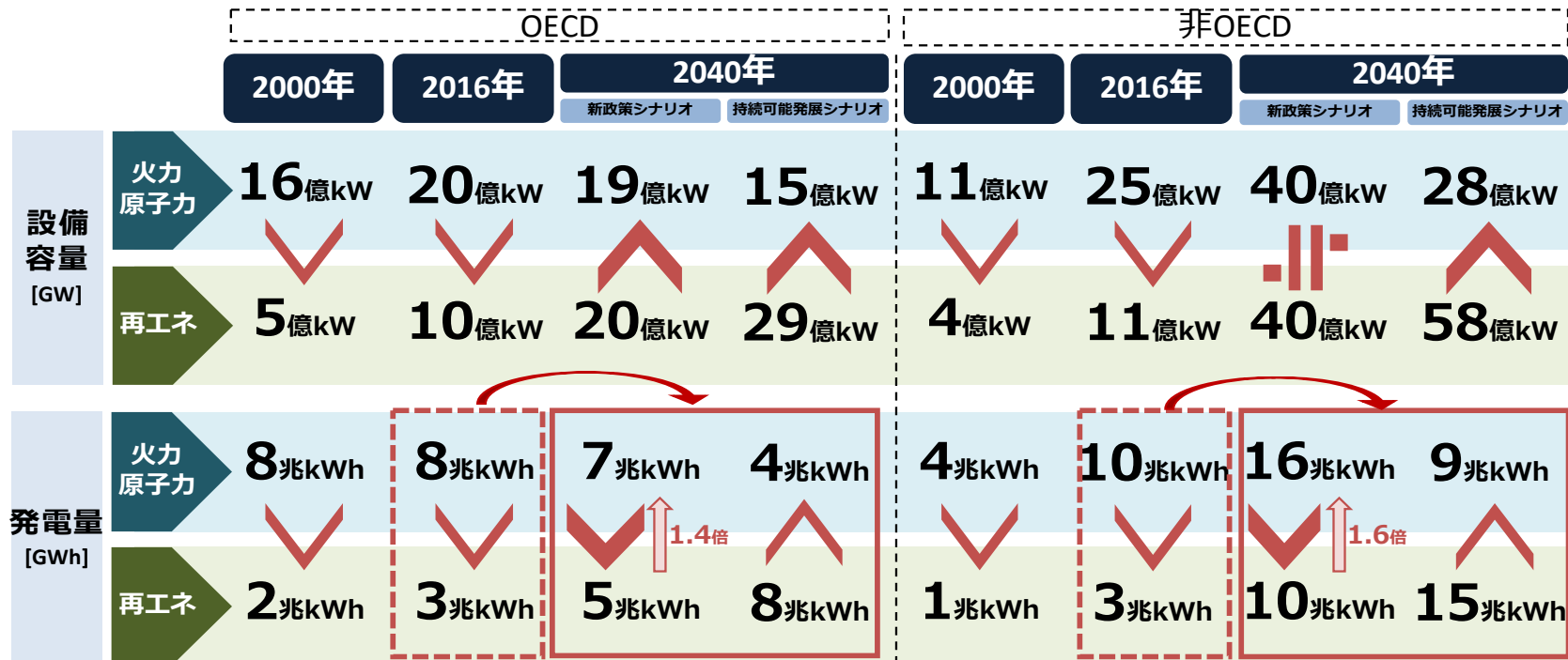
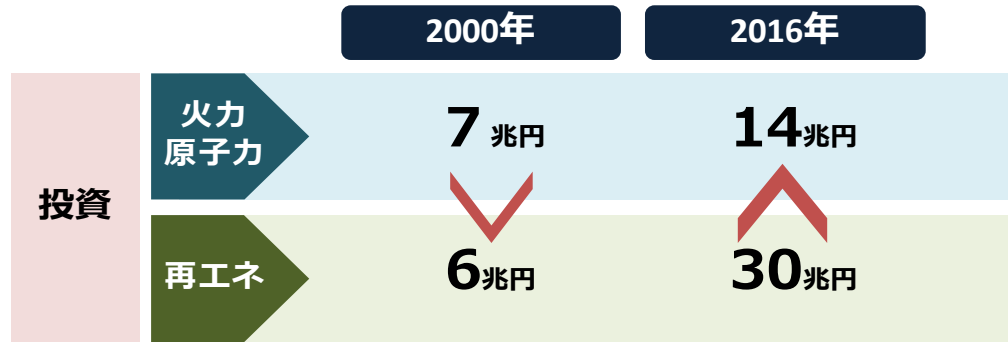


(※) 複数存在するシナリオの1つ。

(出典) 資源エネルギー庁調べ。

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

欧州と日本の太陽光発電コストの推移 [円/kWh]

	2010年	2016年			
	総コスト※	総コスト	設備	工事	運転維持費
欧州	40円	10円	6円	2円	2円
		∧	<div> <div>○FIT高価格と競争の不在</div> <div>○多段階の流通構造</div> </div>	<div> <div>○多段階の下請け構造</div> <div>○平地の少ない地理条件</div> </div>	<div> <div>○専門企業の未成熟</div> <div>○ビックデータ未活用</div> </div>
日本	40円	20円	12円	5円	3円

※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

日本は面積あたり再エネ発電が多い一方、電力需要密度も高い

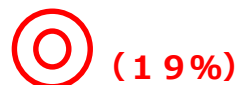
	国土面積あたり発電量			電力需要密度 (総発電量÷国土面積)	電源構成に占める割合		
	太陽光	風力	水力		太陽光	風力	水力
日本	9	1	23 万kWh/km ²	269 万kWh/km ² (総発電量: 10,200億kWh 国土面積: 38万km ²)	3%	1%	9%
ドイツ	11	22	7 万kWh/km ²	181 万kWh/km ² (総発電量: 6,500億kWh 国土面積: 36万km ²)	6%	12%	4%
スペイン	2	10	6 万kWh/km ²	56 万kWh/km ² (総発電量: 2,800億kWh 国土面積: 51万km ²)	3%	18%	11%
イタリア	8	5	16 万kWh/km ²	94 万kWh/km ² (総発電量: 2,800億kWh 国土面積: 30万km ²)	8%	5%	17%
デンマーク	1	33	0 万kWh/km ²	67 万kWh/km ² (総発電量: 300億kWh 国土面積: 4万km ²)	2%	49%	0%
スウェーデン	0	4	17 万kWh/km ²	37 万kWh/km ² (総発電量: 1,600億kWh 国土面積: 44万km ²)	0%	10%	47%

【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



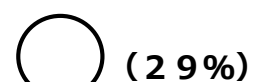
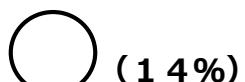
インド



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

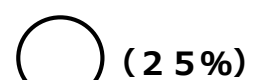
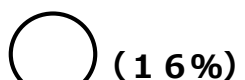
フランス



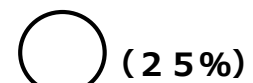
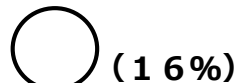
Dグループ

…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



【参考】再エネ普及による投資の予見可能性への影響（ドイツ）

～限界費用ゼロの再エネ普及で火力利用率が低下し、大型電源の採算性が悪化。

～スポット価格の乱高下により投資の予見可能性が低下。

ドイツの現象

再エネ比率

2010年

14%

+15%

2016年

29%

ガス火力
設備利用率

43%

▲11%

32%

×

採算性が悪化

平均スポット価格
€/MWh

44€

▲15€

29€

新規電源投資が
より困難に

将来の
価格高騰
リスク

スポット価格の変動幅
(変動係数:σ/平均)

31%

+12%

43%

変動が大きくなり
予見性が低下、
リスクプレミアム上昇

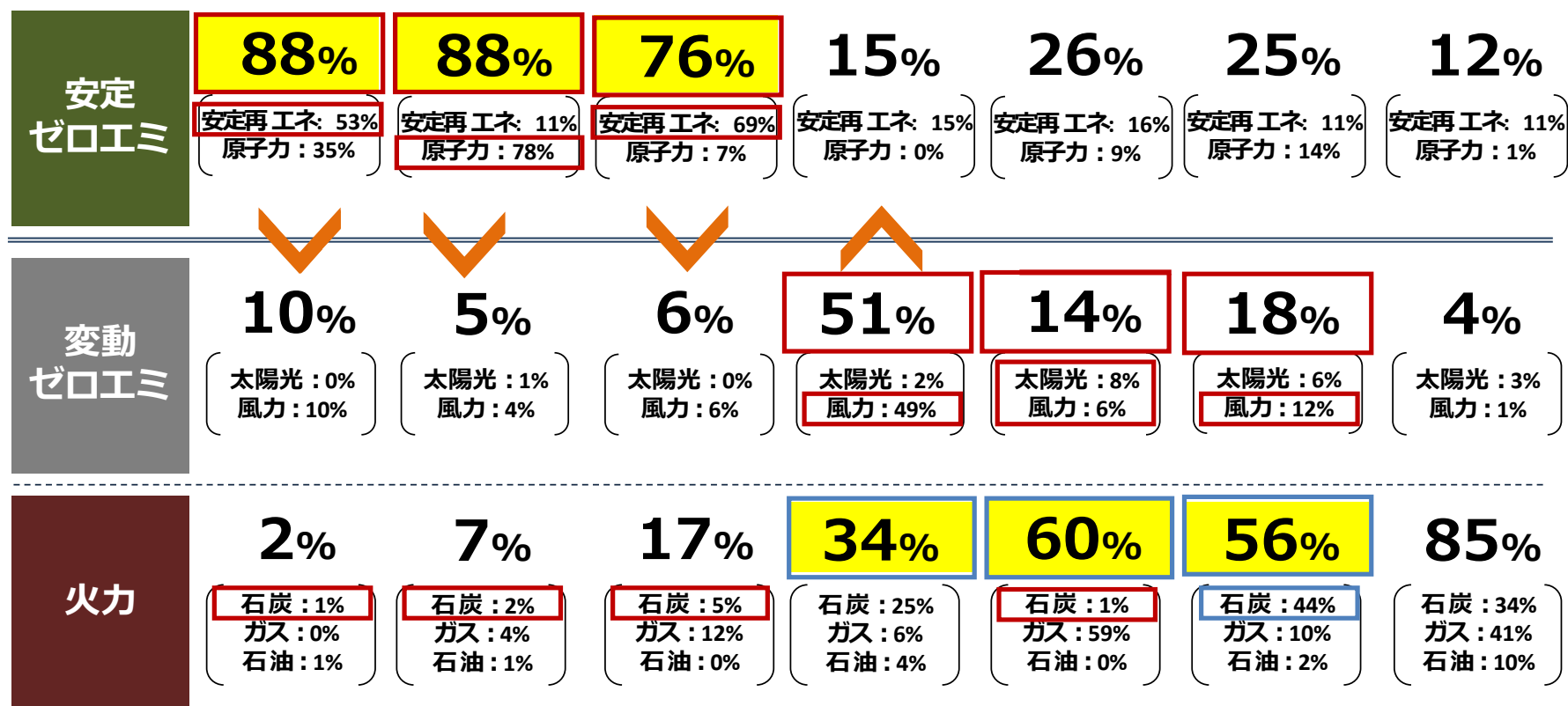
※2010, 2016年の原油価格(WTI)はそれぞれ\$79/bbl, \$43/bbl

【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)

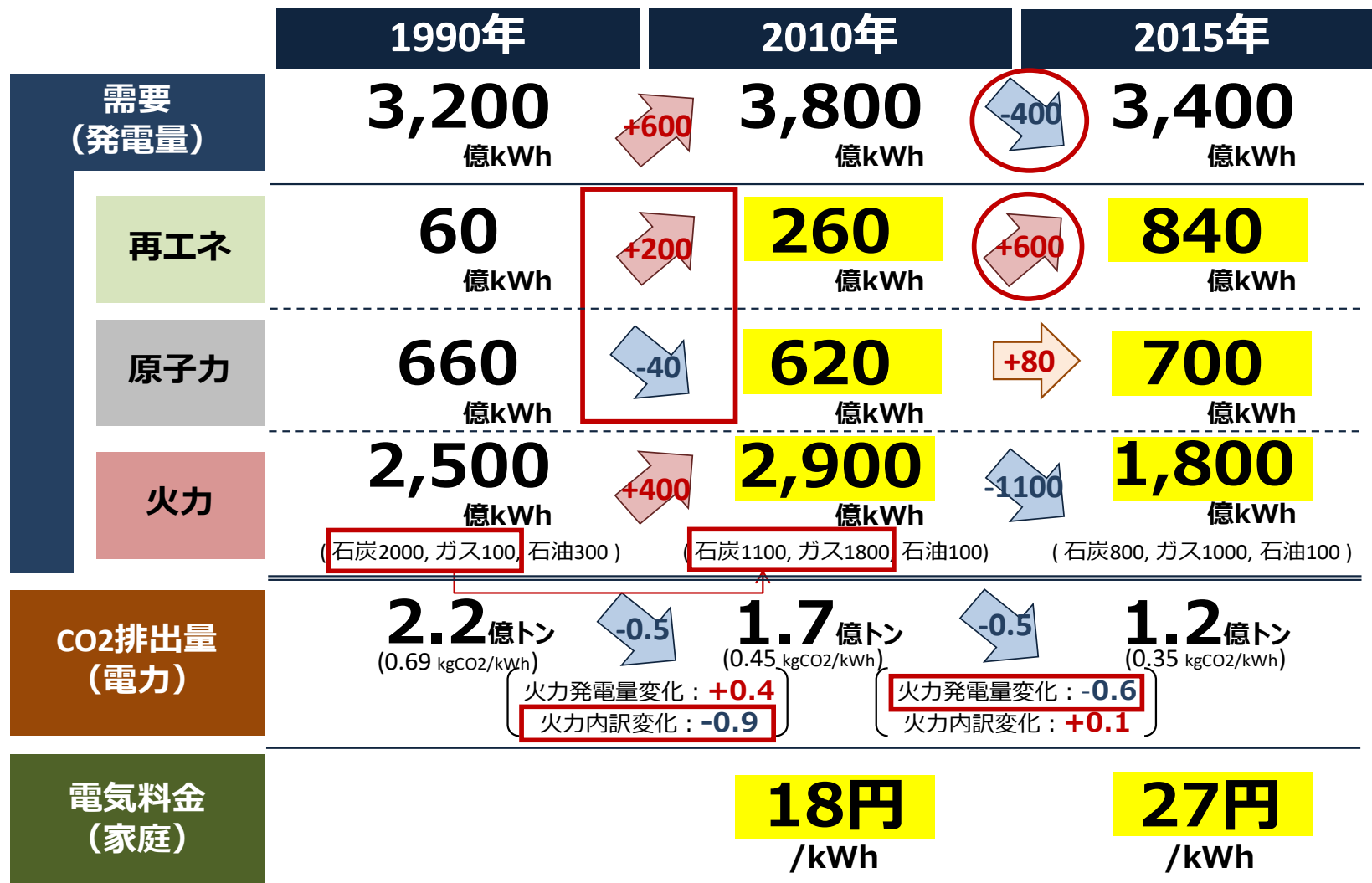
スウェーデン	フランス	米ワシントン州	デンマーク	米カリフォルニア	ドイツ	日本
11gCO ₂ /kWh 20円/kWh	46gCO ₂ /kWh 22円/kWh	106gCO ₂ /kWh	174gCO ₂ /kWh 41円/kWh	282gCO ₂ /kWh	450gCO ₂ /kWh 40円/kWh	540gCO ₂ /kWh 24円/kWh



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



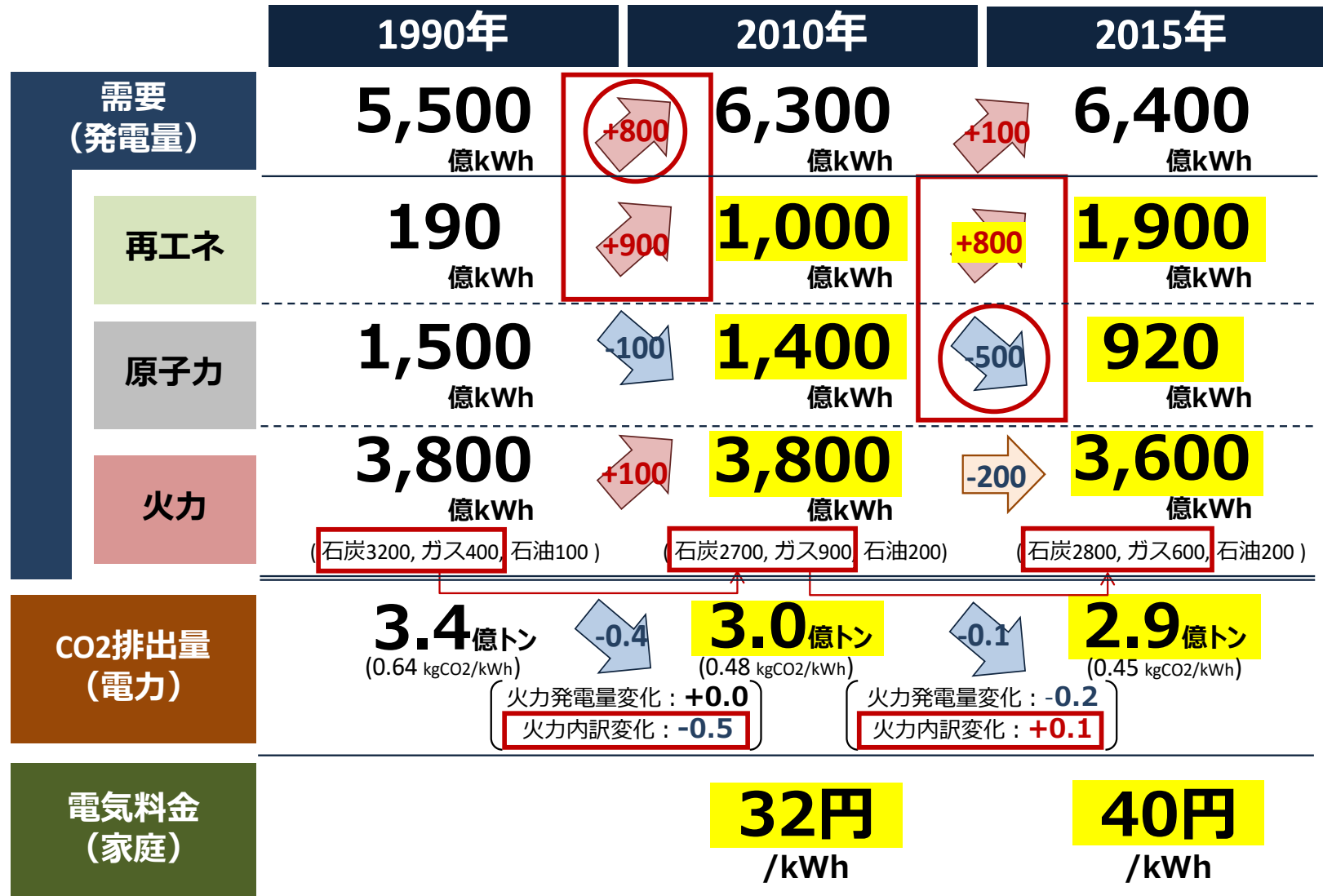
※数字は概数。四捨五入の関係で合計が合わない場合がある。

(出所) IEA Energy Balances, CO2 Emissions from Fuel Combustionより作成

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

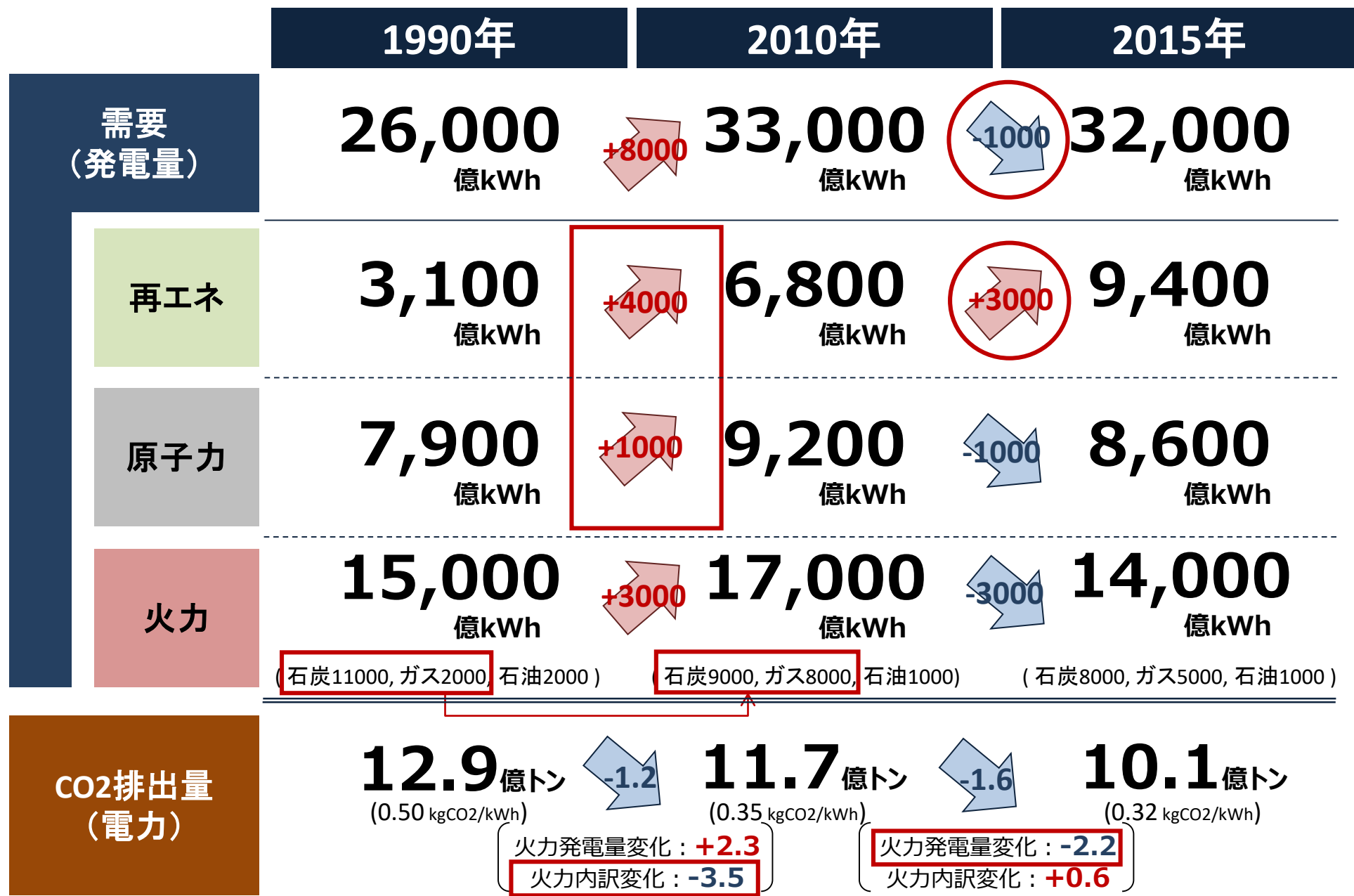
ドイツの電力由来CO2の排出推移



※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

【参考】EUの電力由来CO2排出量の推移



※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

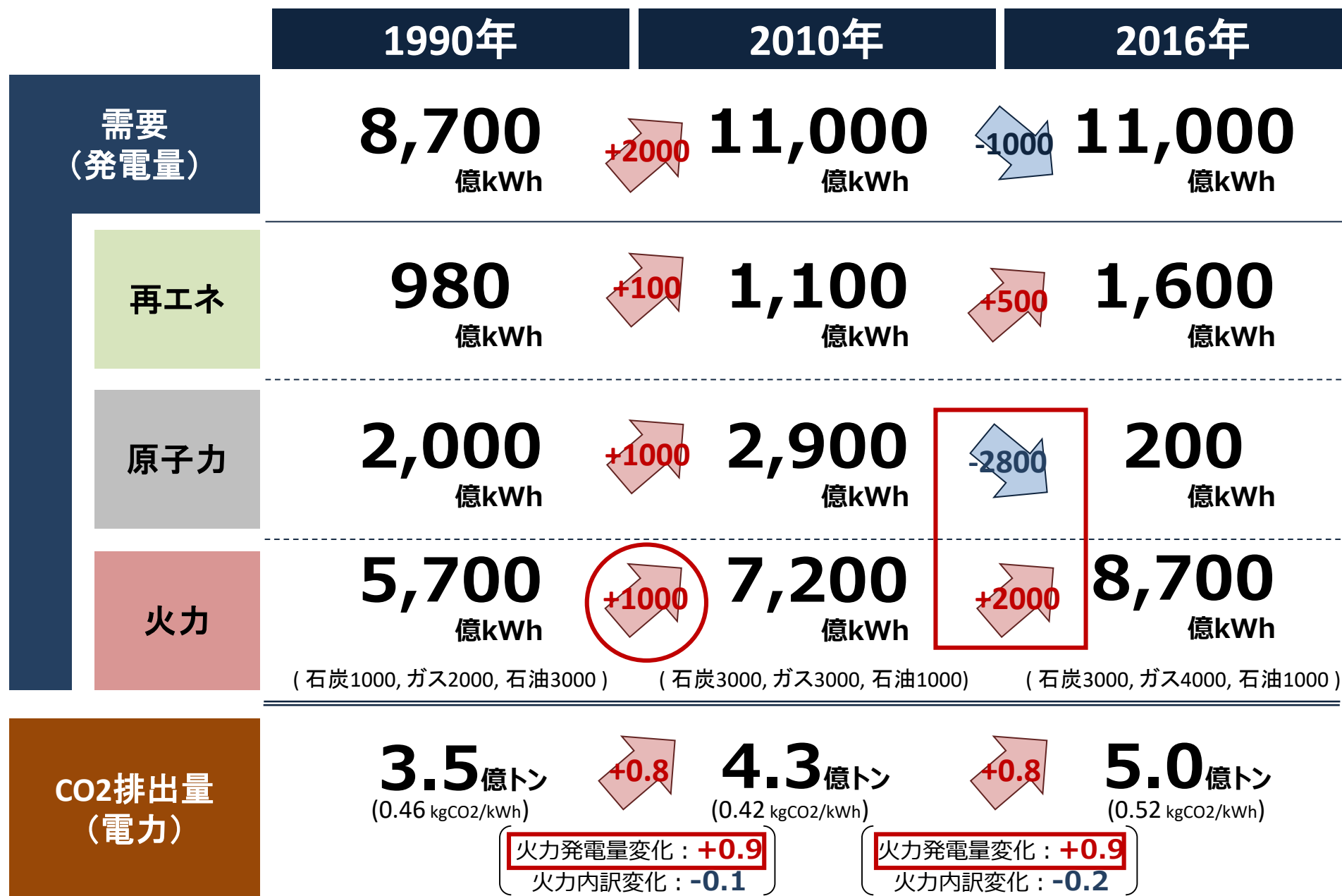
【参考】中国の電力由来CO2排出量の推移

		1990年	2010年	2015年
需要 (発電量)		6,200 億kWh	+36000 42,000 億kWh	+16000 58,000 億kWh
	再エネ	1,300 億kWh	+7000 7,800 億kWh	+6000 14,000 億kWh
	原子力	0 億kWh	+700 740 億kWh	+1000 1,700 億kWh
	火力	4,900 億kWh (石炭4000, ガス0, 石油1000)	+28000 33,000 億kWh (石炭32000, ガス1000, 石油0)	+9000 43,000 億kWh (石炭41000, ガス1000, 石油0)
	CO2排出量 (電力)	5.2億トン (0.85 kgCO2/kWh)	+26.6 31.8億トン (0.76 kgCO2/kWh)	+6.5 38.4億トン (0.66 kgCO2/kWh)
		火力発電量変化：+30.2 火力内訳変化：-3.6		火力発電量変化：+8.9 火力内訳変化：-2.3

※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

【参考】日本の電力由来CO2排出量の推移



※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。

※ 排出係数は総合エネルギー統計ベースでありIEAの定義とは異なる。

(出所) 総合エネルギー統計, IEA Energy Balances等より作成

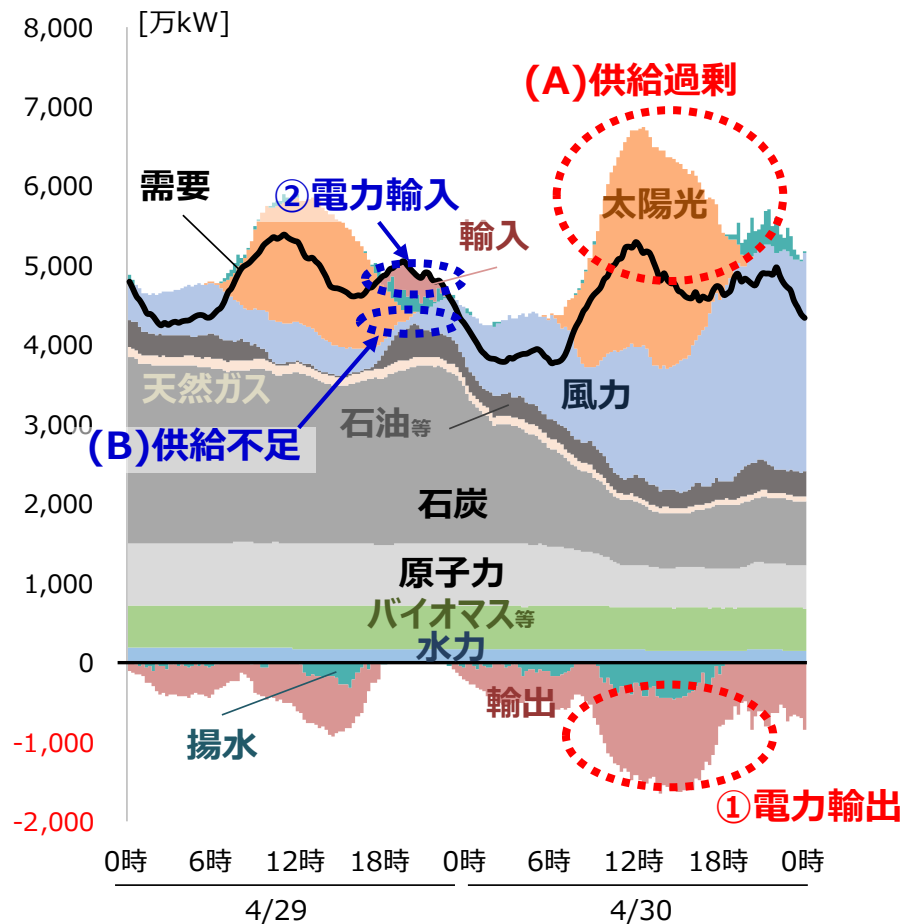
国際連系による電力輸出入（ドイツ・デンマーク）

国際連系＝他国電源を調整手段として利用可能

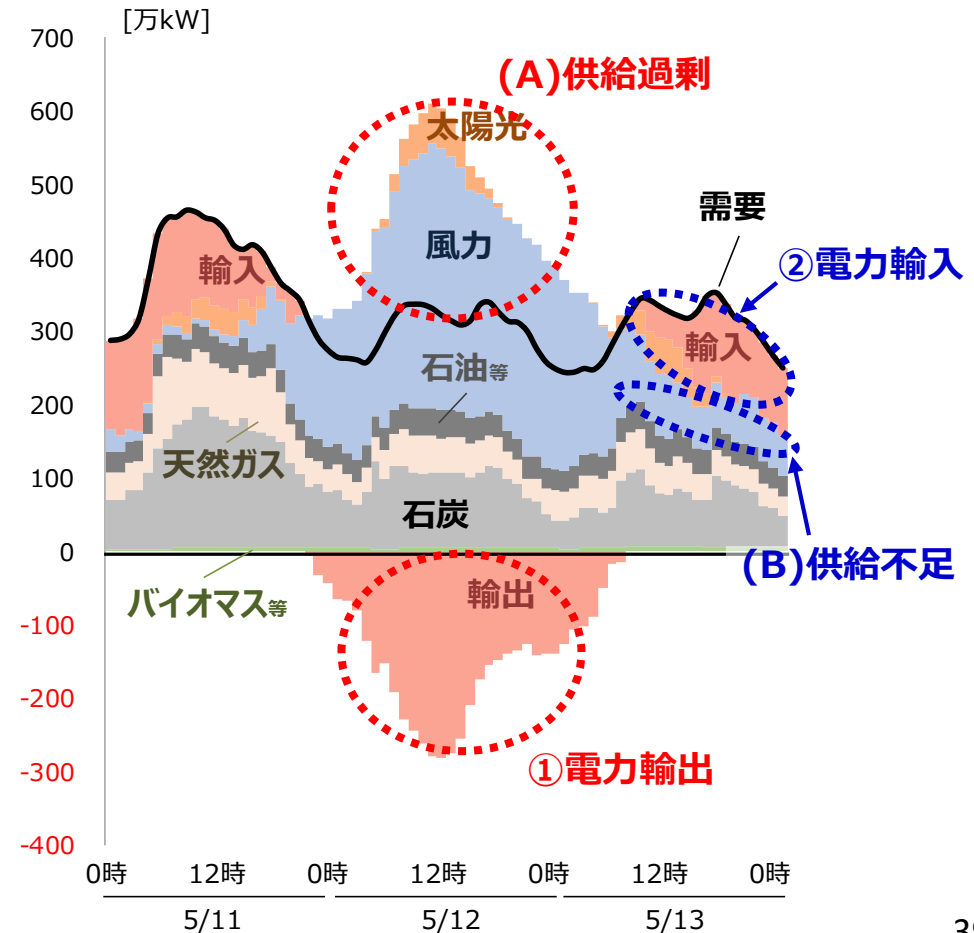
自然条件**良好**＝ (A) 供給過剰 ➡ ① 電力輸出

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>300億kWh</u>	<u>6,000億kWh</u>	<u>3,000億kWh</u>	<u>11,000億kWh</u> (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%)
電力輸出入	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
	【kWh】 年間 輸出入	<u>33%</u> (100億kWh)	<u>13%</u> (850億kWh)	<u>1%</u> (20億kWh)	<u>輸出入 なし</u>
		<u>55%</u> (160億kWh)	<u>5%</u> (340億kWh)	<u>8%</u> (240億kWh)	

※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〕
再エネ設備利用率 (太陽光)	15%	14%	16%	18%	11%	11%	19%
再エネ設備利用率 (風力)	25%	29%	25%	23%	30%	31%	37%
国際パイプライン	×	○	○	×	○	○	○
国際送電線	×	○	○	○	○	○	○

世界の原子力利用状況

- 福島事故を受け4ヶ国・地域が脱原発に転換。他方で、多くの国が低炭素化等を理由に原子力を選択。

将来的に利用

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

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)

※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

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

化石燃料利用の見通し

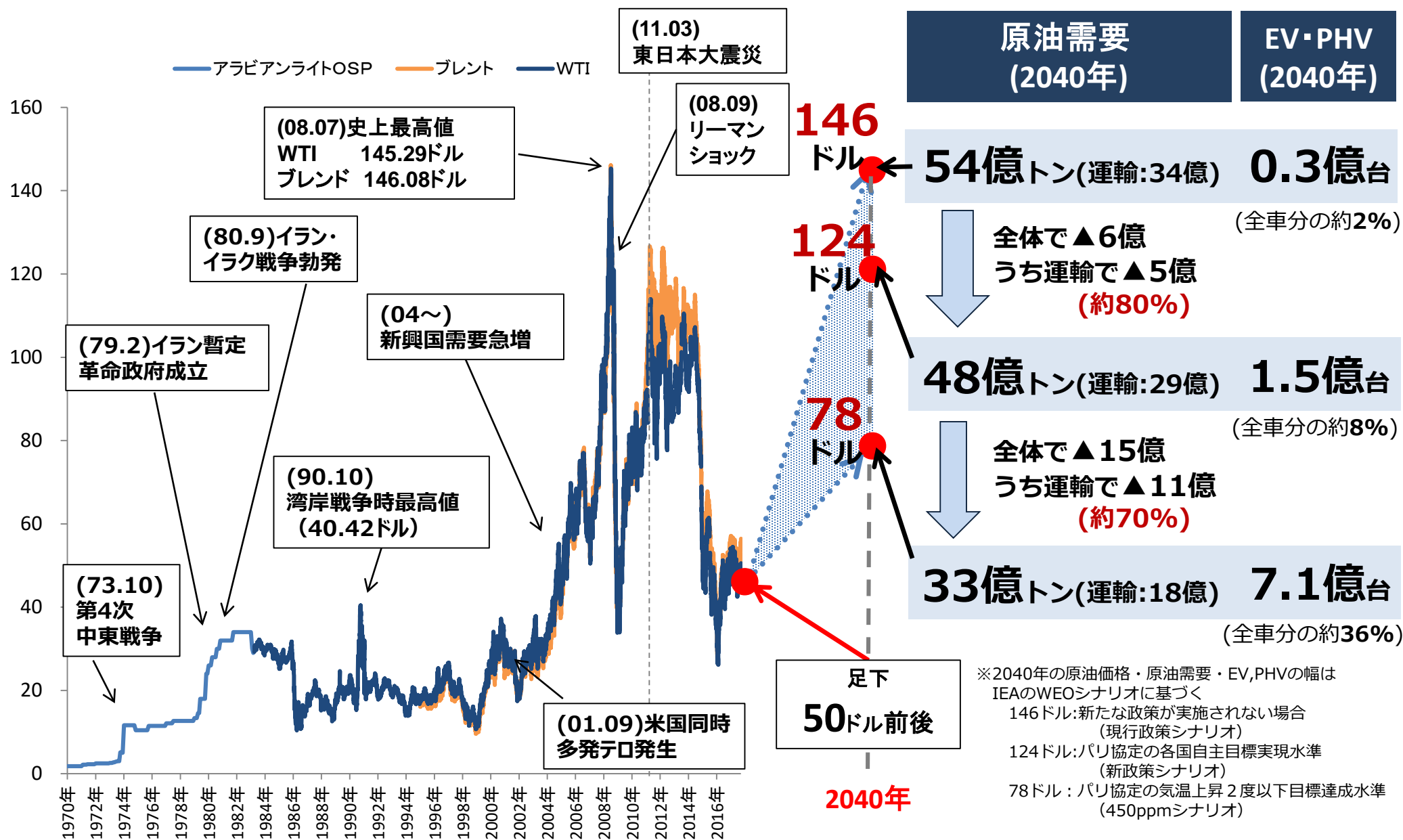
～ IEAによれば、パリ協定を想定した2度シナリオであっても、化石燃料には一次エネルギー供給の半分を依存することになる

	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)
再エネ	10%	20%	32%	17%	21%	29%	11%	14%	26%	23%	42%	63%	23%	39%	63%	16%	27%	56%
原子力	10%	9%	15%	2%	5%	8%	1%	16%	24%	18%	14%	20%	4%	8%	12%	1%	22%	32%
化石燃料	80%	71%	53%	81%	75%	63%	88%	71%	49%	58%	44%	17%	73%	53%	25%	83%	51%	12%
うち 石炭	18%	12%	5%	36%	28%	17%	38%	21%	11%	30%	16%	2%	47%	31%	8%	33%	22%	2%

出所：WEO2017

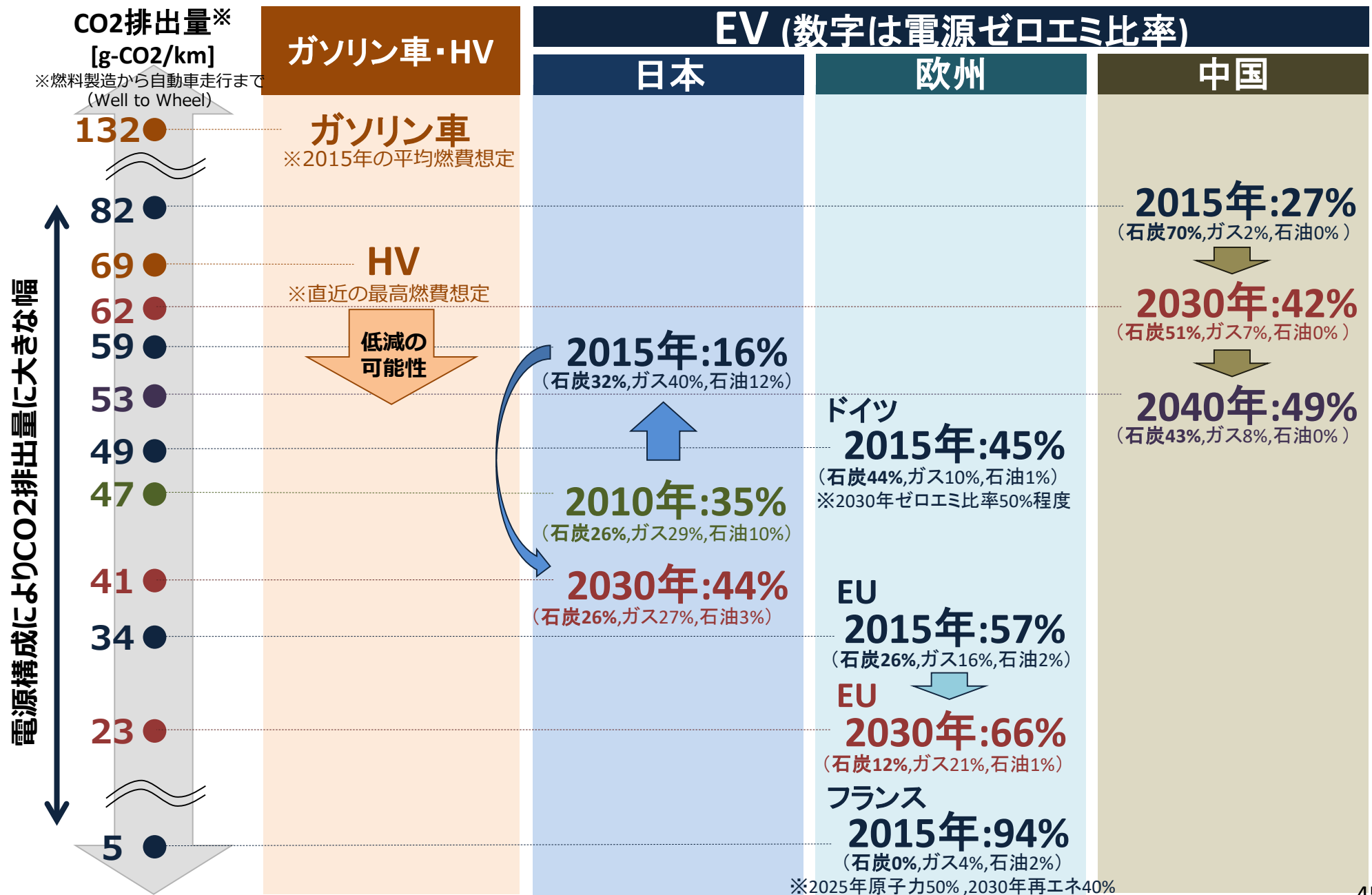
※(ベース)は新政策シナリオであり、(2度)は持続可能な発展シナリオ

【参考】油価は変動を繰り返し、足下50ドル。長期の資源価格をどう考える？



※ 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。

【参考】EV化のCO2インパクトはゼロエミ比率により大きく異なる



【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%][※]
(増加見込み)
- **インドネシア** [56%][※]
(2026年に発電量約2倍)
- **ベトナム** [30%][※]
(2030年に発電量約7倍)
- **ミャンマー** [2%][※]
(増加見込み)
- **タイ** [19%][※]
(2036年に発電量約2倍)
- **カンボジア** [48%][※]
(増加見込み)
- **インド** [75%][※]
(2022年に設備容量約25%増)
- **中国** [70%][※]
(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** [34%]
(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%][※]
(2026年に設備容量減少見込み)

- **南アフリカ** [93%][※]
(石炭依存低減のため原発計画)
- **ロシア** [15%][※]
(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^{※1}加盟国)

- **英国** [9%]
(2025年廃止)
- **カナダ** [8%]
(2030年廃止)
- **フランス** [2%]
(2021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^{※1}加盟国)

- **メキシコ** [11%]
(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)

※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)

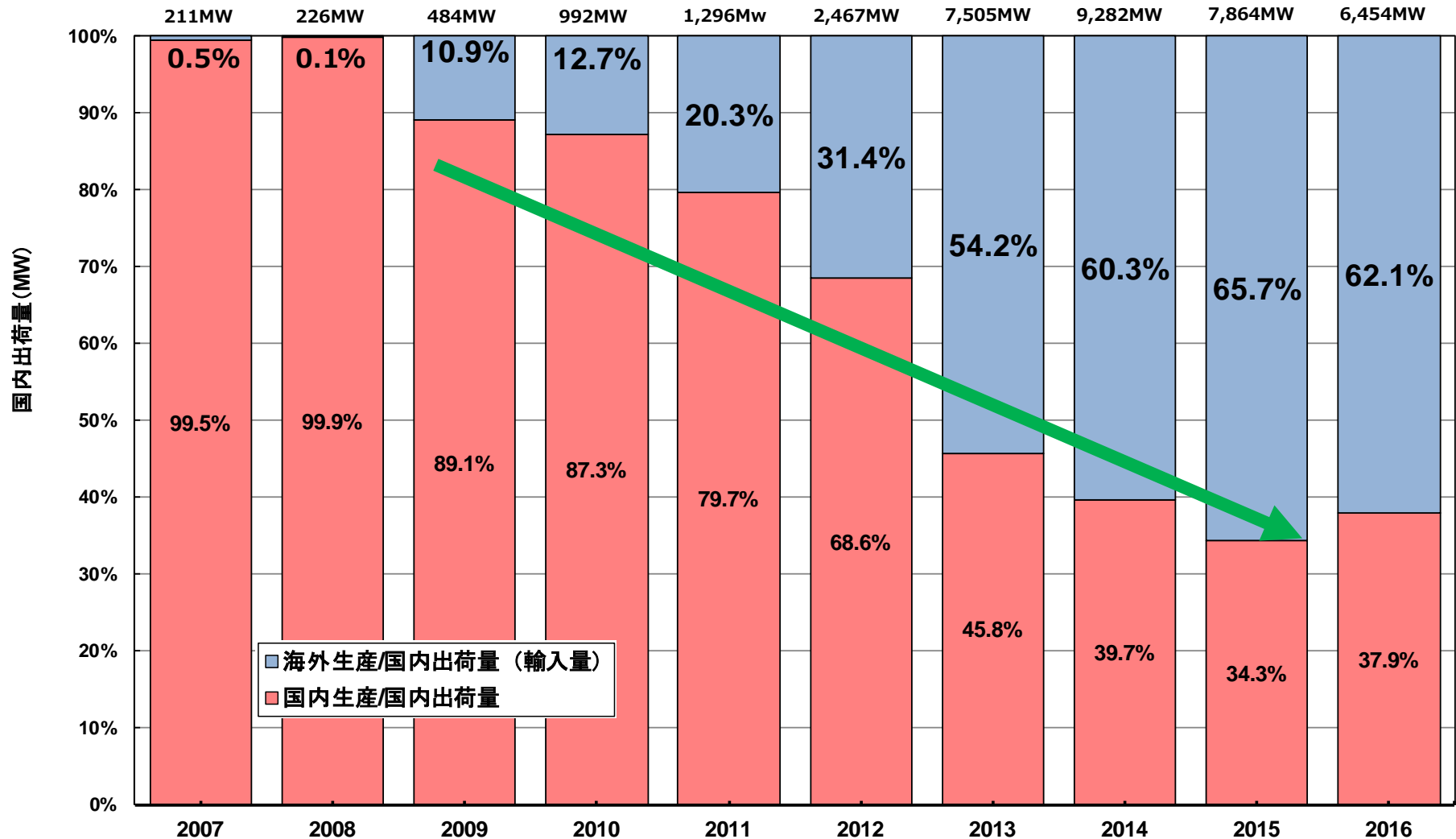
(出典) World Energy Balances 2017, IEA

各国電源開発計画・エネルギー政策等

エネルギー技術自給率について

- 我が国の太陽光のパネルは海外勢が急速に台頭。

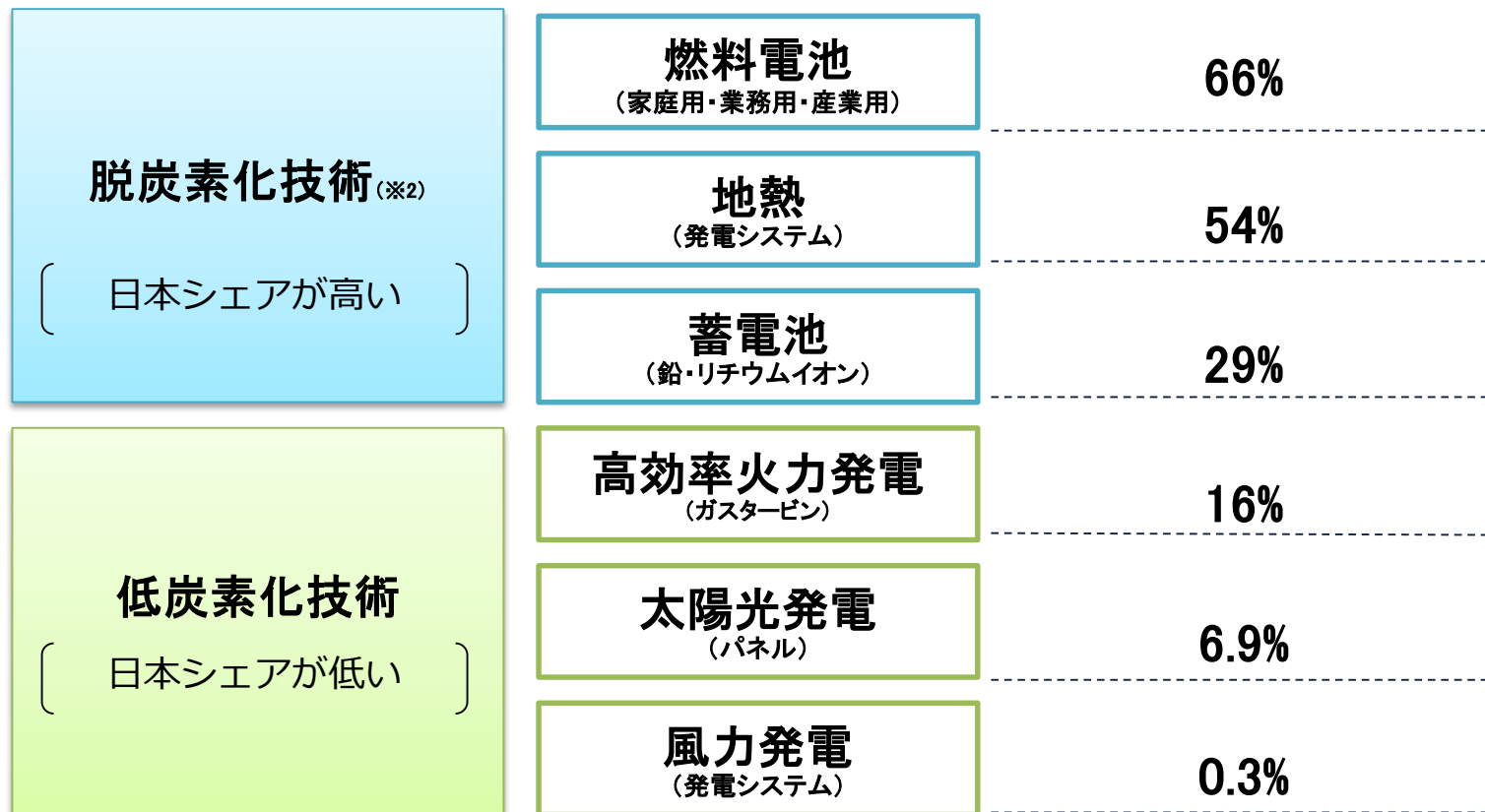
太陽光発電の国内出荷量に占める海外パネル比率



エネルギー技術における我が国の優位性(現在の日本企業シェア)

- 現状、世界市場における日本企業のシェアは、低炭素化技術（高効率火力発電、変動再エネ（太陽光、風力））においては、相対的に高くない。
- 他方で、脱炭素化技術（蓄電池、燃料電池、安定再エネ（地熱））においては、相対的に日本企業のシェアは高い。

2015年の世界市場における日本企業シェア^(※1)



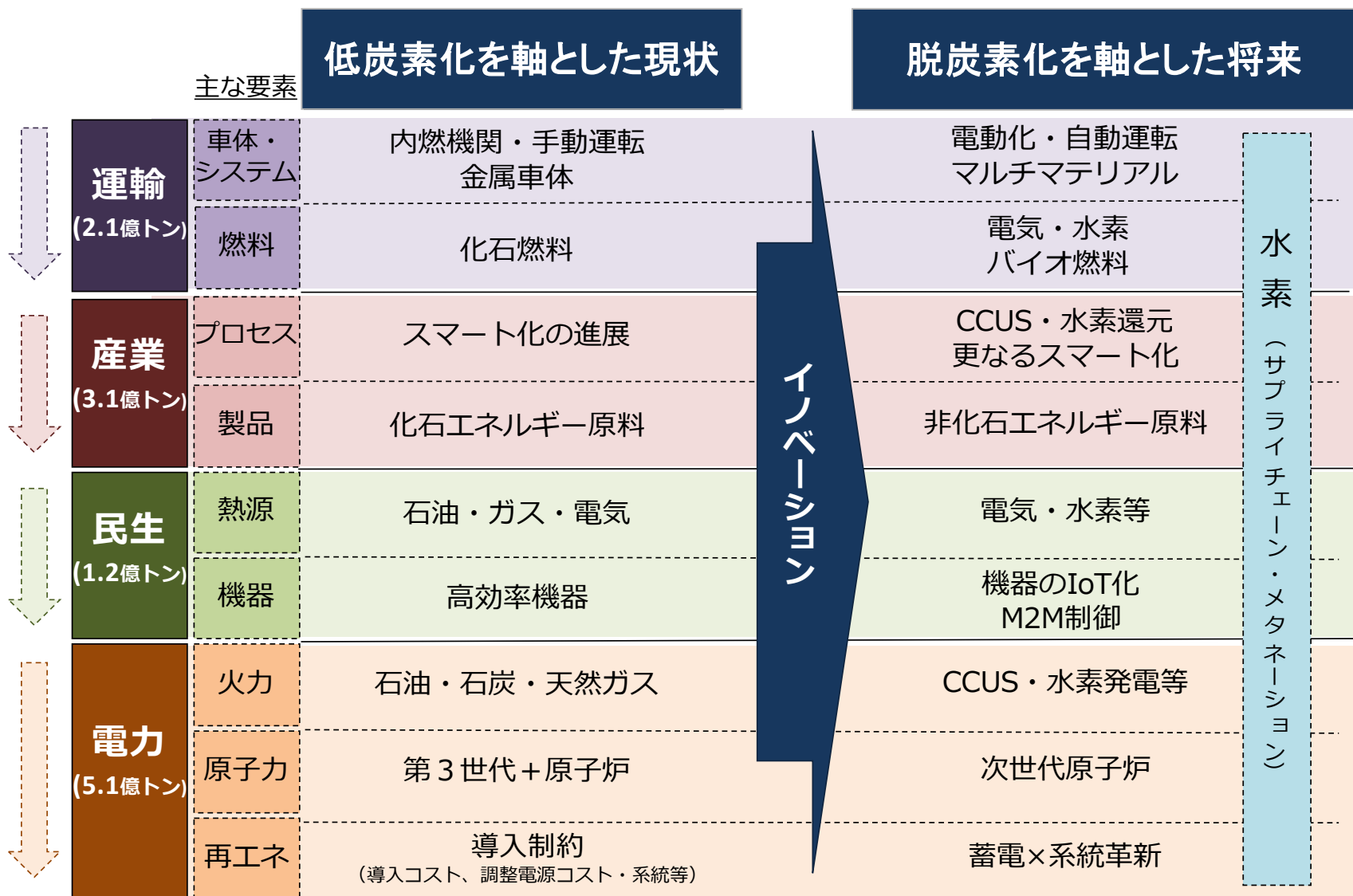
※1：高効率火力発電は受注容量シェア、太陽光発電はパネルの出荷量シェア、それ以外は売上シェアにて試算。

※2：脱炭素化技術には、原子力、水力、揚水発電（ゼロエミ電源由来の揚水）、バイオマス発電等も含む。

出典：「NEDO 平成28年度成果報告書 日系企業のモノとサービス・ソフトウェアの国際競争力に関する情報収集 情報収集項目①「モノを中心とした情報収集と評価」より作成（燃料電池：「家庭用燃料電池（固体高分子形）・家庭用燃料電池（固体酸化物形）・業務・産業用燃料電池（リン酸形）・業務・産業用燃料電池（溶解炭酸塩形）」を引用、地熱：「地熱発電システム（全体）」を引用、蓄電池：「電力貯蔵設備用リチウムイオン二次電池・電力貯蔵設備用鉛二次電池・電力貯蔵設備用電気二重層キャパシター・電力貯蔵設備用リチウムイオンキャパシター」を引用、風力発電：「風力発電（全体）」を引用）、但し、出資比率が50%を超える企業を日本企業とみなす。

太陽光発電：「太陽光発電競争力強化研究会 報告書 - 経済産業省」より（2015年太陽光パネル出荷量）。高効率火力発電（ガスタービン）：MHI提供資料より資源エネルギー庁作成（出力170MW以上の大規模出力ガスタービンの受注ベース）。

【参考】脱炭素化に向けたイノベーション



4. パリ協定を踏まえた長期戦略の策定

成長戦略としての長期戦略策定に向けて

＜地球温暖化対策＞

長期地球温暖化対策プラットフォーム (2017年4月報告書とりまとめ)

- 地球温暖化防止のためには**地球全体の温室効果ガス削減が必要**
- **2050年80%削減は、既存の技術では困難**
- 「国際貢献」「グローバルバリューチェーン」「イノベーション」の「地球温暖化対策3本の矢」による、**地球全体の排出削減への貢献が長期戦略の核**

＜エネルギー政策＞

第5次エネルギー基本計画 (2018年7月閣議決定)

- **2050年に向けエネルギー転換・脱炭素化への挑戦**
(可能性と不確実性、野心的な複線シナリオ、あらゆる選択肢の追求)
- 「3E+S」 ⇒ 「より高度な3E+S」
 - 安全最優先 (Safety) + 技術・ガバナンス改革による安全の革新
 - 資源自給率 (Energy security) + 技術自給率向上/選択肢の多様化確保
 - 環境適合 (Environment) + 脱炭素化への挑戦
 - 国民負担抑制 (Economic efficiency) + 自国産業競争力の強化

＜産業政策＞

自動車新時代戦略会議 (2018年8月中間整理)

- 一台あたりの**温室効果ガス8割程度削減を目指す**
(乗用車は9割程度削減、電動車(xEV)100%想定)
- 究極のゴールとしての「**Well to Wheel Zero Emission**」チャレンジに貢献

＜長期戦略の検討に向けた視点＞

○ 野心的なビジョンの提示

- 積み上げでない、究極のゴールを設定し、あらゆる可能性を追求

■ 世界全体の排出削減への貢献

- 環境性能に優れた製品や技術の海外展開を促進し、世界の排出削減を推進

■ イノベーションの推進

- 5つの分野を中心とする、革新的技術の開発を促進し、世界のエネルギー転換・脱炭素化を牽引

■ グリーン分野への民間資金の重点化

- 企業の環境・脱炭素化への取組を「見える化」し、民間資金がシフトする仕組みの構築

成長戦略としての長期戦略（環境と成長の好循環の実現）

民主導の海外展開による 世界全体の排出削減への貢献

◆ グローバル水素アライアンス

- ✓ 豪州等と連携し、水素サプライチェーン構築。化石燃料の脱炭素化を実証
- ✓ 日本が主導し、水素閣僚会議を開催（先進国、資源国・中国それぞれをターゲットにした戦略の展開）

◆ 低炭素製品・サービスのグローバル展開

- ✓ ベトナムで、家電への省エネラベル制度を導入(2013年)。導入後、日本製の家庭用エアコンの販売台数は倍増
- ✓ 「製品・サービスのグローバルバリューチェーンを通じたCO2削減貢献量」を算定し、見える化するガイドラインを活用、低炭素製品等が評価され、マーケットベースでグローバルに展開

世界のエネルギー転換・脱炭素化を 促すイノベーションの推進

◆ 未来型エネルギー技術で再生可能エネルギーを最大活用

- ✓ 宇宙太陽光・超臨界地熱・全面太陽光ビル・大容量蓄電池 等

◆ 水素・CCS等による化石燃料のグリーン化で、世界をリード

- ✓ 世界初の褐炭×CCS水素サプライチェーン構築（日豪）、水素発電での実証技術開発（神戸）等

◆ 次世代原子力の開発

- ✓ 安全性・経済性・機動性に優れた炉の追求：小型モジュール炉（SMR）、高速炉・高温ガス炉 等

◆ 分散化・デジタル化した未来型社会を創り、地域を活性化

◆ 脱炭素化モノづくり技術

- ✓ グローバルトップの製造技術の更なる革新：例）水素還元製鉄、人工光合成

企業の取組の見える化による 資金循環の促進

◆ 気候変動に対する取組の発信強化による、投資家に対する企業のプレゼンス向上

- ✓ 国際的に議論が進んでいるTCFDフレームワーク（気候変動関連の任意の企業情報開示の枠組み）に沿って、環境に取り組む企業の気候変動対策における貢献・強みを「見える化」。積極的に発信していく方法論を検討
- ✓ 方法論を企業向けガイダンスとしてとりまとめ、企業情報開示の国際的議論に対しても、積極的に提案

◆ エネルギー転換の加速に向けた、エネルギー企業と金融機関の対話の促進

- ✓ 国・企業から、国内外の金融資本に対し、能動的な提案を行うことで資金供給を確保し、官民一体でのエネルギー転換を加速

5. 北海道地震・レジリエンス

当面の電力レジリエンス等検討のスケジュール

重要インフラ総点検に関する関係閣僚会議 等

総合資源エネルギー調査会
電力・ガス基本政策小委員会
産業構造審議会 電力安全小委員会
電力レジリエンスWG

電力広域機関
検証（第三者）委員会

9月

●9/21(金)

総理・総点検指示

10月

●10/18(木) 第1回
課題と対応について論点整理

●10/25(木) 第2回

●9/21(金) 第1回
大規模停電までの
事実関係整理

●10/9(火) 第2回
大規模停電後の対応＋
電源形成・運用の評価

●10/23(火) 第3回

中間報告

11月

●11月上旬
電ガ基本政策小委(需給検証)

冬の電力需給対策

●11月末

総点検・対策パッケージ

●11月上旬 第3回
各社の対応ヒアリング
電力インフラの総点検
情報発信のあり方

今冬に向けた対応整理

●11月中下旬 第4回

取りまとめ

報告

北海道電力の設備形成・運用ともに
不適切であったとは言えない。
北電の設備形成に係る投資決定・建
設プロセスについては、不適切な点
は確認されない。

(1) 電力広域機関の検証委員会の中間報告について

検証委員会の中間報告は、10月23日（火）の第3回検証委員会において案が議論され、10月25日（木）に正式決定された。

1. ブラックアウトの発生原因と北電の対応の検証結果

- 大規模停電（ブラックアウト）は、苫東厚真1、2、4号機の停止に加え、3ルート4回線の送電線事故に伴う複数の水力発電所の停止といった複合要因によって発生
- 北海道電力の設備形成（事前の備え）については、現在の設備形成上のルールに照らし、不適切な点は確認されず、また、当日の運用についても、必ずしも不適切であったとは言えない

2. 復旧フェーズの検証結果

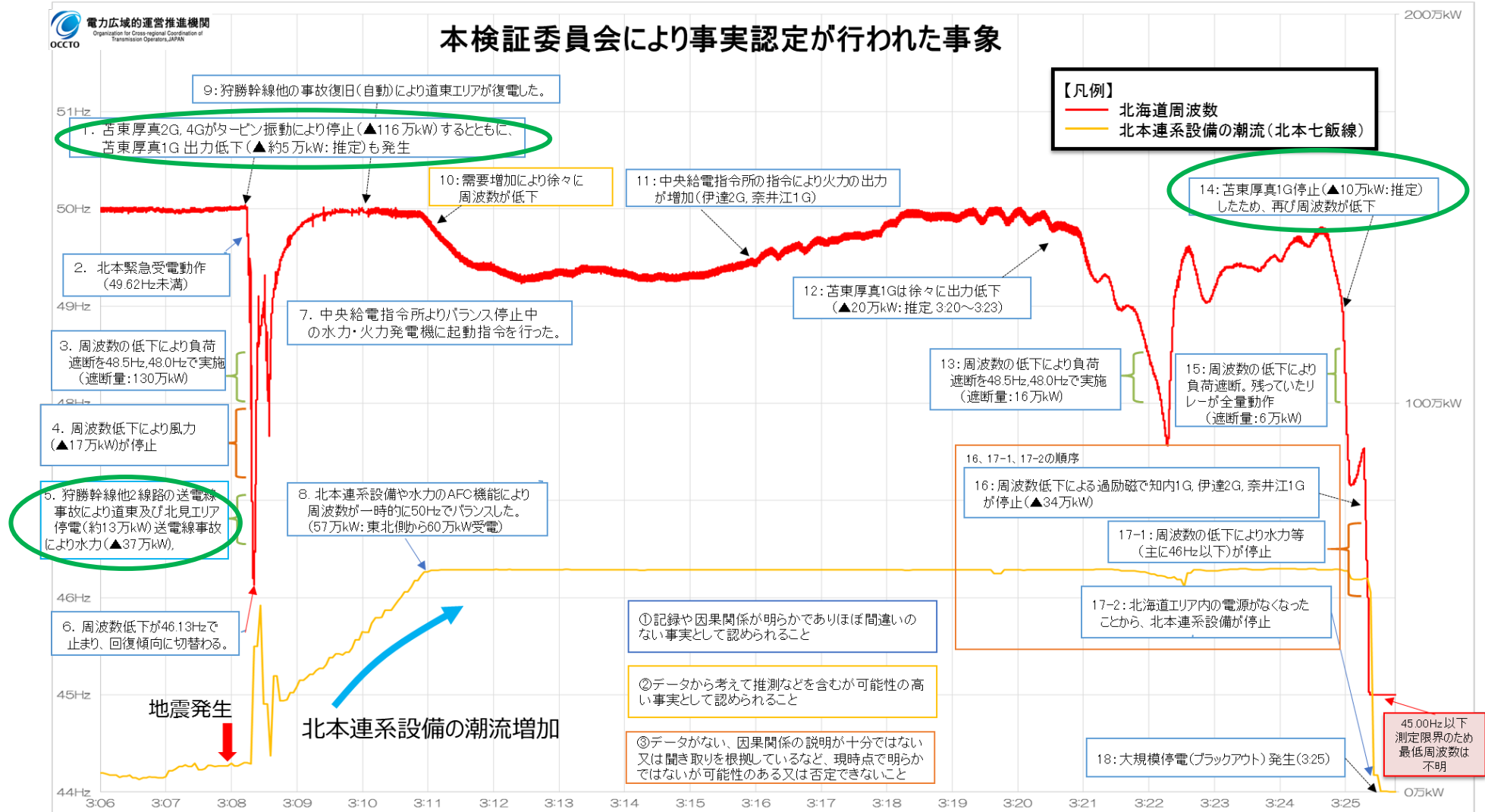
- ブラックアウト後の復旧作業は、ほぼ手順書どおりに行われており、対応スピードを含めて概ね妥当。泊原発への送電に伴う1回目のブラックスタート失敗は、技術的にみて予見することは困難。

3. 再発防止策

- 今回の事態を踏まえ、短期・中長期それぞれにおいて、運用面・設備形成面における対応策を提言。
- 今冬に向けては、北海道電力は以下の2つの措置を採るべき。
 - ① 負荷遮断装置を追加設置（+約35万kW）すること
 - ② ブラックアウト防止のための一定の裕度を確保する観点から、苫東厚真を3機稼働させる前提として、京極1、2号機（揚水発電）を稼働状態としておくこと
 - 北海道における再エネ導入と安定供給を両立させるため、（90万kWに増強後の）北本連系設備の更なる増強・既存の北本連系設備の自励式への変更の是非について、早期に検討すること（費用負担の在り方も含めて検討）

地震発生からブラックアウトに至る経緯について

ブラックアウトに至る事象については、主として、苫東1, 2, 4号の停止による3機（N-3）事故に加え、地震の揺れによる送電線4回線（N-4）事故（これに伴う道東の複数の水力発電所の停止）等が発生した複合的な事象であったことを確認。



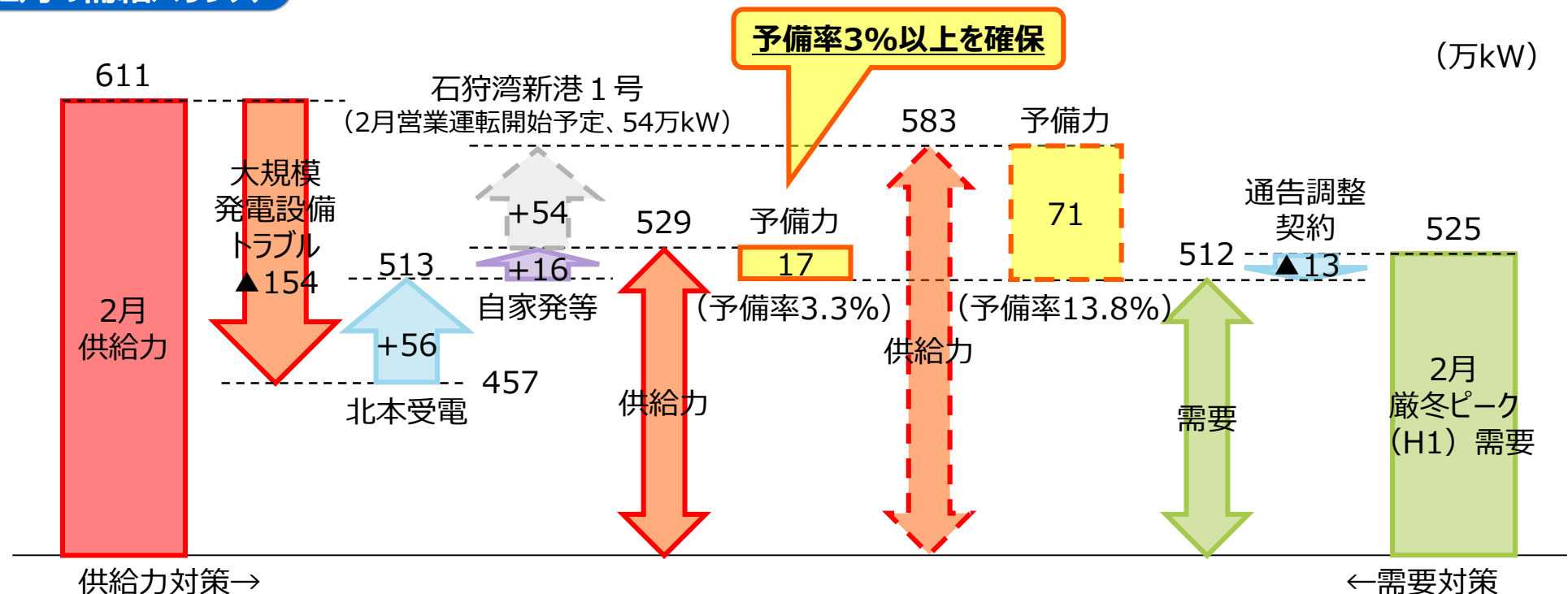
(2) 電力レジリエンスWG設置について

- 平成30年7月西日本豪雨、平成30年台風第21号、平成30年北海道胆振東部地震などの直近の災害は、大規模停電が発生する等、電力供給に大きな被害をもたらした。これらの災害によって、情報発信の在り方、電力業界の広域連携の在り方などの課題を明らかにするとともに、電力政策における安定供給の重要性とレジリエンスの高い電力インフラ・システムの在り方について検討することの必要性を改めて認識。
- 今般の災害による、国民生活や経済活動への影響を鑑み、電力等の生活を支える重要なインフラがあらゆる災害に対し、その機能を維持できるよう、全国で緊急に点検を行い、11月末を目途に政府の対応方策を取りまとめることを、9月21日の「重要インフラの緊急点検に関する関係閣僚会議」において決定。
- 現在、電力広域的運営推進機関に設置された検証委員会において、大規模停電の発生原因や再発防止策などについて検証を実施しており、10月中にも中間報告の予定。
- これらの課題認識や検討・議論状況を踏まえ、経済産業省においても、レジリエンスの高い電力インフラ・システムを構築するための課題や対策についても議論するため、電力・ガス基本政策小委員会と電力安全小委員会の下に、合同ワーキンググループとなる「電力レジリエンスWG」を設置。
- 11月中旬にも本WGの議論の取りまとめを行い、11月末を目途に策定される政府の対応方策にも報告・反映していく。

今冬の北海道の需給見直しについて（リスクケース）

- 厳冬時に**大規模な計画外停止▲154万kW**（苫東厚真3機分の送電端電力に相当）が発生した場合でも、地震時と同程度の自家発の焚き増しや契約に基づく大口需要家の需要削減により、**予備率3%以上を確保**。
- 加えて**緊急時**には、**試運転中の石狩湾新港1号（2月営業運転開始予定）**による供給力を活用。
※以上の現時点の需給見通しを踏まえると、**数値目標付き節電要請は回避できる見通し**
（11/7の広域機関での最終検討で見通しを確定させ、11/8に審議会（電力・ガス基本政策小委員会）で需給対策を最終判断）。

2月の需給バランス



【参考】平成30年北海道胆振東部地震を踏まえた電力需給対策・情報発信について

○地震発生からの経緯

- ① 9/6(木)未明 地震発生 ⇒ 北海道電力管内全域(295万軒)で大規模停電
※9/8(土) ほぼ全域への送電再開
- ② 道内最大の苫東厚真発電所（3基）が全て被災したことに伴う厳しい電力需給下、
北電：工場等自家発の焚き増し等供給力の積み上げ
政府：節電要請(需要1割減のための「節電2割目標」の設定) 等
- ③ 発電所復旧で電力需給安定
～9/14(金) 京極揚水発電所稼働
9/19(水) 苫東厚真発電所1号機復旧
9/25(火) 苫東厚真発電所4号機復旧

○供給力対策

- ① 大規模停電の発生原因や再発防止策等の技術的検証
⇒電力広域的運営推進機関に設置した第三者委員会で実施中
(10月23日に中間取りまとめ)
- ② 検証結果等※を踏まえ、11月に政府として対策パッケージのとりまとめ
※冬の電力需給対策、電力インフラの緊急総点検

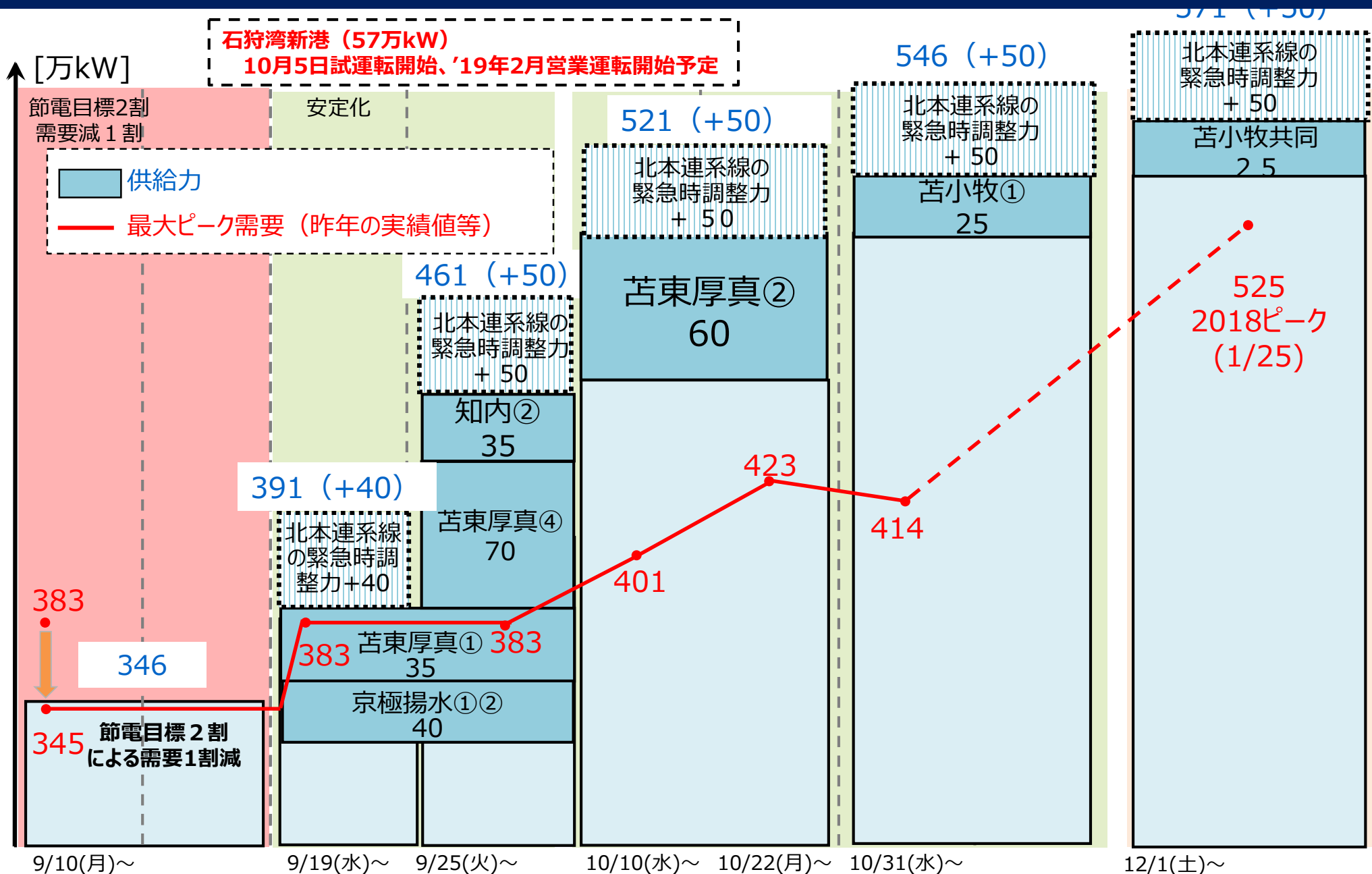
○情報発信

＜経産省の対応＞

- ・大臣記者会見（発災以降 9月6日～18日の間に計11回）
- ・ツイッターの活用（停電や需給の改善等について、発災以降 9月6日～19日の間に計303件）
- ・事務方による定例プレスブリーフィング（発災以降 9月6日～18日の間に計12回）

⇒各電力会社に対し、こうした対応を踏まえた情報提供のあり方の見直しを指示済

【参考】需要と供給のバランス（現時点）



9/10(月)～

9/19(水)～

9/25(火)～

10/10(水)～

10/22(月)～

10/31(水)～

12/1(土)～

(※) 京極揚水①②、苫東厚真①稼働後は、北本連系線の緊急時調整力としての活用、生産活動に影響がある自家発の調達を解除する等の対応により、単純にこれまでの発電所ごとの出力を積み上げた数値とは一致しない。

【参考】北海道における主要電源の状況（現時点）



週間供給力
=521(+50)万kW

※北本連系線50万kW分
は緊急時調整力、通常時
は再エネ調整に活用。

奈井江1(石炭17.5万kW)	68年	9月7日4:24復旧	19年3月休止予定
奈井江2(石炭17.5万kW)	70年	9月7日0:20復旧	19年3月休止予定
砂川3(石炭12.5万kW)	77年	9月6日13:35復旧	
砂川4(石炭12.5万kW)	82年	9月7日0:57復旧	
苦東厚真1(石炭35万kW)	80年	9月19日9:00復旧	
苦東厚真2(石炭60万kW)	85年	10月10日6:00復旧	
苦東厚真4(石炭70万kW)	02年	9月25日3:00復旧	
知内1(石油35万kW)	83年	9月7日3:45復旧	
知内2(石油35万kW)	98年	9月25日1:43復旧	
伊達1(石油35万kW)	78年	9月7日11:30復旧	
伊達2(石油35万kW)	80年	9月7日19:25復旧	
音別1(石油7.4万kW)	78年	9月6日20:10復旧(7日6:30トラブル停止) →9月11日16:07再復旧	19年2月廃止予定

水力(30万kW+α)

水力(14万kW+α)【JPOWER】

京極1(揚水20万kW)14年 9月13日15:56復旧

京極2(揚水20万kW)15年 9月14日15:00復旧

地熱・バイオマス・ゴミ(約20万kW)

【森、紋別、王子江別など】 ※ゴミの出力減あり

水力:約118万kW

※水量の変化等により変動あり

北本連系線 本州から融通(最大60万kW)

※北本連系線50万kW分は緊急時調整力、通常時は再エネ調整に活用

停止中
281万kW

※定期検査等

音別2(石油7.4万kW)78年 9月7日9:08復旧→9月11日14:16トラブル停止
19年2月廃止予定

苦小牧1(石油25万kW) 73年 定期検査(～10月31日予定)

苦小牧共同火力(石油25万kW) 74年 定期検査(～11月9日予定)

【北海道パワーエンジニアリング】

高見2(揚水10万kW)83年 定期検査(～19年2月28日予定)

水力(7万kW)【JPOWER】

泊1,2,3(207万kW) ① 57.9万kW 89年、② 57.9万kW 91年、③ 91.2万kW 09年

建設中

石狩湾新港1(LNG57万kW)19年2月運開(試運転開始18年10月5日)

新北海道本州間連系設備(30万kW)19年3月運開予定

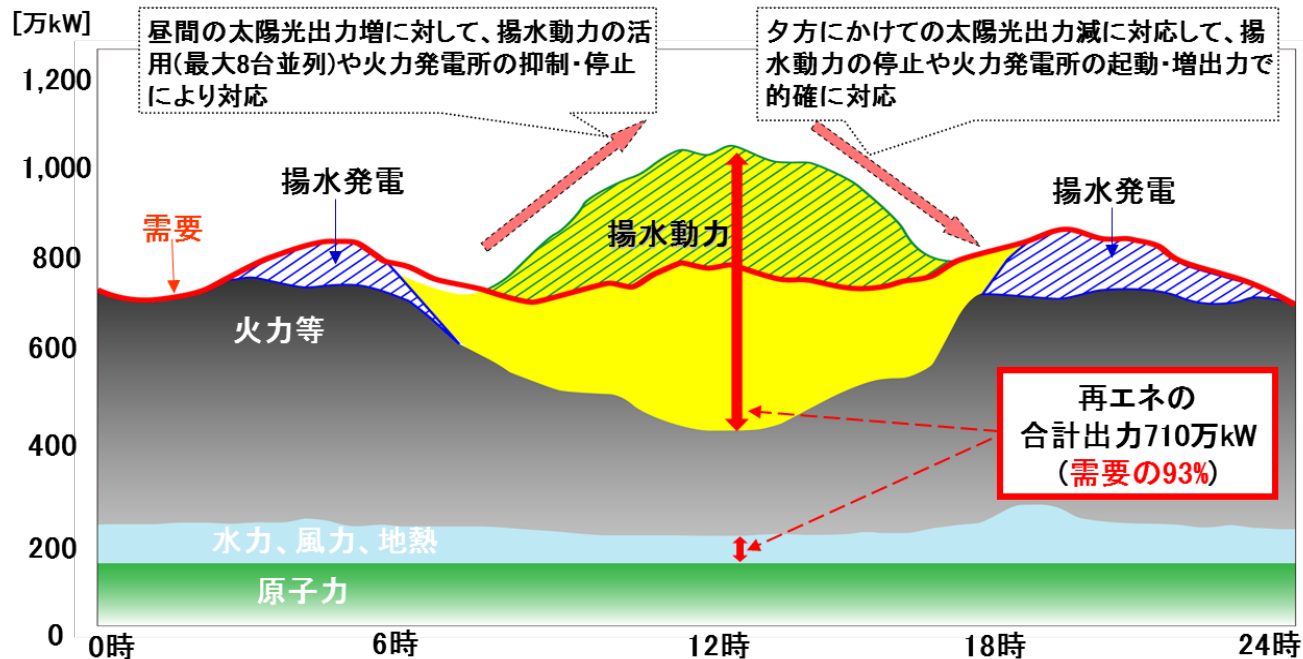
※苦東厚真①稼働後は、生産活動に影響がある自家発の調達を解除する等の対応により、単純にこれまでの発電所ごとの出力を積み上げた数値とは一致しない。今後同様。

6. 九州エリアの出力制御について

九州エリアの再生可能エネルギーの出力制御

- 九州エリアでは、再エネ先進国である欧州各国と同水準まで再エネの導入が進展。本年5月3日13時には、**再生可能エネルギーの出力が全体需要の93%**（うち、太陽光だけで81%）を記録し、**足元でも再エネ導入が進行中**。
- こうした中で、**電気の需要と供給を一致させ、安定供給を維持**していくためには、電気が余る時間帯に**適切に電源を制御していくことが必要な段階**に。今後、**優先給電ルールに従って再エネ電源の制御**も行っていく。
- こうした手順は、FIT法省令等により**以前よりルール化**されている。

＜本年5/3の九州の電力需給実績＞



＜優先給電ルールに基づく対応＞

①火力(石油、ガス、石炭)の出力制御、揚水の活用

②他地域への送電（連系線）
→運用変更と予算措置で最大限拡大
(本年度中に3倍(45万kW→135万kW)に)

③バイオマスの出力制御

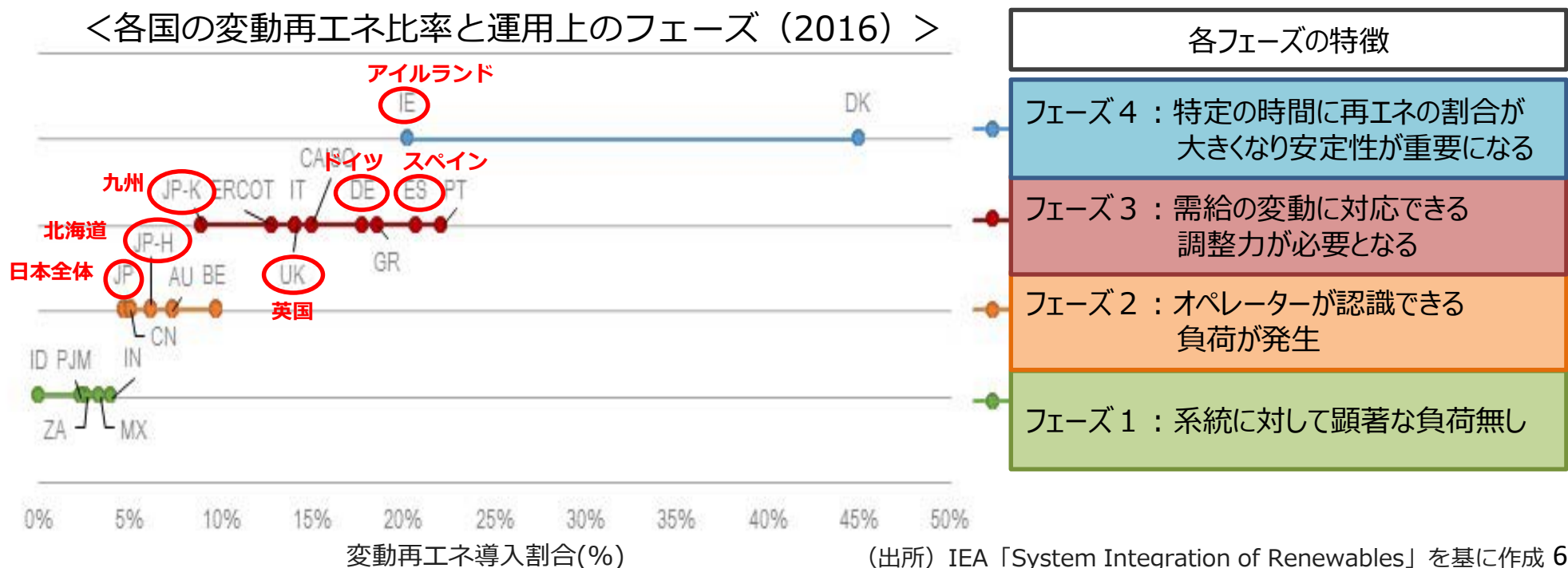
④**太陽光、風力の出力制御**

⑤長期固定電源※（水力、原子力、地熱）の出力制御

※出力制御が技術的に困難

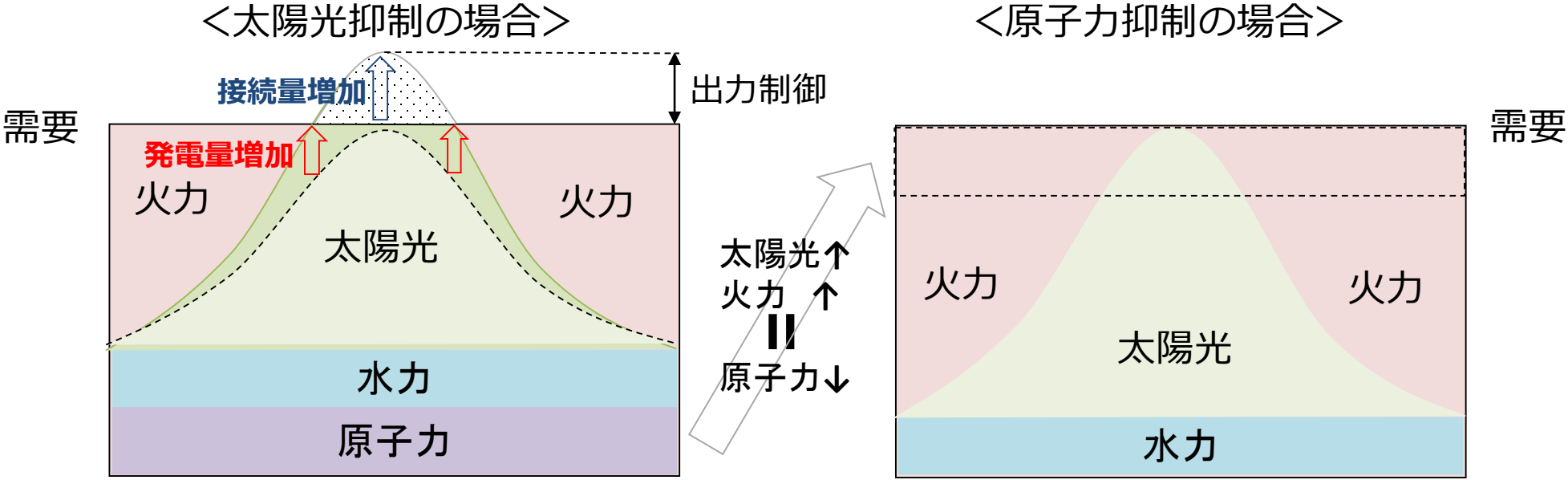
自然変動再エネの導入拡大とそれに応じた運用上の課題

- 国際エネルギー機関（IEA）によれば、**自然変動再エネ導入比率に相関して4つの運用上のフェーズ**が存在する。
 - ・フェーズ1ではローカル系統での調整が必要となる。
 - ・フェーズ2では系統混雑が現れ始め、**需要と変動再エネのバランス**が必要となる。
 - ・フェーズ3では出力制御が起こり、**柔軟な調整力**や大規模なシステム変更が必要となる。
 - ・フェーズ4では変動再エネを大前提とした系統と発電機能が必要となる。
- フェーズ4にはアイルランドとデンマーク、フェーズ3には欧州各国（ドイツ、スペイン、英国等）、フェーズ2には北米・南米・アジア・オセアニアの各国が位置する。**九州は再エネ導入が進む欧州各国と同じフェーズ3**に位置する。
- **再エネの出力制御は**、自然変動再エネが増えれば電力の需給バランスを保つために必然的に起きうるものであり、**アイルランド（フェーズ4）やスペイン（フェーズ3）などでも行われている。**



出力制御は再エネの導入にも資する対応

- 出力制御を前提とすることで、**再エネ電源の接続量 + 発電量が増加**。これにより**再エネの最大限の導入に寄与**。
- **原子力**（長期固定電源）を**太陽光**（再生可能エネルギー）よりも先に抑制する場合、原子力の発電量を火力と太陽光が代替。これは**コスト面でもCO2面でもマイナスの影響**。



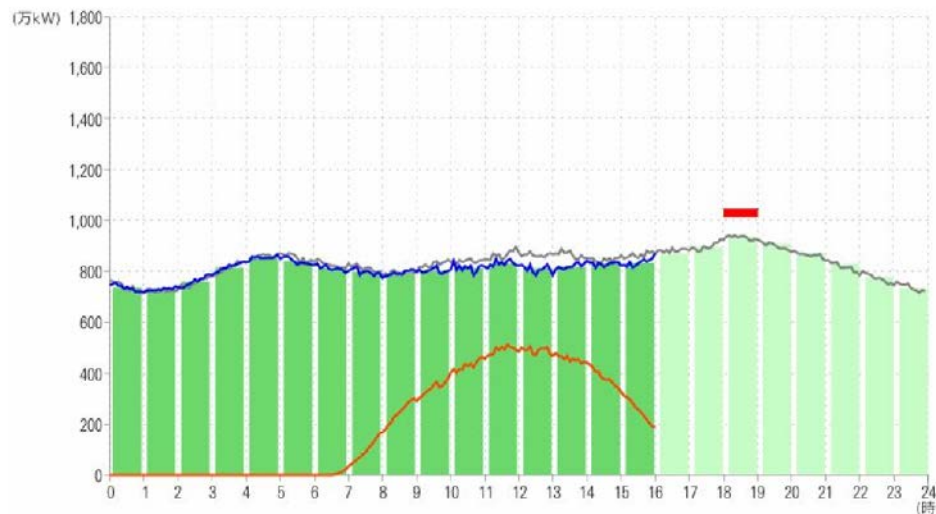
	原子力		太陽光	火力(LNG)
コスト (円/kWh)	10.1円～	<	24円	13.7円
CO2 (t-CO2/kWh)	0	<	0	0.4
安定供給 (中東依存度)	0%	<	0%	30%

(出典) 2015年コスト検証小委

九州での太陽光の出力制御： 10月20日（土）

- 前日通告内容：70万kW**に対し、「**9時～16時**まで出力制御の可能性あり」
→太陽光の**出力制御実績：最大52万kW**
- ※**当日**の需給動向をみつつ、**実需給の各2時間前に最終決定・オンラインで制御することで、柔軟に制御量を調整**（一定の予測誤差は発生）
- 太陽光発電：488万kW**（制御後：12:00～12:30）

電力使用状況の推移

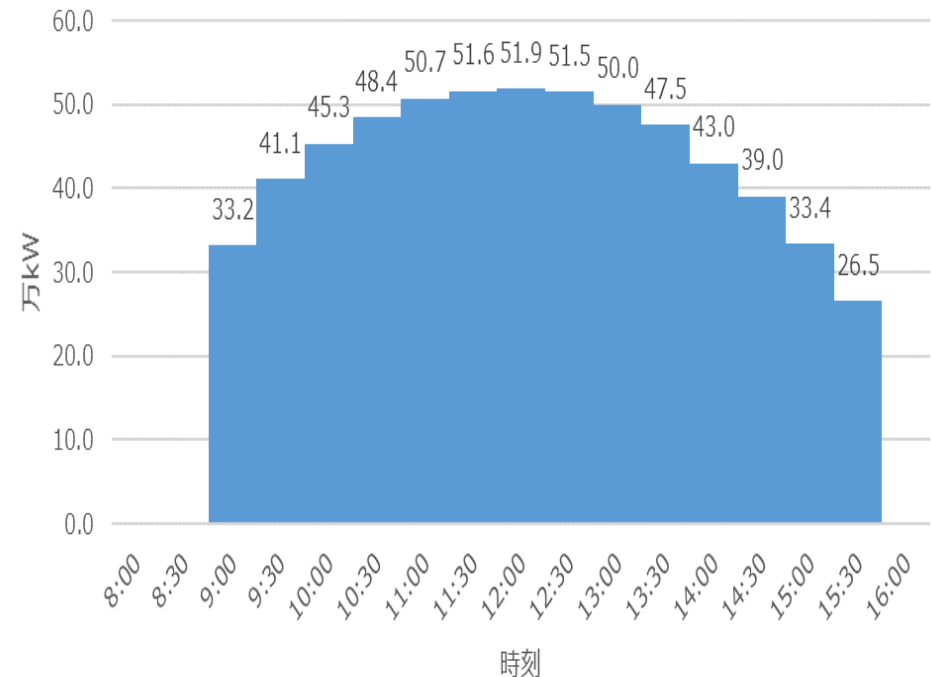


■ 本日実績（5分値） ■ 本日実績（1時間値） ■ 予測値 ■ ピーク時供給力
— 本日の太陽光発電実績（5分値）
— 前日実績（5分値） ※土・日曜日については前週実績、月曜日については前週金曜日実績を参考値として表示します。

- ・数値は送電端の値です。
- ・0時から0時10分頃は、データが更新されません。予めご了承ください。
- ・太陽光発電実績は、日射量による推計値を含む九州エリア（本土、離島）の値です。

出典：九州電力HP

太陽光の出力制御実績（10月20日）



九州での太陽光の出力制御： 10月21日（日）

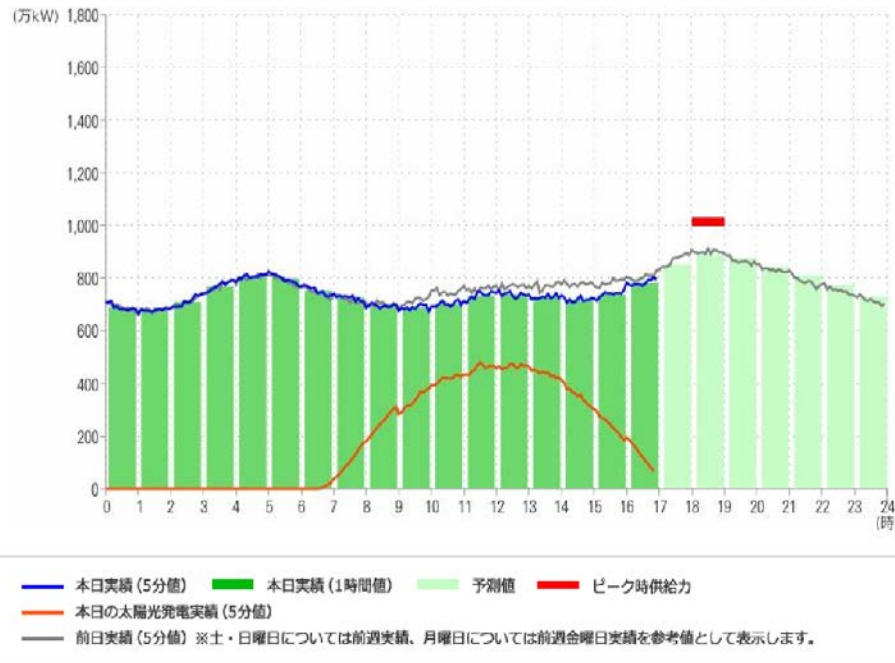
○**前日通告内容**： **118万kW**に対し、「**9時～16時**まで出力制御の可能性あり」

→太陽光の**出力制御実績**： **最大93万kW**

※**当日**の需給動向をみつつ、**実需給の各2時間前に最終決定・オンラインで制御することで、柔軟に制御量を調整**（一定の予測誤差は発生）

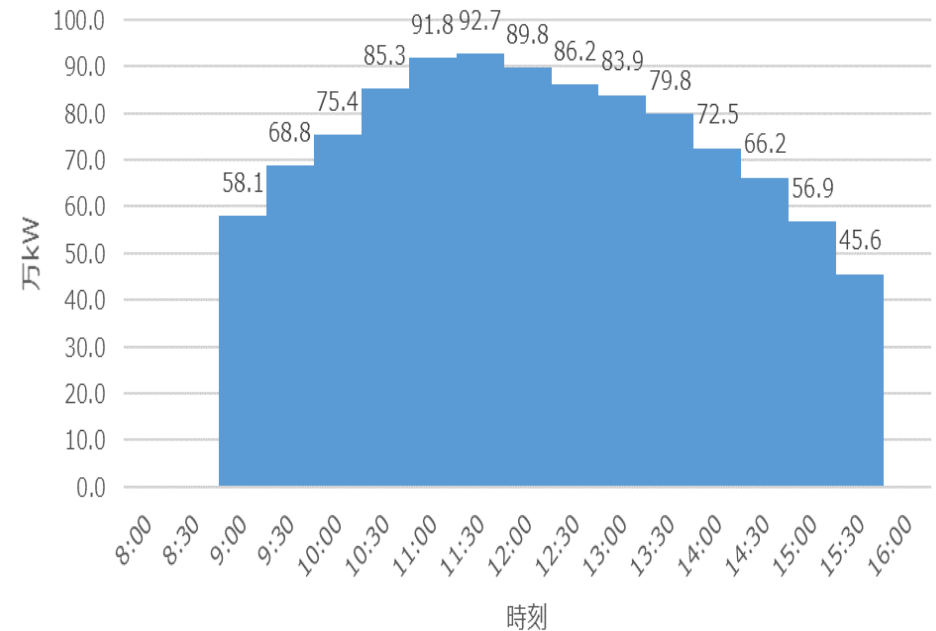
○**太陽光発電**： **465万kW**（制御後：11:30～12:00）

電力使用状況の推移



- ・数値は送電端の値です。
- ・0時から0時10分頃は、データが更新されません。予めご了承下さい。
- ・太陽光発電実績は、日射量による推計値を含む九州エリア（本土、離島）の値です。

太陽光の出力制御実績（10月21日）



出典：九州電力HP

【参考】20日、21日の九州地方における需給バランス

九州の需給バランス（10月20日 12:00～12:30）

九州の需給バランス（10月21日 11:30～12:00）

【単位：万kW】		実績
①電力需要		800
②供給力	原子力	407
	火力	206
	バイオマス	22
	水力	35
	地熱	12
	関門連系線	▲196
	揚水・蓄電池	▲181
	太陽光 (出力制御量)	488 (▲52)
	風力	7
	合計	800
再エネ供給力／需要		71%

【単位：万kW】		実績
①電力需要		732
②供給力	原子力	408
	火力	170
	バイオマス	23
	水力	31
	地熱	12
	関門連系線	▲194
	揚水・蓄電池	▲184
	太陽光 (出力制御量)	465 (▲93)
	風力	1
	合計	732
再エネ供給力／需要		73%

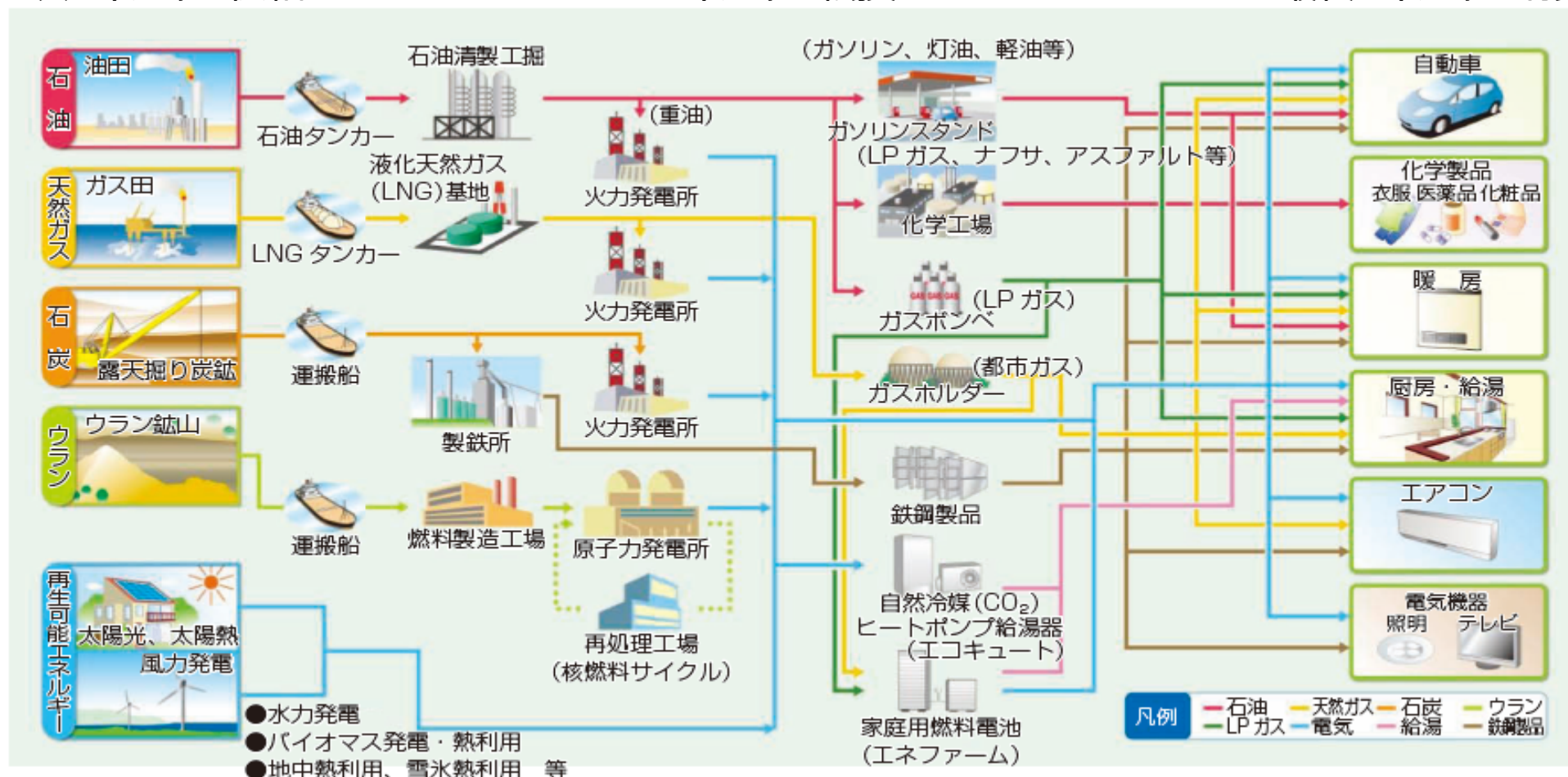
(参考資料)

エネルギーの流れ

一次エネルギー供給

エネルギー転換

最終エネルギー消費



出典：資源エネルギー庁HP

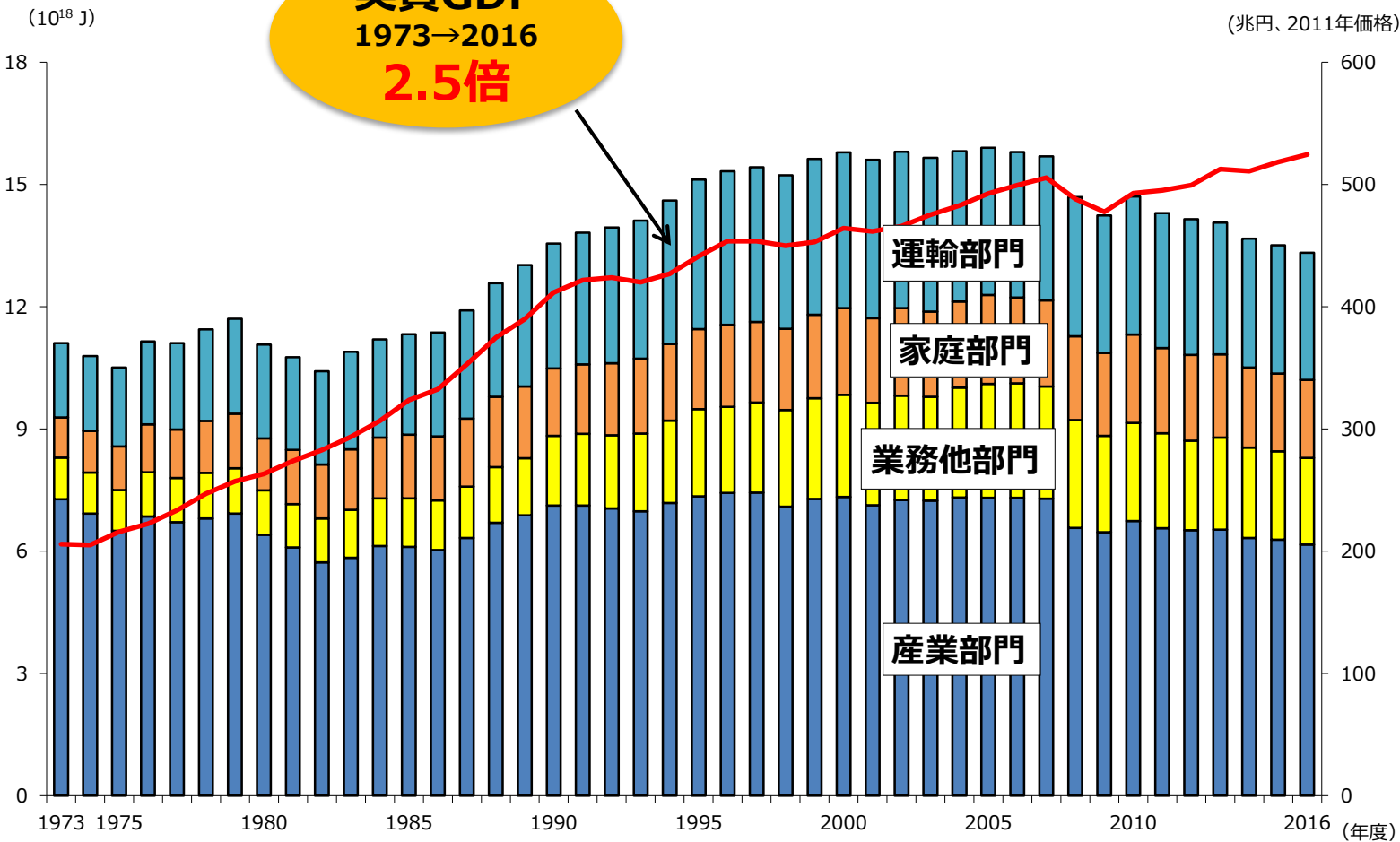
<http://www.enecho.meti.go.jp/about/whitepaper/2012html/2-0.html>

我が国の最終エネルギー消費の推移

リバイス済

- オイルショック以降、実質GDPは2.5倍となる一方で、最終エネルギー消費は1.2倍に留まり、省エネは進んでいる。他方で、業務・家庭・運輸部門については最終エネルギー消費が増加していることや、産業部門も依然としてエネルギー消費が多いことから、全部門で更なる省エネ取組が必要。

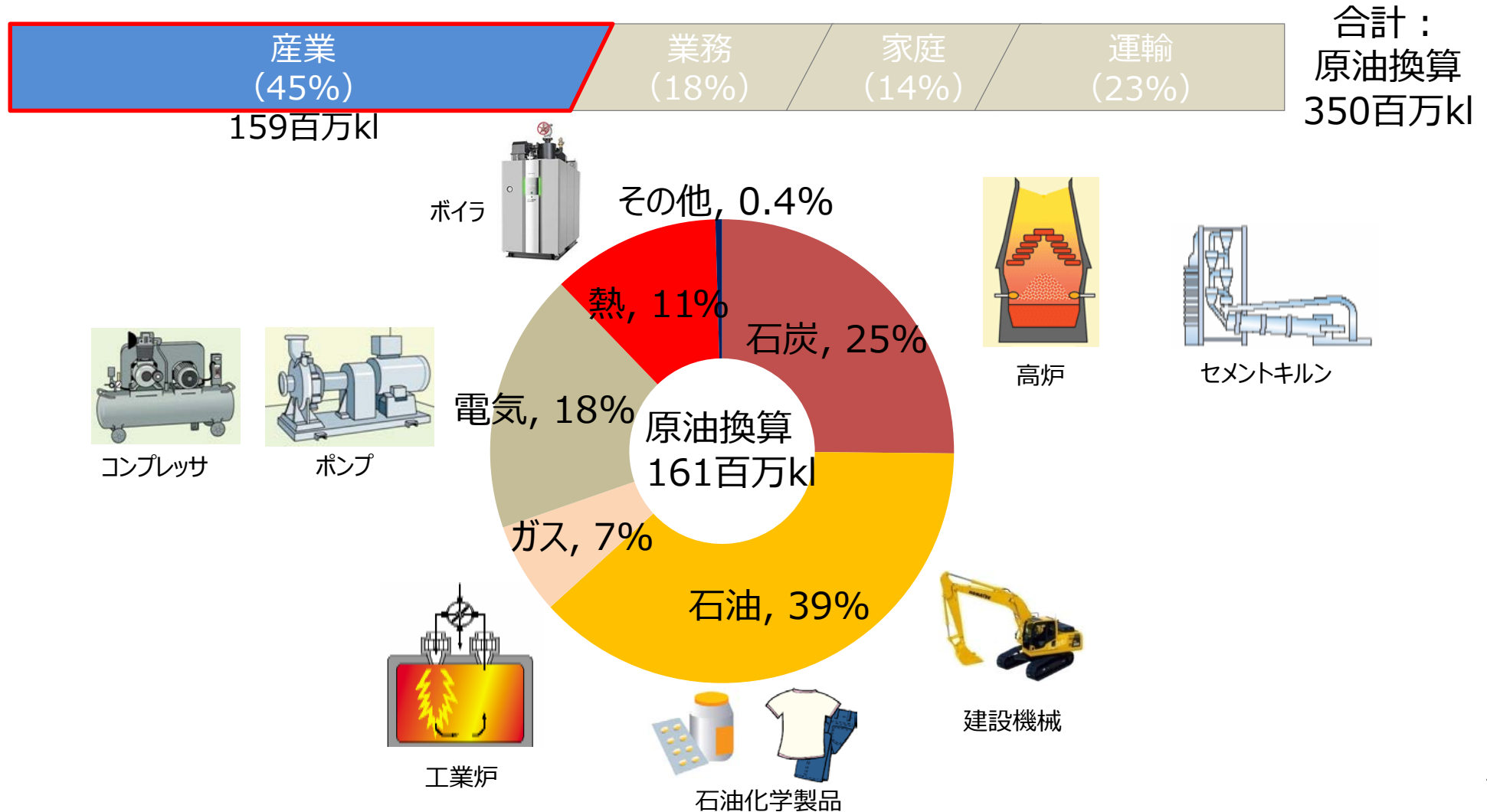
実質GDP
1973→2016
2.5倍



最終エネルギー消費量	
全体	1973→2016 1.2倍
運輸	1973→2016 1.7倍
家庭	1973→2016 1.9倍
業務	1973→2016 2.1倍
産業	1973→2015 0.8倍

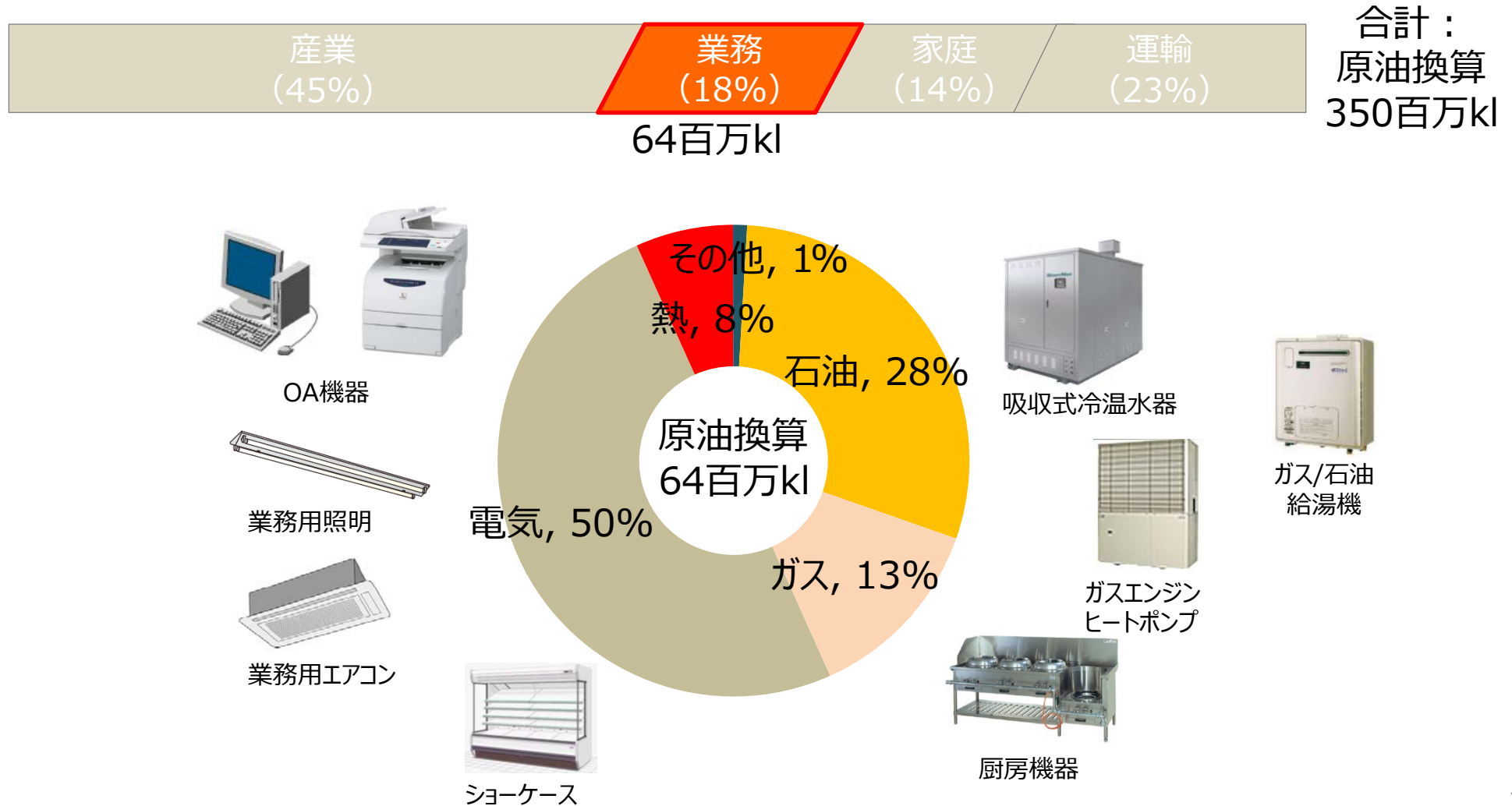
① 産業

- 産業部門における最終エネルギー消費は全体の45%を占める。
- 燃料種別の内訳としては、石油製品（重油、LPG、灯油、ナフサ等）が39%と最も多く、次いで石炭、電気、熱（加温・乾燥用等の蒸気）、ガスとなっている。



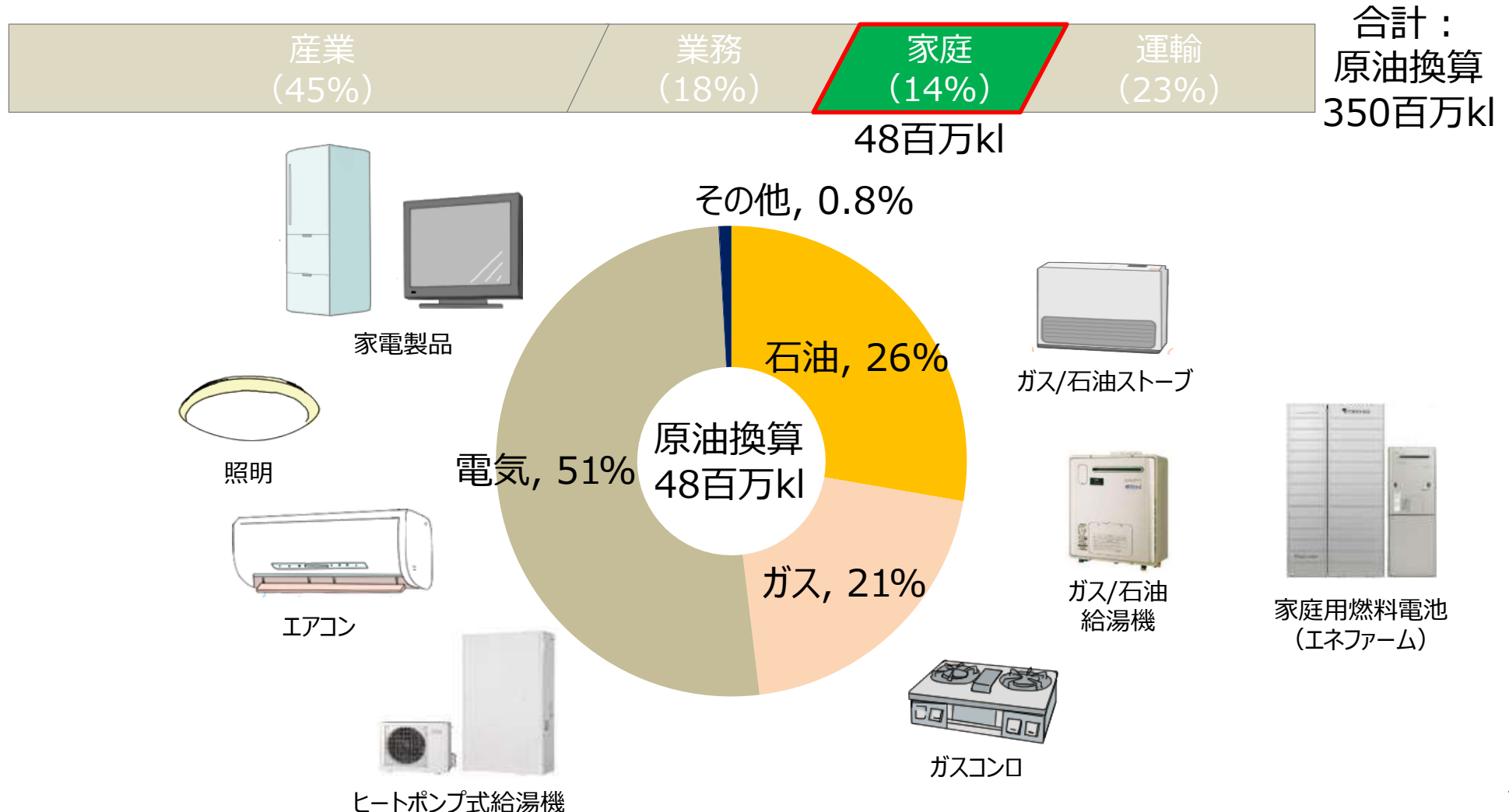
② 業務（オフィスビルなど）

- 業務部門における最終エネルギー消費は全体の18%を占める。
- 燃料種別の内訳としては、電気が50%と最も多く、次いで石油製品（灯油、重油、LPG等）、都市ガス、熱（空調用等の蒸気）となっている。



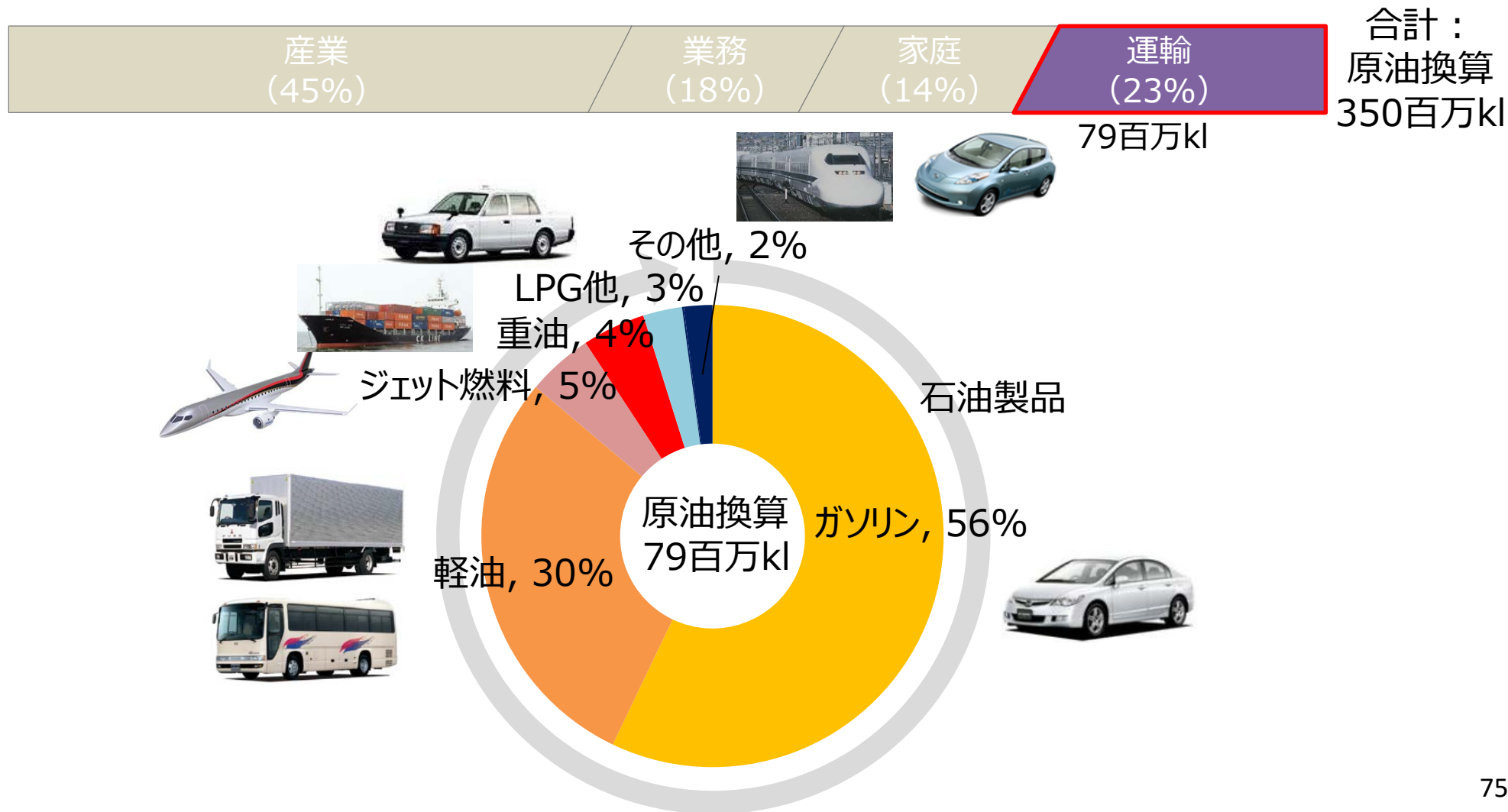
③ 家庭

- 家庭部門における最終エネルギー消費は全体の14%を占める。
- 燃料種別の内訳としては、電気が51%と最も多く、次いで石油製品（灯油、LPG）、都市ガスとなっている。



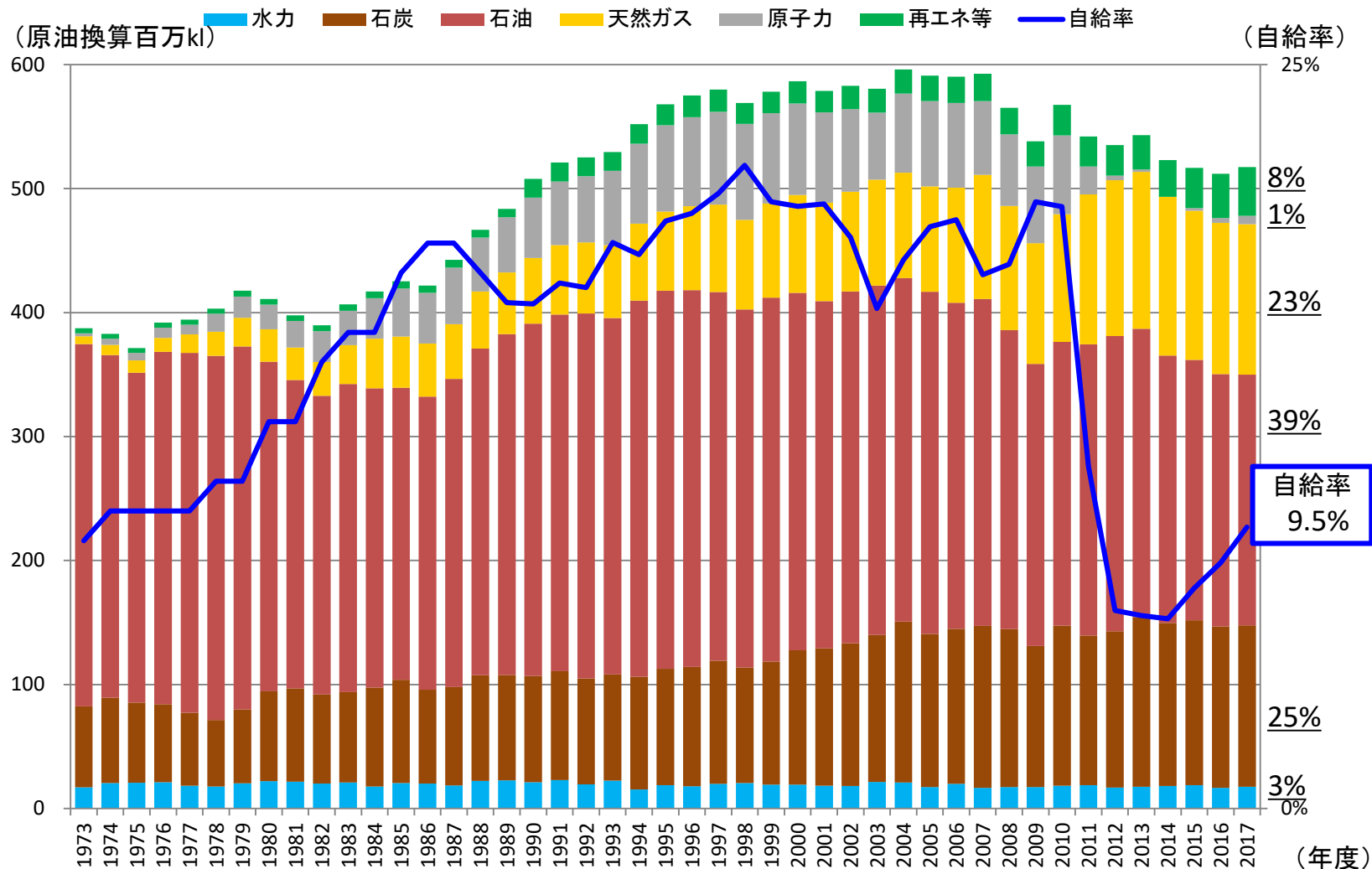
④ 運輸

- 運輸部門における最終エネルギー消費は全体の23%を占める。
- 燃料種別の内訳としては、98%が石油製品であり、主に自動車で利用されているガソリン、軽油がそのうちの大半を占める。



我が国の一次エネルギー供給の推移（供給）

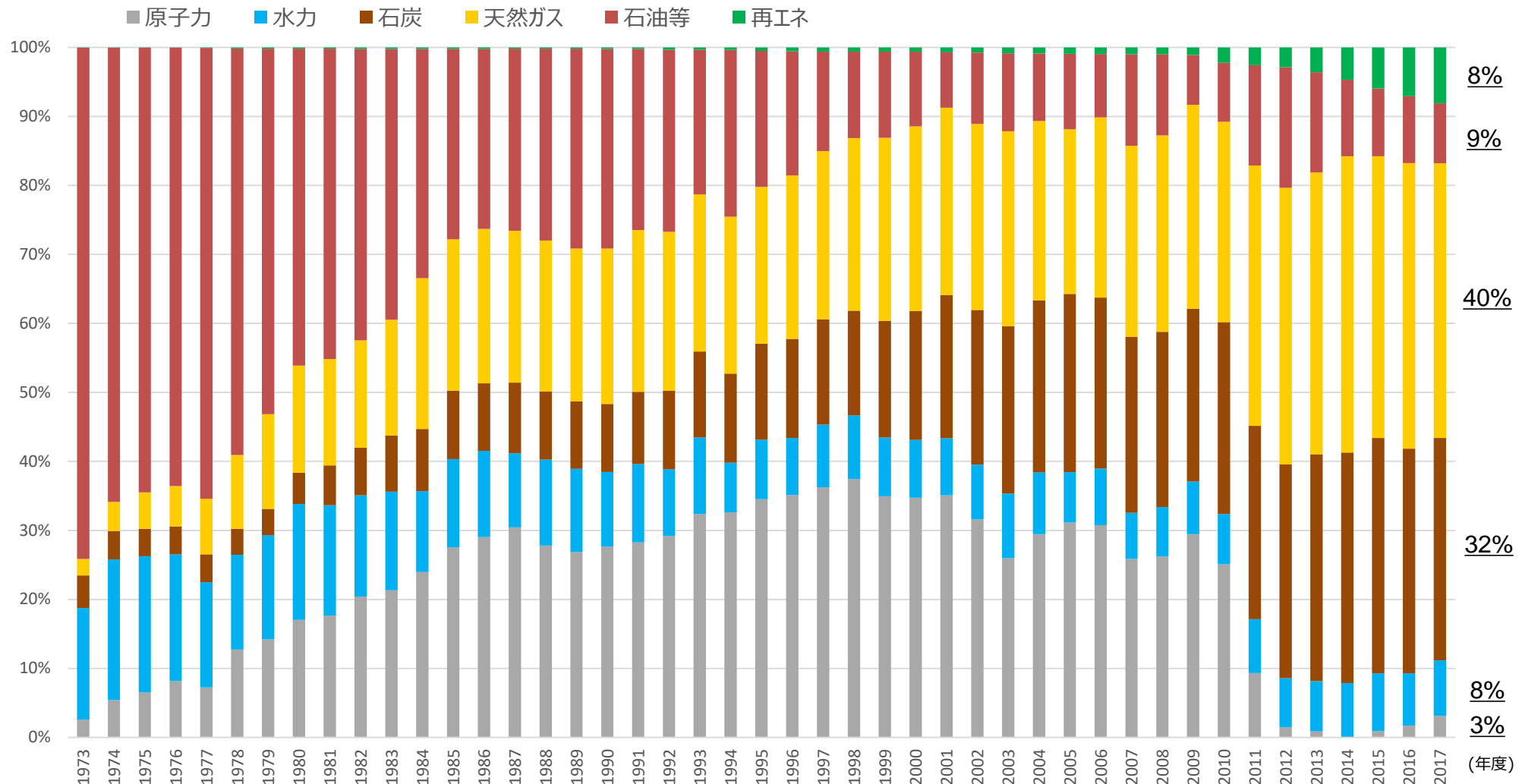
- 我が国はエネルギー源のほとんどを海外からの輸入に依存。
- オイルショック等を踏まえ、省エネ対策強化や再エネ・原子力発電の拡大により化石燃料依存度の低減に努めてきたが、震災以降、原子力発電の順次停止により原子力の比率が低下し、原子力代替のための火力発電の増加等により天然ガス、石油の比率が増加。



一次エネルギー供給 震災前との比較	
エネルギー源	2010→2017
原子力	▲ 89%
天然ガス	+18%
石油	▲ 12%
石炭	+1%
再エネ (水力含む)	+31%

我が国の電源構成の推移（供給）

- 震災以降、原子力比率が低下。代替としての火力発電増加によりLNG、石油の比率が増加。
- 2017年度の電源構成は、LNG火力40%、石炭32%、石油等火力9%、水力8%、再エネ8%、原子力3%。

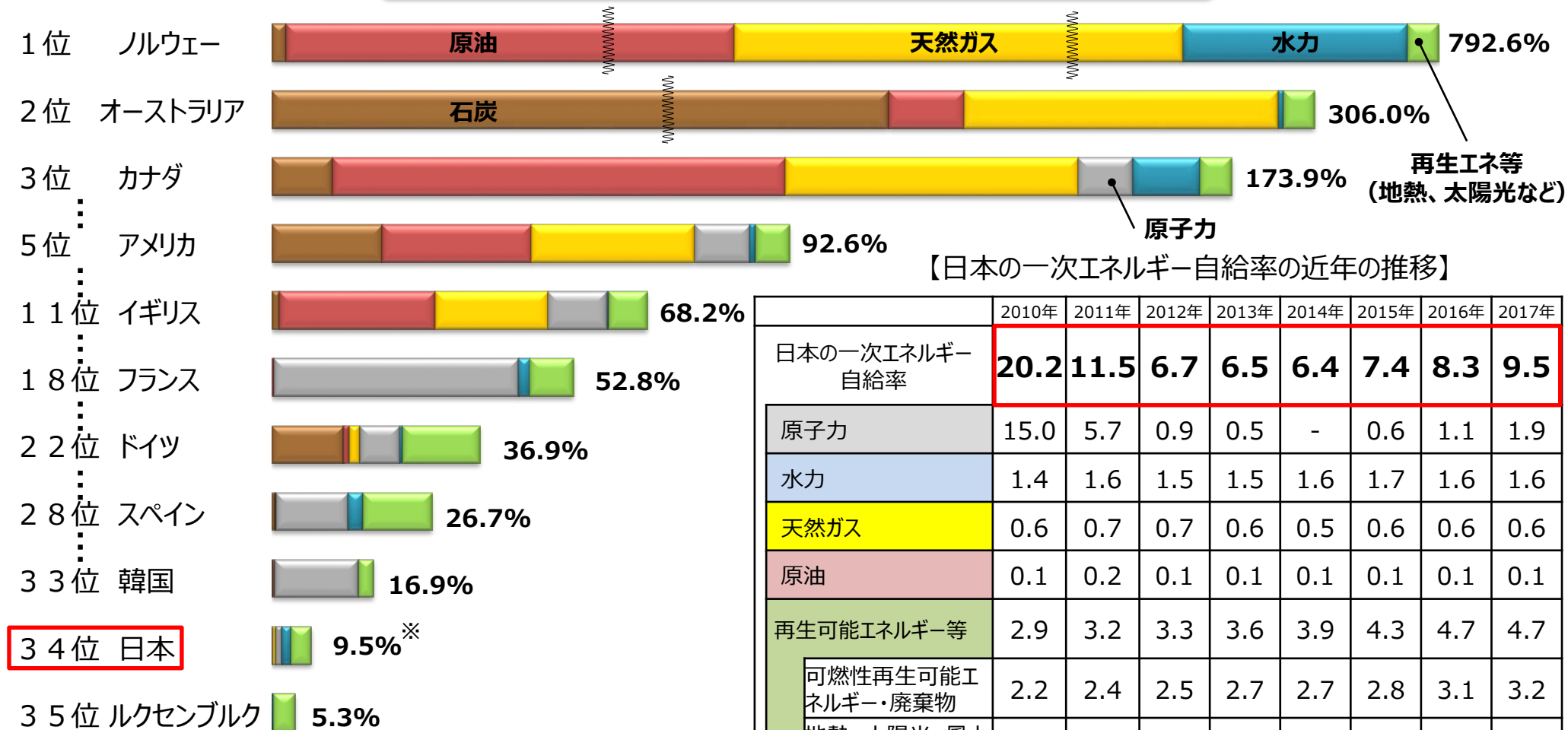


エネルギー安定供給：主要国の一次エネルギー自給率の推移

- 震災前（2010年：20.2%）に比べて大幅に低下。OECD 35か国中、2番目に低い水準に。

※ IEAは原子力を国産エネルギーとして一次エネルギー自給率に含めており、我が国でもエネルギー基本計画で「準国産エネルギー」と位置付けている。

OECD諸国の一次エネルギー自給率比較（2017年）



【出典】 IEA「World Energy Balances 2018」の2017年推計値

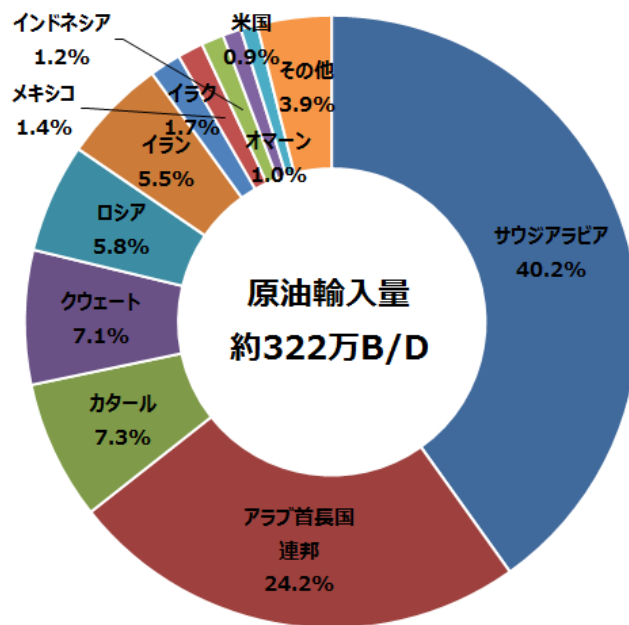
※日本のみ「総合エネルギー統計」の2017年速報値

※四捨五入の関係で合計が合わない場合がある。

日本の化石燃料の輸入先および中東依存度

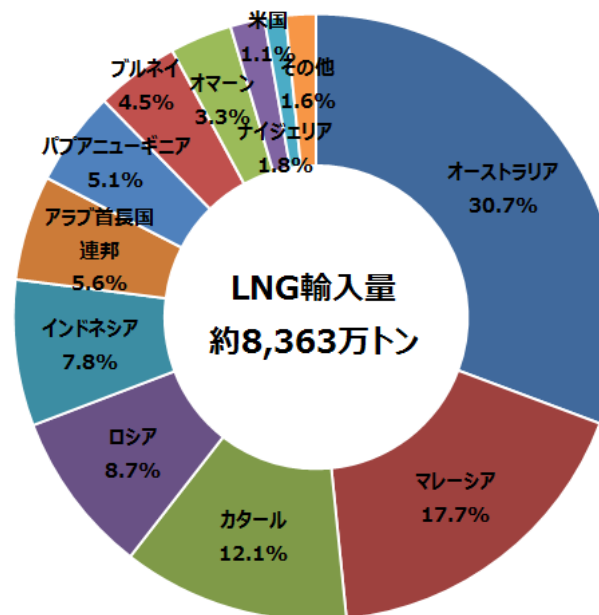
- 我が国は化石燃料のほぼ全量を海外から輸入。原油は中東依存度が約 9 割。
- 天然ガスは原油に比べ調達先の多角化が進んでおり、中東依存度は約 2 割。今後は豪州や北米からの調達の増加が見込まれるため、中東依存度はさらに低下することが予想される。
- 石炭は中東依存度は 0。豪州、インドネシア、ロシアなど、近距離かつ海洋のチョークポイントを通過せずに調達。

原油（2017年）



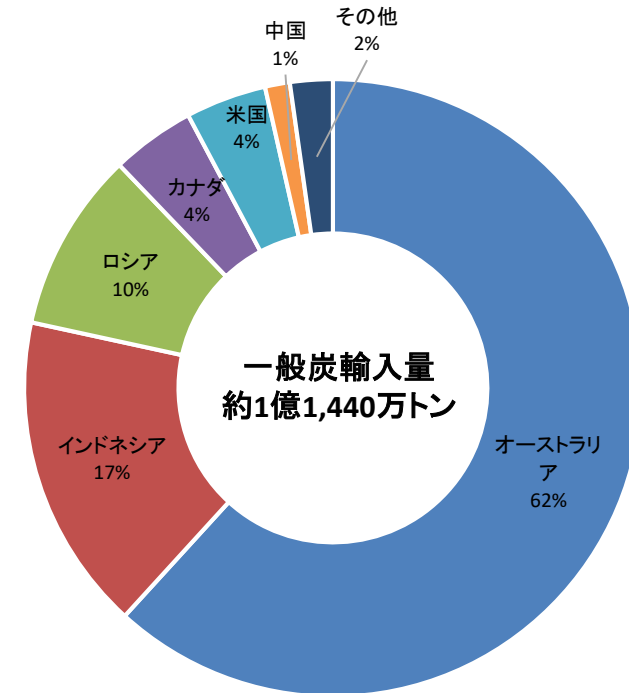
中東依存度 86.9%

天然ガス（2017年）



中東依存度 21.0%

石炭（2017年）



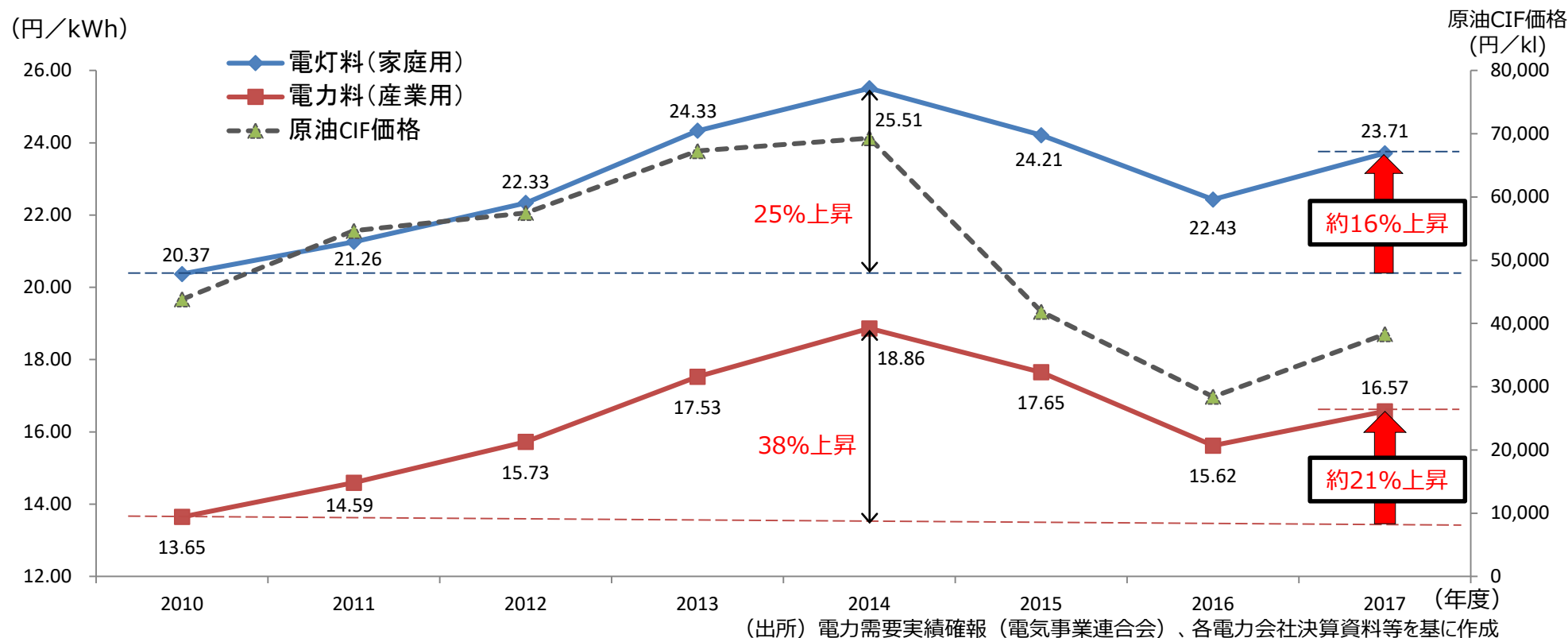
中東依存度 0%

我が国における国産・準国産エネルギー

エネルギー源	例	課題
水力	 <p>黒部川 第四発電所 （富山）</p>	開発地点の小規模化、奥地化
地熱	 <p>八丁原 発電所 （大分）</p>	地域住民の理解醸成、環境規制対応
バイオマス	 <p>日田ウッド パワー （大分）</p>	安定した燃料調達
風力	 <p>郡山布引高原 風力発電所 （福島）</p>	出力が不安定、導入ポテンシャルが偏在（北海道、東北）
太陽光	 <p>北九州 市民太陽光 発電所</p>	出力が不安定、発電コストが高い
原子力	 <p>高浜原子力 発電所 （福井）</p>	安全性に対する懸念、国民理解の醸成
天然ガス	 <p>岩船沖油 ガス田 （新潟）</p>	生産量が僅か（国内の天然ガス需要の3%程度）
石炭	 <p>釧路コール マイン （北海道）</p>	生産量が僅か（国内の石炭需要の0.5%程度）

経済効率：電力料金の推移

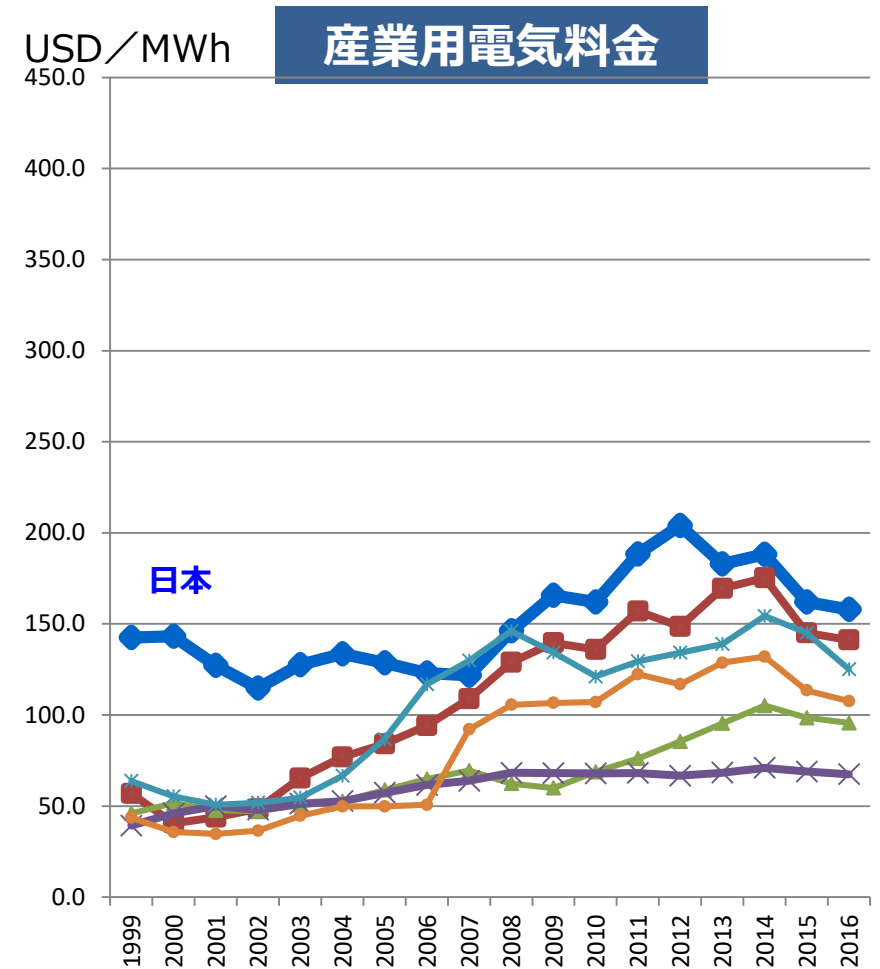
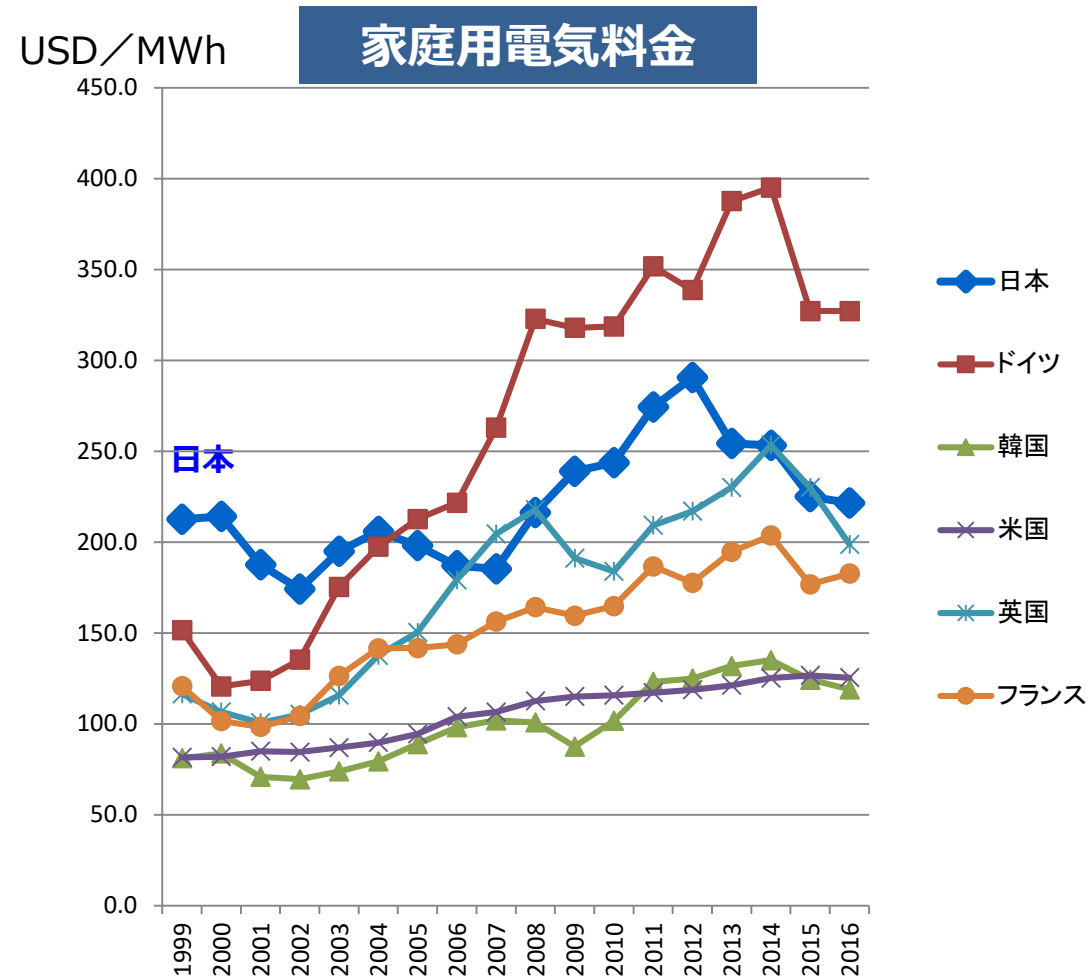
- 震災以降、値上げが相次ぎ、電気料金は大幅に上昇するも、2014年度以降は、原油価格の下落等により料金水準は低下。足下では原油価格が再び上昇。震災前と比べ、2017年度の平均単価は、家庭向けは約16%、産業向けは約21%高い水準に。



	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
再エネ賦課金	—	—	0.22	0.35	0.75	1.58	2.25	2.64
原油CIF価格	43,826	54,650	57,494	67,272	69,320	41,866	28,425	38,317
料金改定	—	—	東京↗	北海道↗東北↗ 関西↗四国↗ 九州↗	中部↗	北海道↗ 関西↗	—	関西↘

【参考】電気料金の国際比較

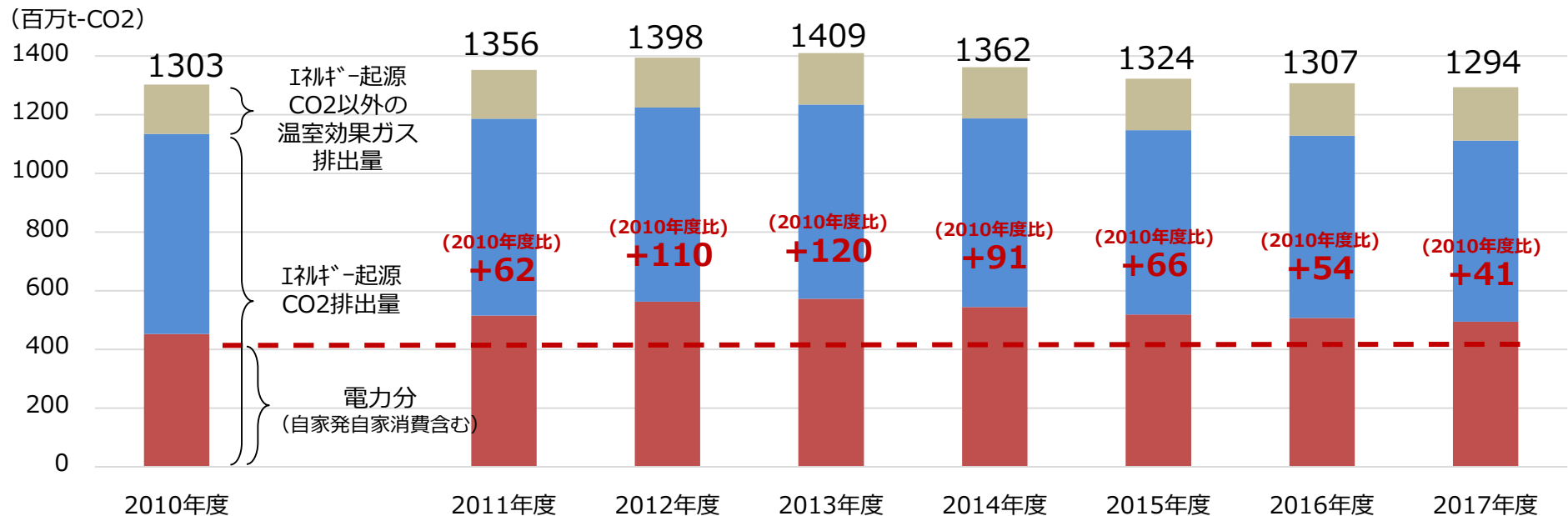
- 従来、日本の電気料金は、家庭用、産業用ともに各国に比較して高い状況。
- 諸外国の電気料金の上昇に伴い、差は縮小傾向にあるが、引き続き各国に比べて相対的に高い水準にある。



環境適合：我が国の温室効果ガス排出量の推移

- 震災以降、温室効果ガス排出量は増加。2013年度には過去最高の1,409百万トン（過去最高）。
- 2014年度から減少に転じているが、震災前に比べると、電力分は原発代替のための火力発電の焼き増しにより、2017年度は2010年度比で41百万トン増加。

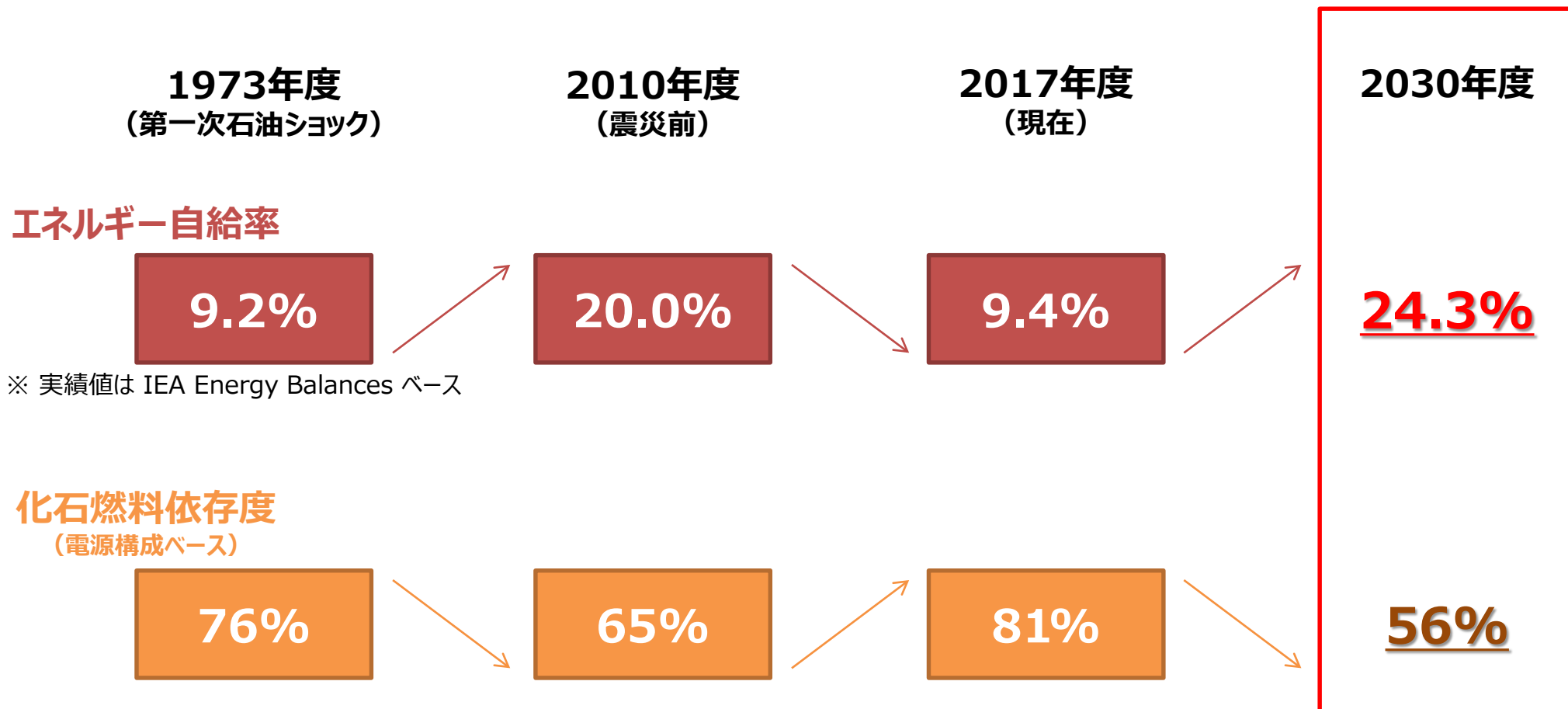
	2010年度	2011年度	2012年度	2013年度	2014年度	2015年度	2016年度	2017年度 (速報値)
温室効果ガス排出量 (百万t-CO ₂)	1305	1356	1398	1409	1362	1324	1307	1294
うち エネルギーCO ₂ 排出量 (百万t-CO ₂)	1135	1186	1225	1235	1187	1147	1128	1112
エネルギーのうち 電力由来排出量 (百万t-CO ₂)	453	515 2010年度比: +62	563 2010年度比: +110	573 2010年度比: +120	544 2010年度比: +91	519 2010年度比: +66	507 2010年度比: +54	494 2010年度比: +41



【出典】総合エネルギー統計、日本の温室効果ガス排出量の算定結果(環境省)

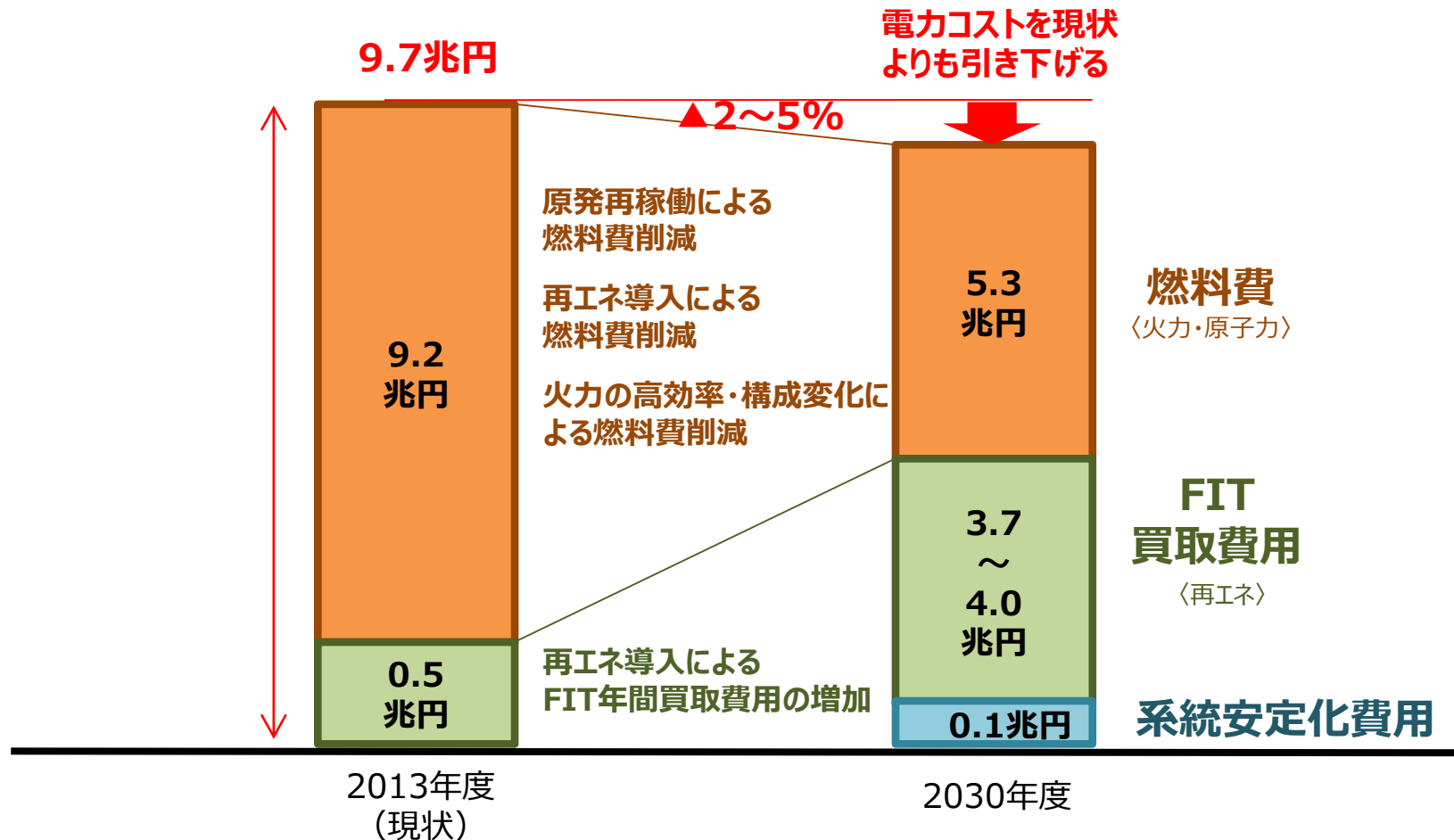
安定供給：エネルギー自給率・化石燃料依存度

- エネルギー自給率は、2017年度9.4%程度※から、**2030年度24.3%程度まで改善**。
※ IEA Energy Balances による2017年推計値
- また、化石燃料依存度（電源構成ベース）についても、2017年度81%程度※から、**2030年度56%程度まで低減させる**。
※ 総合エネルギー統計の2017年度速報値



経済効率性：電力コスト

- 再エネの拡大、原発の再稼働、火力の高効率化等に伴い、2030年度の燃料費は5.3兆円まで減少。
- 他方、再エネの拡大に伴いFIT買取費用が3.7～4.0兆円、系統安定化費用が0.1兆円増加。
- これにより、**電力コストは、現状（2013年度9.7兆円）に比べ2～5%程度低減**される。



〔実際の電気料金の総原価には減価償却費（資本費）や人件費、事業報酬等も含まれているが、電源構成（発電電力量の構成）から一義的に決まらないため、将来まで一定水準であると仮定して比較する。〕

環境適合：温室効果ガス排出量削減への貢献（約束草案）

- 我が国の温室効果ガス排出量9割を占める、エネルギー起源CO2排出量の削減目標は、**2030年度に2013年度比▲21.9%。**
- 我が国の温室効果ガス削減に向けた約束草案は、上記に、メタン等のその他温室効果ガス、吸収源対策を加え、**2030年に2013年比▲26.0%（2005年度比▲25.4%）**の水準。

【主要国の約束草案】

	2013年比	1990年比	2005年比
日本	<u>▲26.0%</u> (2030年)	▲18.0% (2030年)	▲25.4% (2030年)
米国	▲18～21% (2025年)	▲14～16% (2025年)	<u>▲26～28%</u> (2025年)
EU	▲24% (2030年)	<u>▲40%</u> (2030年)	▲35% (2030年)

※ 日本は2013年度比、米国は2005年比、EUは1990年比の数字を削減目標として提出。

日本の約束草案（平成27年7月17日 地球温暖化対策推進本部決定、国連提出）

(単位：百万t-CO2)

		2030年度の 温室効果ガス削減目標 (2013年度比)	2030年度の 温室効果ガス削減量 (2013年度比)	温室効果ガス排出量	
				2030年度	2013年度
温室効果ガス削減量		▲26.0%	▲366	1,042	1,408
	エネルギー起源CO2	▲25.0%	▲308	927	1,235
	その他温室効果ガス（※1）	▲11.9%	▲20.6	152.4	173.0
	吸収源対策（※2）	－	▲37	－	－

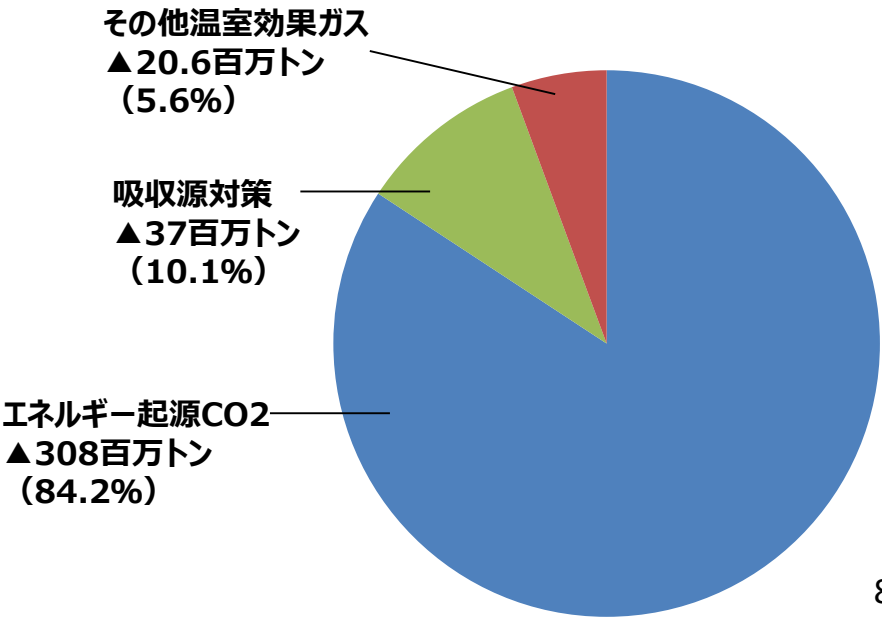
※1 非エネルギー起源CO2、メタン、一酸化二窒素、代替フロン等4ガス

※2 2030年度に約3,700万t-CO2（2013年度総排出量の▲2.6%相当）の吸収量確保を目標とする。

<エネルギー起源CO2（部門別内訳）>

		2030年度の各部門の 排出量の目安 (2013年度比)	2013年度
エネルギー起源CO2		927 (▲25.0%)	1,235
	産業部門	401 (▲6.6%)	429
	業務その他部門	168 (▲39.7%)	279
	家庭部門	122 (▲39.4%)	201
	運輸部門	163 (▲27.4%)	225
	エネルギー転換部門	73 (▲27.5%)	101

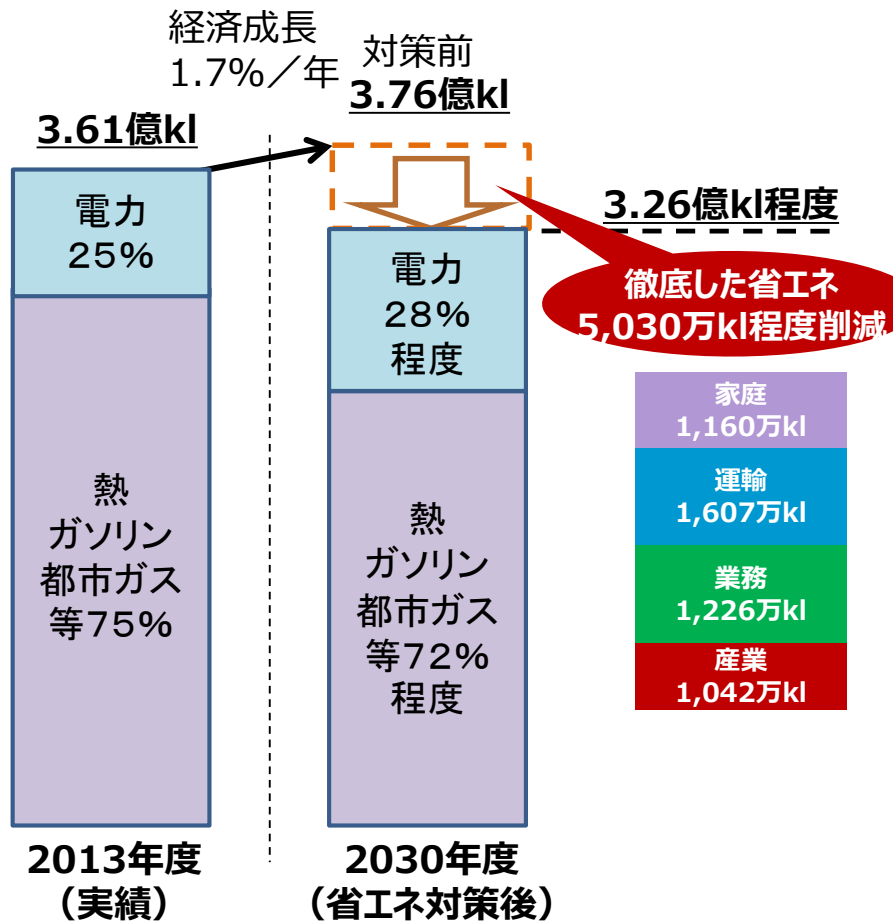
<2030年度の温室効果ガス削減量 366百万トンの内訳>



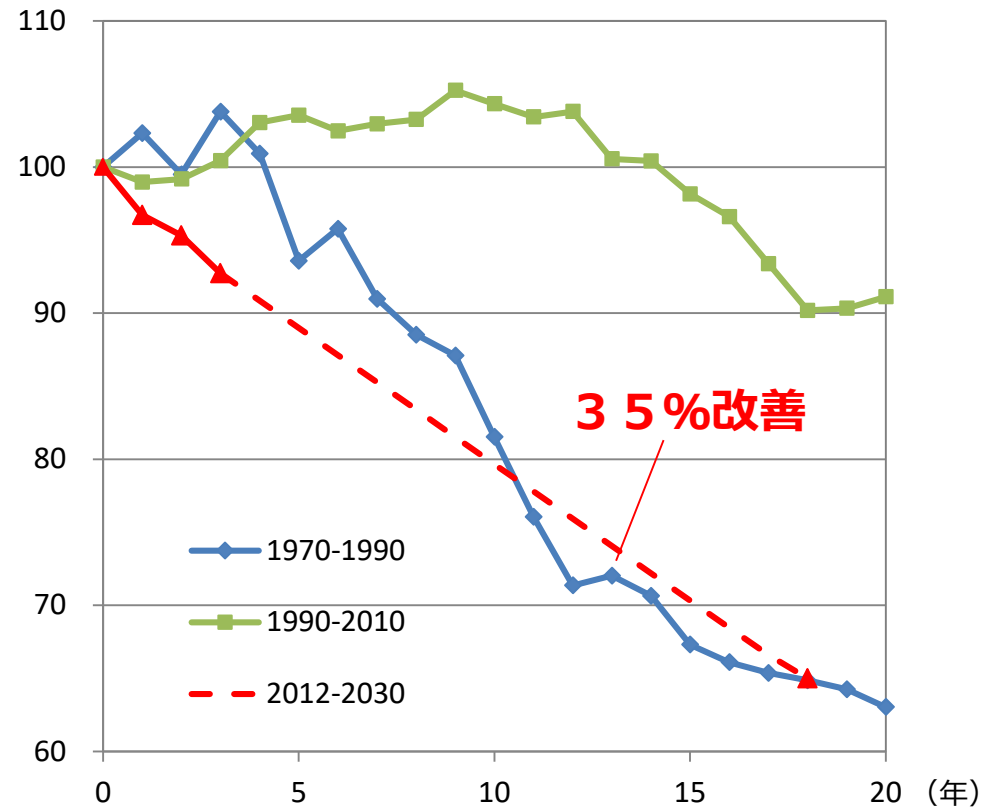
エネルギーミックスにおける省エネ対策

- 2030年度に最終エネルギー需要を対策前比で**原油換算5,030万kl程度削減**（▲13%）。
- **オイルショック後並みのエネルギー消費効率**（最終エネルギー消費量/実質GDP）の**改善**（35%）が必要。

エネルギーミックスにおける最終エネルギー需要

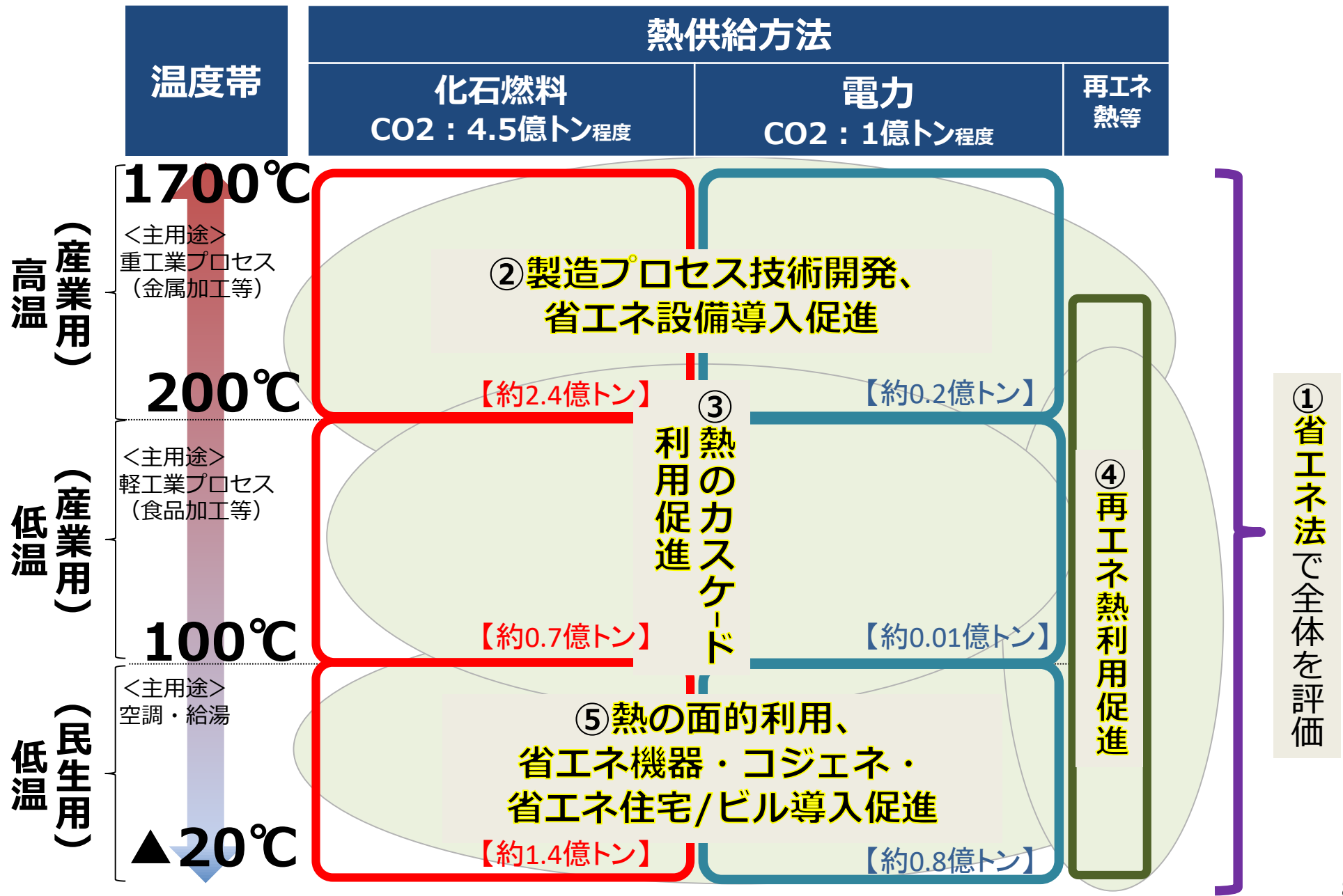


エネルギー消費効率の改善



※ 1970年、1990年、2012年のエネルギー消費効率を100とする

低炭素な熱供給



※CO2排出量は、約4千社へのアンケート結果や総合エネルギー統計等に基づく推計。

水素政策の対応の方向性

水素基本戦略

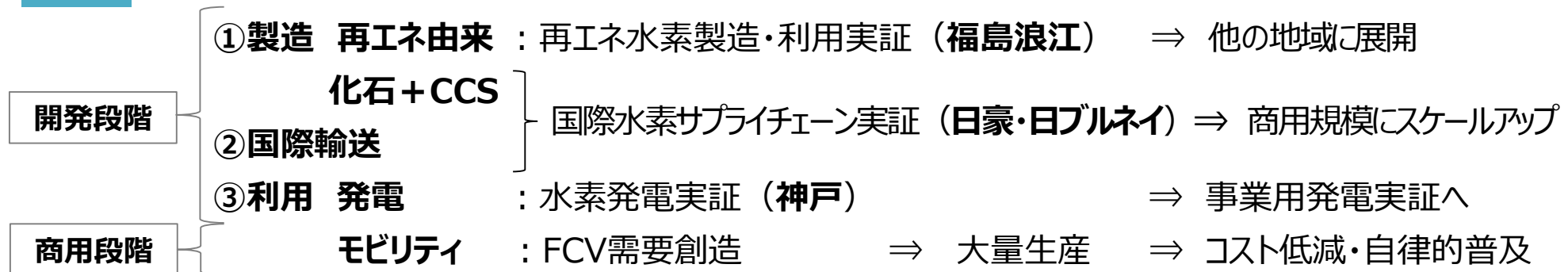
(平成29年12月26日「再生可能エネルギー・水素等関係閣僚会議」決定)

- 2050年を視野に入れたビジョン＋2030年までの行動計画
- 水素を再エネと並ぶ新たなエネルギーの選択肢として提示
 - ⇒ 世界最先端に行く日本の水素技術で世界のカーボンフリー化を牽引
- 目標：ガソリンやLNGと同程度のコストの実現 (現在: 100円/Nm³ ⇒ '30年: 30円/Nm³ ⇒ 将来: 20円/Nm³)

- ✓ エネルギー基本計画において水素の位置づけを明確化
- ✓ エネルギー基本計画／水素基本戦略等の内容を踏まえ水素・燃料電池戦略ロードマップを改訂

今後の方向性

国内 サプライチェーン各層での目標設定、定期的な進捗確認

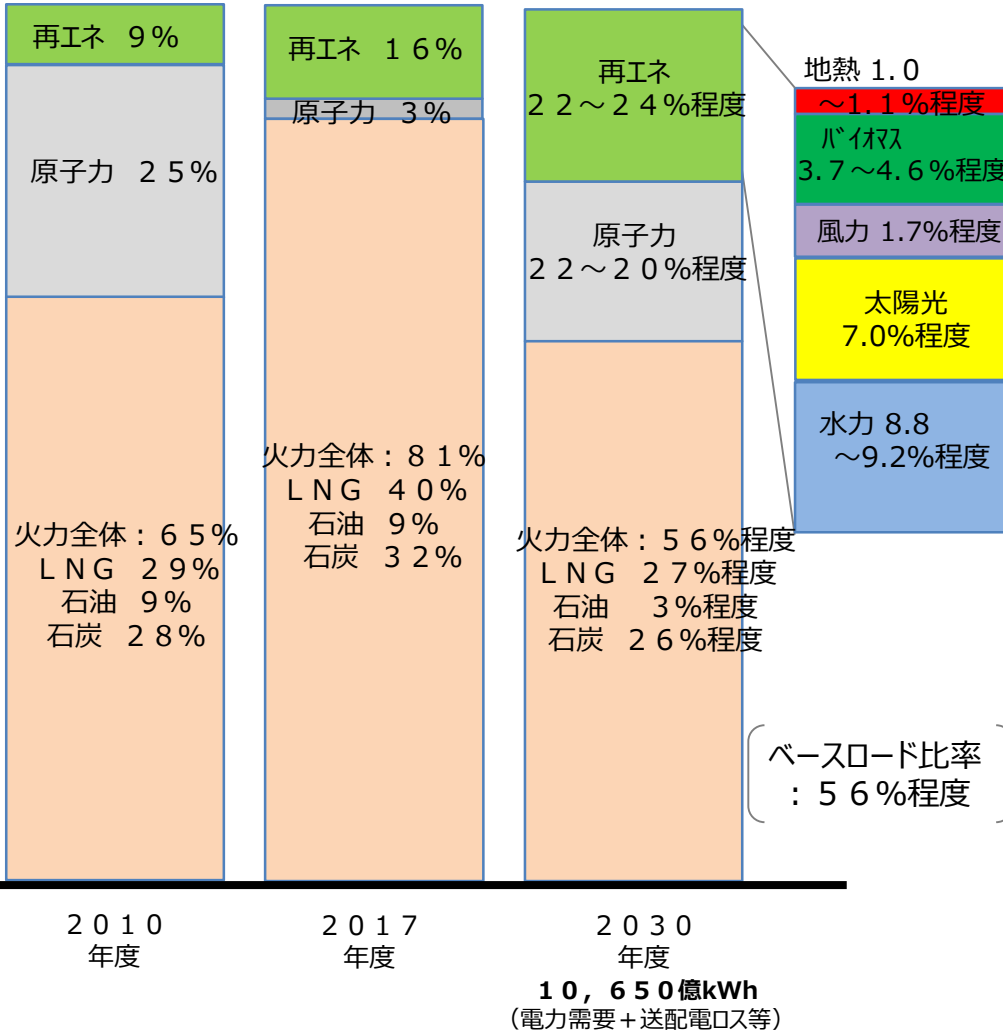


国際 グローバルな水素アライアンスの形成に向けた検討

先進国・資源国・アジア主要国ごとの戦略の展開

エネルギーミックス実現への道のり

＜電源構成＞



(kW)	導入水準 (18年3月)	FIT前導入量 +FIT認定量 (18年3月)	ミックス (2030年度)	ミックスに 対する 導入進捗率
太陽光	4,450万	7,580万	6,400万	約70%
風力	350万	910万	1,000万	約35%
地熱	54万	60万	140～155万	約37%
中小水力	970万	990万	1,090～1,170万	約86%
バイオ	360万	1,070万	602～728万	約54%







※バイオマスはバイオマス比率考慮後出力。

※改正FIT法による失効分を反映済。経過措置による2017年4月以降の失効分（10kW未満太陽光）は、現在集計中であり、反映されていない。

※地熱・中小水力・バイオマスの「ミックスに対する進捗率」はミックスで示された値の中間値に対する導入量の進捗。

再エネの課題

太陽光が先行

	2010年度		2016年度		2030年度
太陽光	0%	 +5%	5%		7%
風力	0%	 +1%	1%		2%
バイオマス	1%	 +1%	2%		4~5%
地熱	0%		0%		1%
水力	7%		7%		9%

主力電源への道 ～高コスト是正と産業強化～

<高コスト是正>

日本・ドイツの再エネ価格比較 (2012年⇒2016年) [円/kWh]

	太陽光	風力
日本	40円 ⇒ 24円	22円 ⇒ 21円
ドイツ	22円 ⇒ 9円	11円 ⇒ 9円

<産業強化>

世界/日本のトップ企業規模比較 (2016年)

太陽光メーカー規模	風力メーカー規模	再エネ発電事業規模
トリナソーラー(中国) /国内A社	ヴェスタス(デンマーク) /国内B社	イベルドローラ(スペイン) /国内B社
5倍	80倍	5倍

F I Tと併せて大量導入に必要な対策

<調整力の確保>

太陽光・風力は変動吸収が不可避



- ①火力稼働率の低迷→調整力不足が課題に
- ②蓄電池や水素貯蔵等の調整手段の革新への挑戦

<送電網の確保>

再エネ電源の分布は従来の大規模電源と異なる

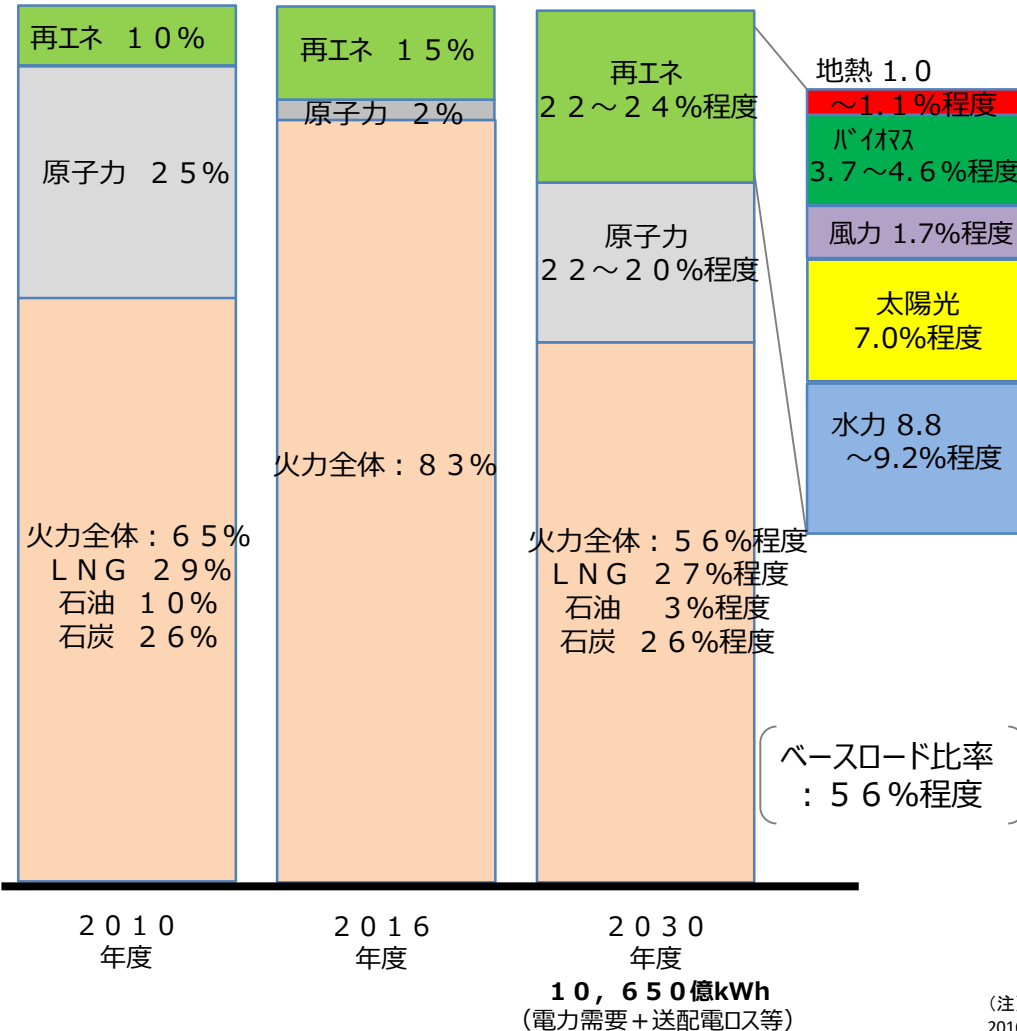


- ①送電網の運用改善と充実
- ②蓄電池を組み合わせた分散型システムの推進

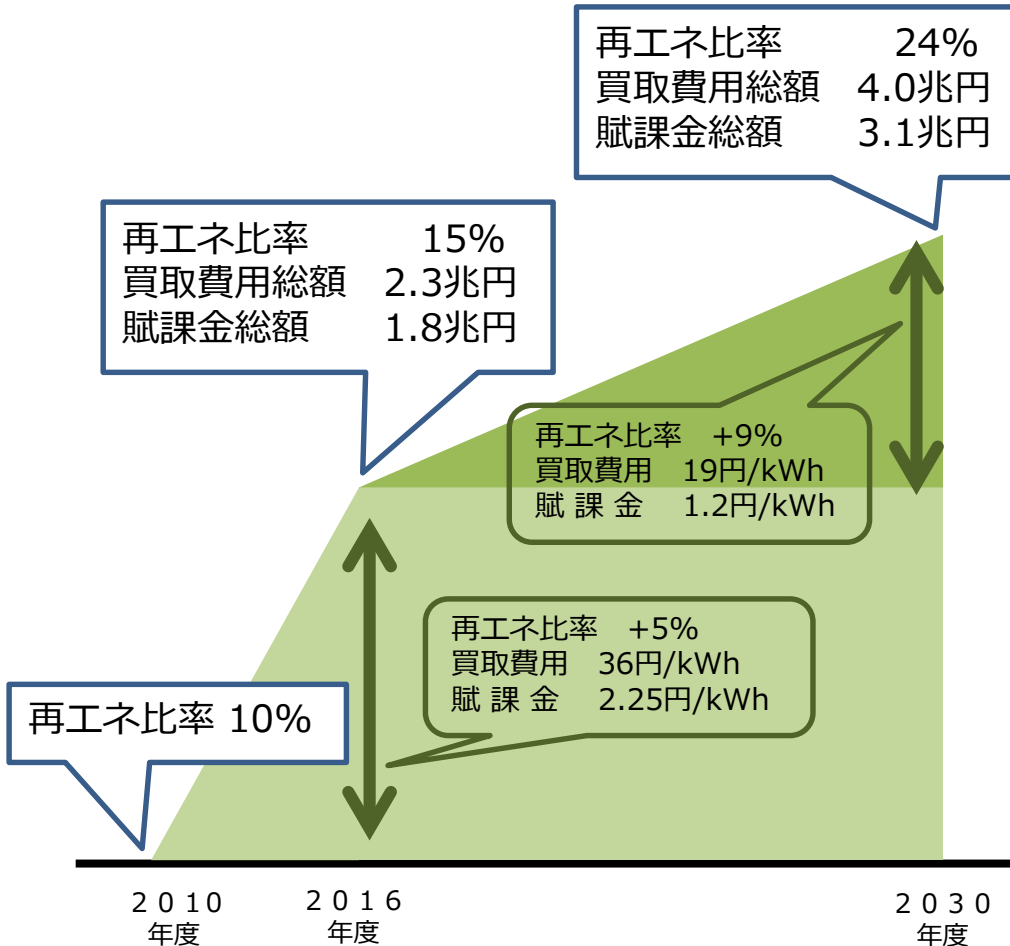
エネルギーミックスとFIT買取費用

- エネルギーミックス（再エネ比率22－24%）を目指し、最大限の導入と国民負担の両立を図ることが必要。

＜電源構成＞



＜FIT買取費用＞



（注）2016年度の買取費用総額・賦課金総額は試算ベース。2030年度賦課金総額は、買取費用総額と賦課金総額の割合が2030年度と2016年度が同一と仮定して算出。kWh当たりの買取金額・賦課金は、（1）2016年度については、買取費用と賦課金については実績ベースで算出し、（2）2030年度までの増加分については、追加で発電した再エネが全てFIT対象と仮定して機械的に、①買取費用は総買取費用を総再エネ電力量で除したものとし、②賦課金は賦課金総額を全電力量で除して算出。

今後の原子力利用に向けた課題

第5次エネルギー基本計画・エネルギーミックスの方針

原発依存度は可能な限り低減

安全最優先の再稼働

2030年度 20-22%

再稼働のメリット

電気料金の引き下げ

エネルギー安全保障への貢献

CO2の削減

再稼働の現状（震災前57基⇒38基）

再稼働:9基

設置変更許可済:6基

適合性審査中:12基

適合性審査未申請:10基

今後の課題＝社会的信頼の獲得

福島復興・事故収束の加速

更なる安全性の向上

防災・事故後対応の強化

核燃料サイクル・バックエンド対策

状況変化に即した立地地域への対応

広報・国民理解活動の強化

安全を担う技術・人材・産業の維持・発展

2030年ミックスの達成

温暖化対策・パリ協定

世界の原子力利用

イノベーション・開発

廃炉

2050年に向けたエネルギー選択

エネルギー基本計画における核燃料サイクルの位置付け

核燃料サイクル全体の方針

我が国は、資源の有効利用、高レベル放射性廃棄物の減容化・有害度低減等の観点から、使用済燃料を再処理し、回収されるプルトニウム等を有効利用する**核燃料サイクルの推進を基本の方針**としている。

軽水炉サイクル

安全確保を大前提に、**プルサーマルの推進、六ヶ所再処理工場の竣工**、MOX燃料加工工場の建設、むつ中間貯蔵施設の竣工等を進める。

利用目的のないプルトニウムは持たないとの原則を引き続き堅持し、プルトニウム保有量の削減に取り組む。

プルトニウムの回収と利用のバランスを十分に考慮しつつ、**プルサーマルの一層の推進**や、…（略）…再処理等拠出金法の枠組みに基づく国の関与等により**プルトニウムの適切な管理と利用**を行う。

高速炉サイクル

「高速炉開発の方針」（2016年12月原子力関係閣僚会議決定）に基づき策定される**ロードマップの下、米国や仏国等と国際協力を進めつつ、高速炉等の研究開発に取り組む。**

もんじゅ

もんじゅについては、…（略）…安全の確保を最優先に、**着実かつ計画的な廃止措置に責任を持って取り組む。**

もんじゅにおいてこれまで培われてきた**人材や様々な知見・技術**に加え、**廃止措置中に得られる知見・技術**については、**将来の高速炉研究開発において最大限有効に活用**する。

資源・燃料を巡るグローバル・ゲーム

量

担い手

コスト

	米国	中国	EU	日本
化石燃料自給率※1 【2015年】	84% →2020年代100%超	82%	26%	0.7%
原油中東依存度※1 【2015年】	19%	51%	18%	82%
見込みがある 将来の域内資源 (除く再エネ・原子力)	アラスカ、カナダの石油・ガス	シェールガス (埋蔵世界最大)	北極海、シェールガス	(メタハイ:研究段階)
資源開発企業上位 3社及び売上額※2 【2016年】	①ExxonMobile ②Chevron ③Conoco Philipps (3,525億ドル)	①CNPC ②SINOPEC ③CNOOC (7,362億ドル)	①Royal Dutch Shell ②BP ③Total (5,663億ドル)	①INPEX ②三井物産 ③三菱商事 (1,048億ドル※3)
燃料価格【天然ガス】 (MMBTU当たり、過去2 年の動向)	2～4ドル ≒石炭価格	6～10ドル	5～8ドル	6～10ドル
エネルギーセキュ リティの政策手段	規制緩和による 市場活性化	調達インフラ整備 強力な国営企業	域内市場の統合 調達分散(LNG)	化石燃料課税を基に した予算措置でエネ ルギーセキュリティ強化

※1 IEA・Energy balances, Oil Information, BP統計から資源エネルギー庁作成

※2 各社年報に基づき作成。1ドル≒6.9円

※3 三井物産(株)、三菱商事(株)は各社の連結収益。なお、売上総利益に占めるエネルギーセグメントの割合は、各9%、3%

横断的課題・将来の脱炭素社会を見据えた対応の方向性

エネルギーシステム改革

■ 2016年電力・2017年ガス全面自由化 ⇒ 自由化の下での競争促進と公益的課題（温暖化・エネ安保等）への対応・両立

● 競争促進

・卸市場活性化+ベースロード電源市場（新電力の電源アクセス向上）

・電力・ガス取引監視等委員会による取引市場監視の徹底

● 再エネ導入促進、エネ安保等の課題対応・両立のための新市場創設

① 供給力確保→容量市場

② 調整力確保→需給調整市場

③ ゼロエミ比率確保→非化石価値市場

将来のさらなる対応の方向

■ 将来に向けた、これまでの取組の深化と新たな対応が必要。

① 将来に向けたゼロエミ電源・インフラ投資の実現

- － 将来の脱炭素社会の実現に向け、ゼロエミ電源・インフラ投資が促進される事業環境整備
- － 不確実性が高まる中での事業の予見性向上

② 再エネ大量導入時代の次世代ネットワークシステム構築

- － 電力システムの全国大での最適運用（広域調達、メリットオーダー）
- － コネクト&マネージ（既存ネットワークの最大活用）
- － 次世代ネットワーク託送制度改革

③ 新技術（AI, IoT）を実装した分散型システム構築

- － AI/IoT等のデジタル技術によるシステムの高度化
- － 新技術を実装し、地域資源も活用した分散型の新たなシステムの構築、プレイヤー多様化

④ 火力・燃料の低炭素化シフト

- － 規制的枠組み導入・運用（省エネ法×高度化法）
- － クリーンなガス利用へのシフト（コジェネ・燃料電池のさらなる効率化、運輸燃料転換、地域システムへの導入等）
- － さらなる脱炭素化（次世代クリーン火力技術開発、CCU・S、水素、P2G等）

⑤ グローバル市場を見据えた国際競争力のある事業体制整備

- － グローバル展開を後押しするような国内事業体制整備（政策・産業・金融）と国内制度改革（適切なインセンティブ設計）の検討
- － ゼロエミ産業の国際展開

⑥ 持続可能なシステムを支える人材・技術・産業基盤強化

- － 不確実性が高まる下であらゆる選択肢を追求できる人材・技術・産業基盤の維持・強化
- － 競争原理導入・オープンイノベーション・戦略的資源投入などによる技術開発戦略の再構築

各制度の導入時期について

★：導入目標
☆：導入目安

各制度等

2017年度

2018年度

2019年度

2020年度

2021年度～

ベースロード
電源市場

取引開始

受渡開始

間接オークションの導入
(同時に経過措置を付与)

同時期

ベースロード電源
市場が先行

連系線利用
ルール

間接送電権の導入

容量市場

取引開始

容量契約発効

需給調整市場

取引開始

取引開始
(FIT電源のみ)

取引開始
(全非化石電源)

非化石価値
取引市場

- エネルギーシステム改革は、低廉かつ安定したエネルギー供給を実現することにより、アベノミクスによる経済成長を下支えするもの。
- これまでの地域独占・市場縦割による地域間・業種間の壁を打ち破り、地域や業態を超えた競争を促進することを通じ、市場の垣根を越えた総合エネルギー企業の発展を促す。

改革の基本方針

地域独占・市場縦割⇒広域的競争・市場の垣根撤廃・業態融合

- ① 安定供給の確保 ← 地域を超えた広域的な電気・ガス等のやり取り
- ② 電気料金の最大限抑制 ← 多様な事業者間の競争、他業種・地域からの参入・連携
- ③ 需要家の選択肢や事業者の事業機会の拡大



- エネルギー産業の産業競争力を強化
- 国際展開を通じて海外市場の開拓・獲得を実現

エネルギーシステム改革のスケジュール

2015年
(平成27年)
4月1日

2016年
(平成28年)
4月1日

2017年
(平成29年)
4月1日

2020年
(平成32年)
4月1日

2022年
(平成34年)
4月1日

【電力】

第1段階
(広域的運営
推進機関設立)

第2段階
(電気の小売
全面自由化)

第3段階
(送配電部門
の法的分離)

料金の経過措置期間

2020年4月以降、
事業者ごとに競争状態を見極め
規制料金を撤廃

【都市ガス】

ガスの小売
全面自由化

導管部門
の法的分離
(大手3社)

2017年4月以降、
事業者ごとに競争状態を見極め
規制料金を撤廃

【市場監視委員会】

電力取引監視等
委員会の設立

ガスについても
業務開始
※電力・ガス取引監
視等委員会に改称

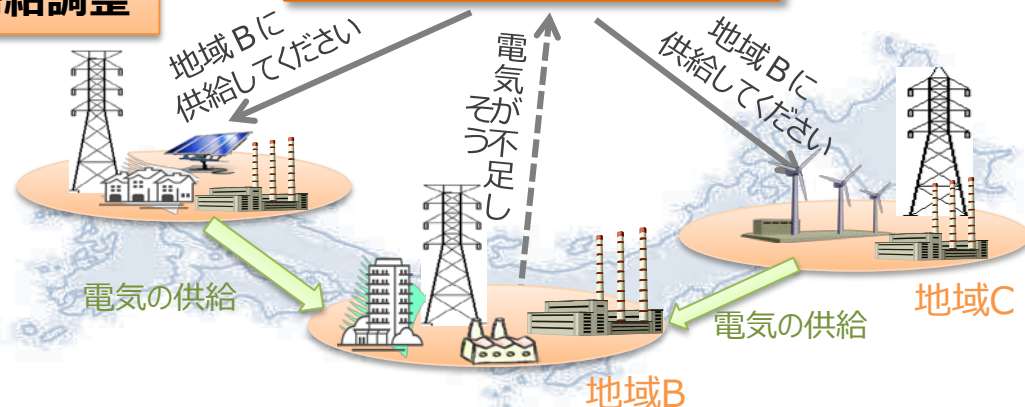
(参考) 広域的運営推進機関の創設 (2015年4月)

- 2015年4月、**送配電網の広域運用の司令塔**として、広域的運営推進機関を創設。
- 広域的運営推進機関は、需給ひっ迫時における地域間の需給調整や地域間 連系線等の増強の推進を通じ、**全国大での系統運用**を進める。

需給逼迫時における需給調整

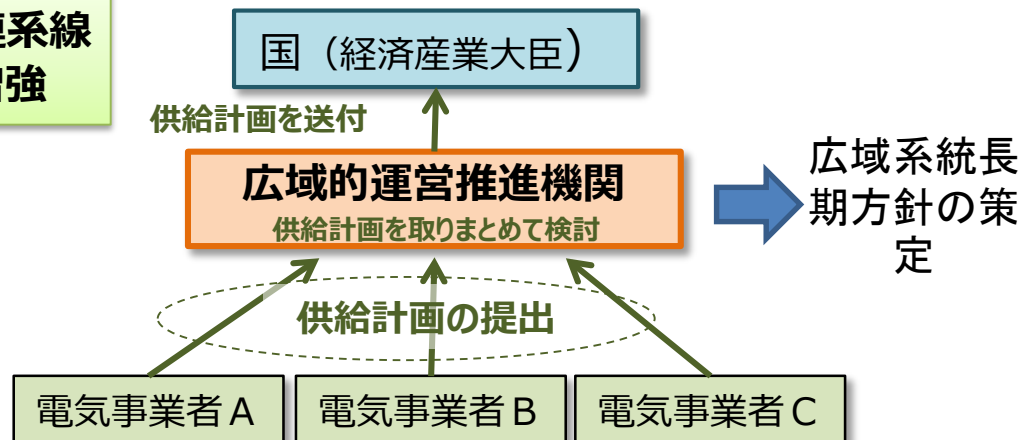
広域的運営推進機関

理事長: 金本良嗣 政策研究大学院大学特別教授



- ◆ 需給ひっ迫時に電気事業者に対して電源の焚き増しや電力融通を指示し、需給調整を行う。

地域間連系線等の増強



- ◆ 各電気事業者の電力供給の計画を取りまとめると共に、地域間連系線の増強等に関する長期方針を策定する。

(参考) 電力・ガス取引監視等委員会による厳正な市場監視等

- 電力・ガスの小売全面自由化に伴い、**市場の監視機能を強化**するために設置。
- 経済産業大臣直属の組織として、2015年9月、電力取引監視等委員会（当時）を設立。
（2016年4月に電力・ガス取引監視等委員会に改称）
- (1)**厳正な取引監視**や(2)**ルールの建議等**を行い、事業者間の健全な競争を促す。

厳正な取引監視

① 不適正な行為に対する厳正な監視

→不適正な行為に対し、事業者への勧告等を行う
（文書指導21件、業務改善勧告3件）

- ・ 消費者被害、新規参入者の阻害、取引所におけるインサイダー取引や相場操縦
- ・ 送配電部門による中立性を欠く行為 等

② 競争促進・消費者保護のための審査

- ・ 小売登録審査（電気468社、ガス54社）
- ・ 監査の実施（電気12件、ガス65件）（2016年度）
- ・ 託送料金や小売料金の事後評価

ルールの建議等

① 競争促進や消費者保護のルール

→必要に応じ、経済産業大臣への建議等を行う

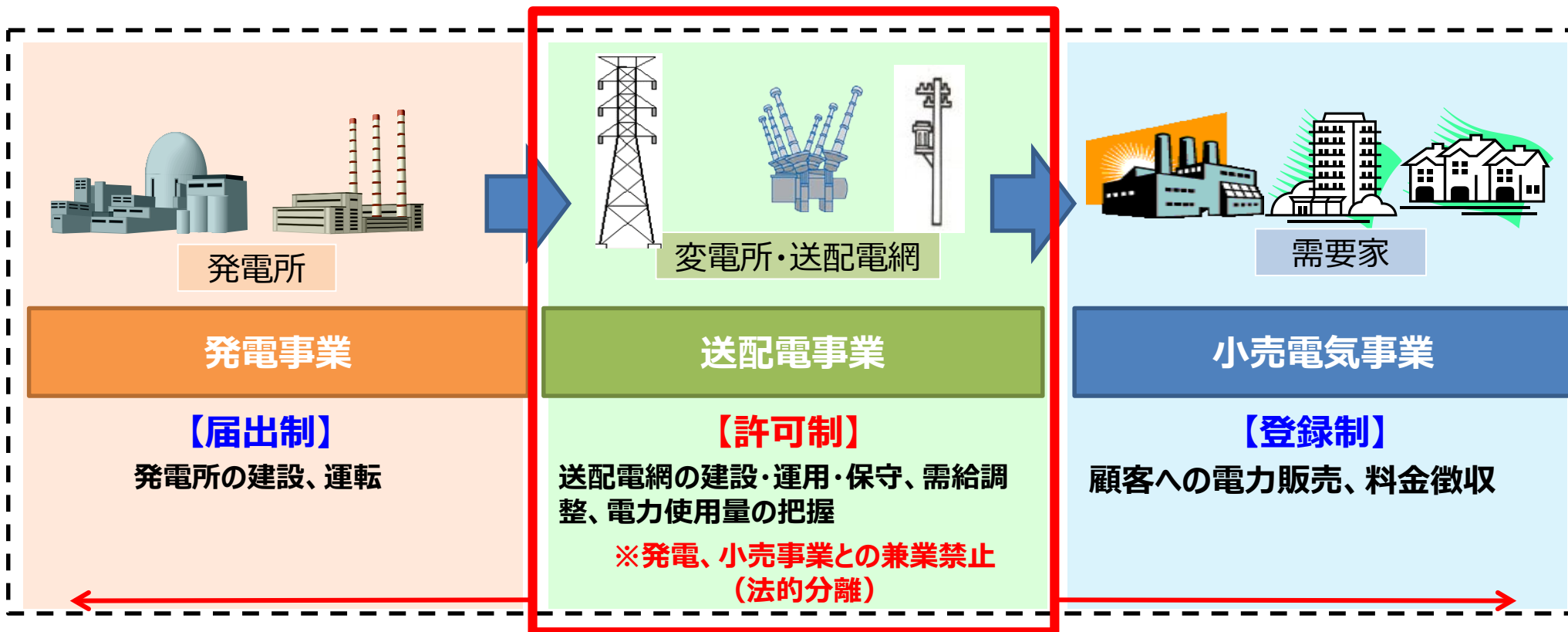
- ・ 各種ガイドラインの作成
- ・ 電力・ガス改革の詳細制度設計
- ・ 競争状況の評価や市場活性化策の検討 等

② 広報・消費者保護の取組等

- ・ 消費者や事業者向けの周知、相談の受付
- ・ 独立行政法人国民生活センター等との連携
- ・ 世界のエネルギー規制機関との連携強化
（2018年度は東京で国際会議を開催）

(参考) 電気事業類型の見直し (2016年4月)

- 2016年4月の小売全面自由化にあわせ、電気事業の類型を見直し。
- 発電は届出制、小売は登録制として**幅広く参入**を認める一方、公的インフラとして運営される**送配電は許可制**とし、地域独占を認め、料金規制を課す。
- 送配電は、2020年までに発電・小売から独立しなければならない（発送電分離）。



※2020年4月までに**発電・小売から独立**（**発送電分離**）

(参考) 電気の小売全面自由化 (2016年4月)

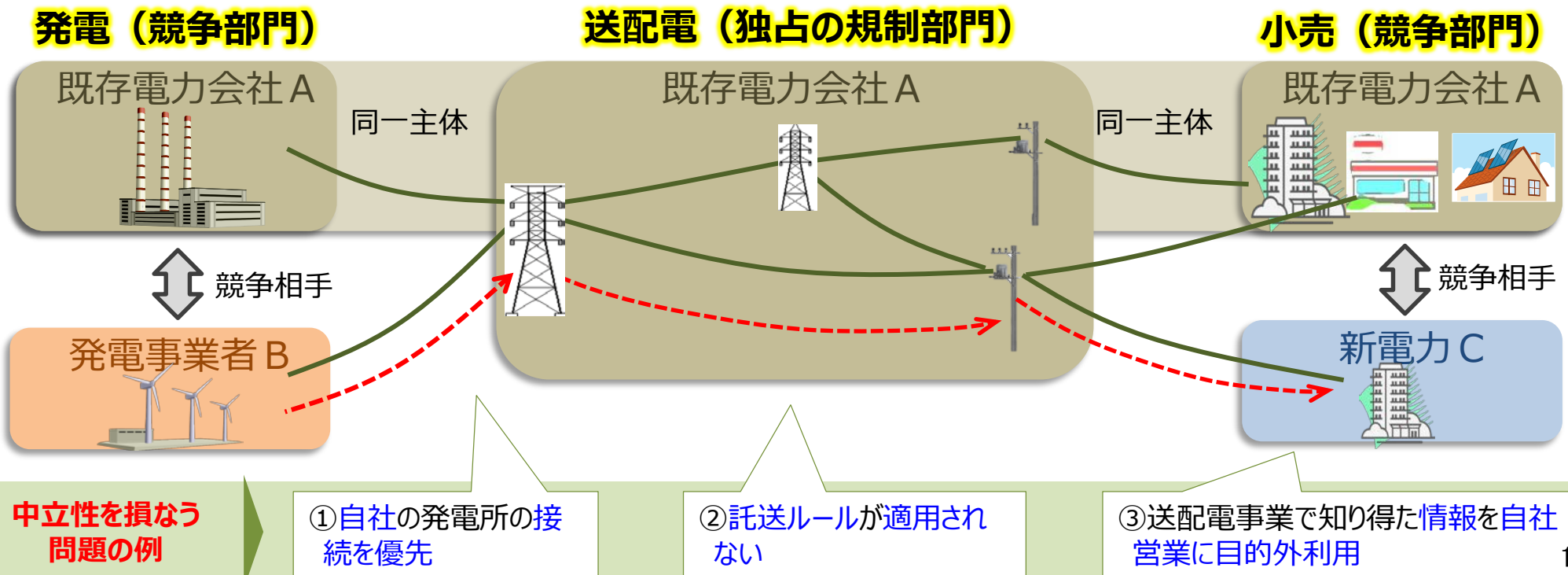
- 2000年以降、小売市場は段階的に自由化し、2016年4月に全面自由化。
- 新たに8兆円の市場が自由化し、合計18兆円の市場で競争が活発化。



(注) 需要家保護のため、経過措置として、少なくとも2020年まで料金規制を残す(需要家は規制料金も選択可能)。

送配電部門の中立化（2020年）

- 電力市場における活発な競争を実現する上では、送配電ネットワーク部門を中立化し、適正な対価（託送料金）を支払った上で、誰でも自由かつ公平・平等に送配電ネットワークを利用できるようにすることが必須。
- 現行の「会計分離」では、発電と送配電の間の社内でのやりとりが法人間の契約として明確にならず、外部からの検証が難しい、託送ルールが適用されない等の問題がある。
- このため、**2020年に発電電の「法的分離」を行い、送配電部門の中立性を高めていく。**



ガス事業類型の見直し（2017年4月）

- 2017年4月の小売全面自由化にあわせ、ガス事業の類型を見直し。
- 製造は届出制、小売は登録制として幅広く参入を認める一方、公的インフラとして運営される導管は許可制とし、地域独占を認め、料金規制を課す。
- 導管は、2022年までに製造・小売から独立しなければならない（導管部門の法的分離）。

- LNG基地を保有する事業者は、第三者による利用を理由なく拒否することを禁止。
- 利用条件を約款として届出・公表の義務づけ。
- 一般ガス導管事業は地域独占・料金規制を維持。
- 導管の相互接続に係る努力義務を課す。
- 全面自由化。
- 競争が不十分な地域には経過措置として規制料金を継続。

ガスシステム改革後の事業類型等

LNG基地事業（ガス製造事業）
【届出制】

一般ガス導管事業
【許可制】

特定ガス導管事業
【届出制】

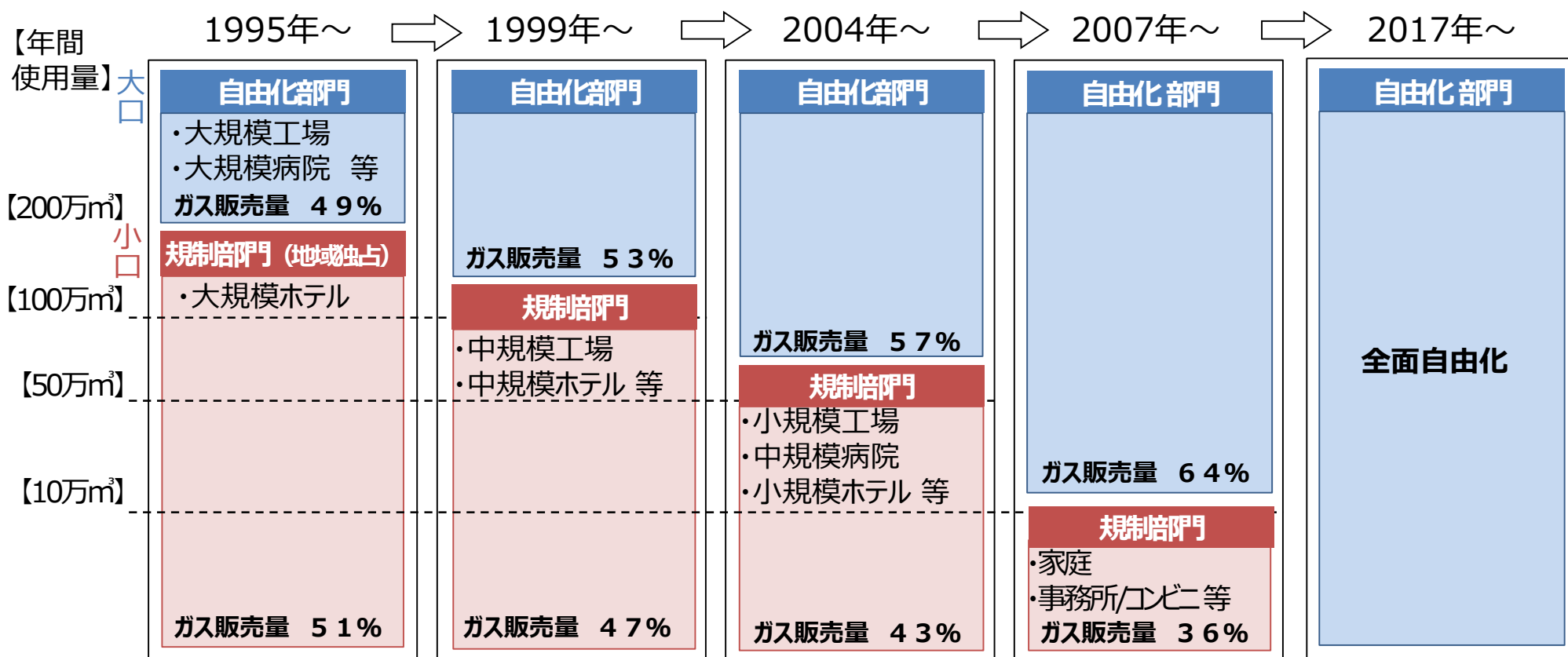
ガス小売事業
【登録制】

全需要家

電力・ガス取引監視等委員会
（ガスの取引の適切な監視等）

ガスの小売全面自由化（2017年4月）

- 都市ガスの供給については、これまで**都市ガス会社が独占的に供給**してきたが、1995年から**大口を対象とした部分自由化を開始**。
- **家庭などの小口**については、都市ガス会社による供給独占となっていたが、今回の小売全面自由化により、**都市ガス会社以外の者が全ての需要に対して供給することが可能**となった（2017年4月1日）。



(注1) 小売全面自由化後も、需要家保護の観点から、競争が進展していない地域においては、経過措置として小売料金規制を存続させる。

(注2) 年間使用量の多寡によって大口・小口に分かれる。各シェアは大手10社のガス販売量に占める大口供給販売量の割合(平成25年度実績)。

導管部門の法的分離（2022年）

- ガス導管事業の一層の中立性の確保を図るため、導管総距離の長い大手 3 社（東京・大阪・東邦）を対象に、2022年4月までに、ガス導管事業の「法的分離」を求める。（大手 3 社を除くガス事業者については、「会計分離」を維持。）
- 法的分離については、持株会社型か子会社型のどちらかを選べる。

持株会社型

持株会社

製造会社

導管会社

小売会社

競争

競争

規制

子会社型

製造会社

小売会社

競争

競争

導管会社

規制

パリ協定のポイント

COP21（2015年12月）においてパリ協定が採択され、2016年11月4日に発効。

●長期目標（2℃目標）

- 世界の平均気温上昇を**産業革命以前に比べて2℃より十分低く保つとともに、1.5℃に抑える努力**を追求。
- 出来る限り早期に世界の温室効果ガスの排出量をピークアウトし、今世紀後半に人為的な温室効果ガスの排出と吸収源による除去の均衡を達成。
 - ◆ 先進国、途上国を問わず、特定年次に向けての世界の削減数値目標は合意されなかった。

●プレッジ&レビュー

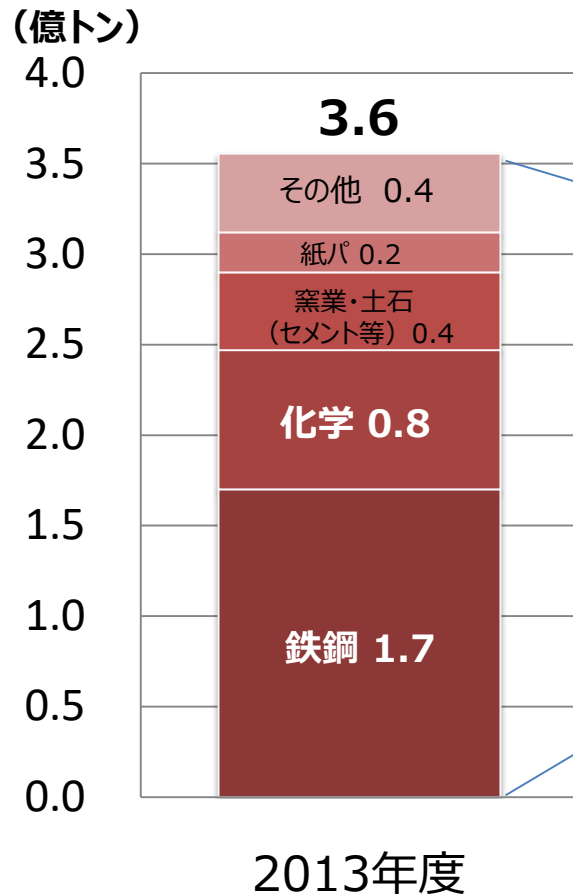
- 主要排出国を含む全ての国が自国の国情に合わせ、**温室効果ガス削減目標（NDC: Nationally Determined Contribution）を策定し、5年ごとに条約事務局に提出・更新**。
- 各国は目標の達成に向けた進捗状況に関する情報を定期的に提供。提出された情報は、専門家によるレビューを受ける。
 - ◆ 先進国、途上国を問わず、特定の排出許容量をトップダウンで決める方式は採用されなかった。
また、目標が未達の場合にクレジットを購入してオフセットするペナルティも導入されなかった。

●長期低排出発展戦略

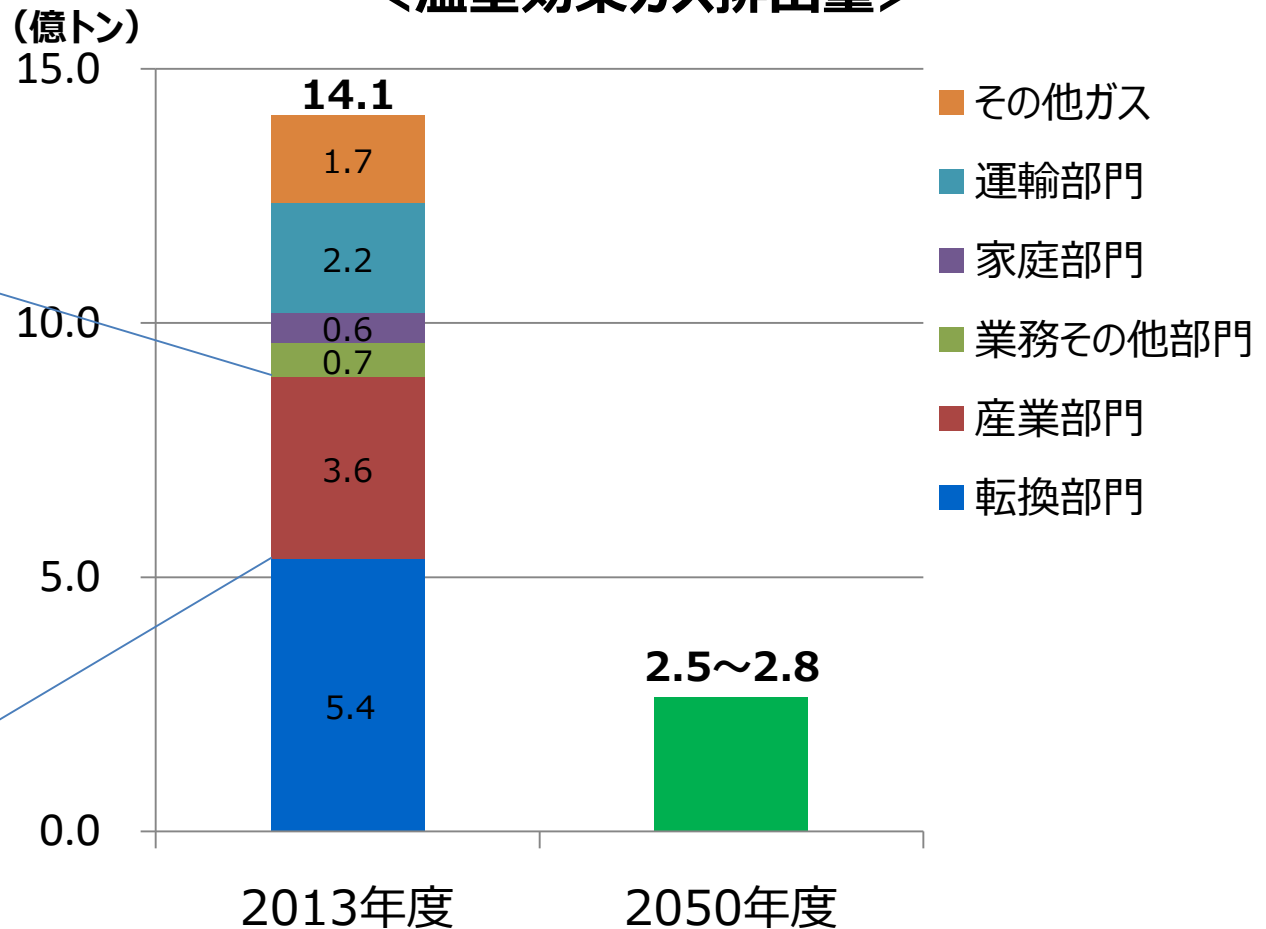
- 全ての締約国は、**長期的な温室効果ガスの低排出型の発展のための戦略**を作成し、及び通報するよう努力すべきであるとされた。
 - ◆ COP21決定において、長期低排出発展戦略について、**2020年までの提出が招請**されている。

2050年温室効果ガス排出80%削減の姿

＜産業部門の排出量実績＞



＜温室効果ガス排出量＞



※ 1 ここでは、2次エネルギー供給分を各部門に分配しない直接排出量としている。

※ 2 なお、農林水産分野の排出量は、0.4億トン

・ CO₂（農業機械、漁船等）：3.0百万トン

・ メタン（牛など家畜のゲップ、稲作等）：28.0百万トン

・ 一酸化二窒素（家畜の排泄物、農用地土壌等）：10.3百万トン

2030年の低炭素化のターゲット

		2015年 CO2排出量（単位：億トン）		
		世界 （日本除く）	アジア （日本除く）	日本 （）内は2030年
合計		312	136	11.5 (9.3)
	電力	122	60	5.0 (3.6)
	運輸	75	16	2.0 (1.5)
	自動車 （旅客乗用車、貨物トラック輸送等）	56	14	1.9
	自動車以外 （航空、船舶等）	19	2	0.2
	産業	81	46	3.2 (3.3)
	鉄鋼 （コークス製造等を含まない）	18	14	1.4
	化学 （石油化学、石油製品等を含む）	8	5	0.7
	熱（業務・家庭）	34	13	1.3 (0.9)

※IEAと総合エネルギー統計の業種別データは定義が完全に一致していない場合がある。

※長期需給見通しで示した業種別排出量は電力も含む間接排出であり、本スライドの数字とは一致しない点に注意。

※各業種内訳は電力由来排出を除いた数字であり、低炭素社会実行計画等の目標値とは整合しない点に留意が必要。（出所）IEA, 総合エネルギー統計を基に作成

30年26%削減達成のためメカニズム

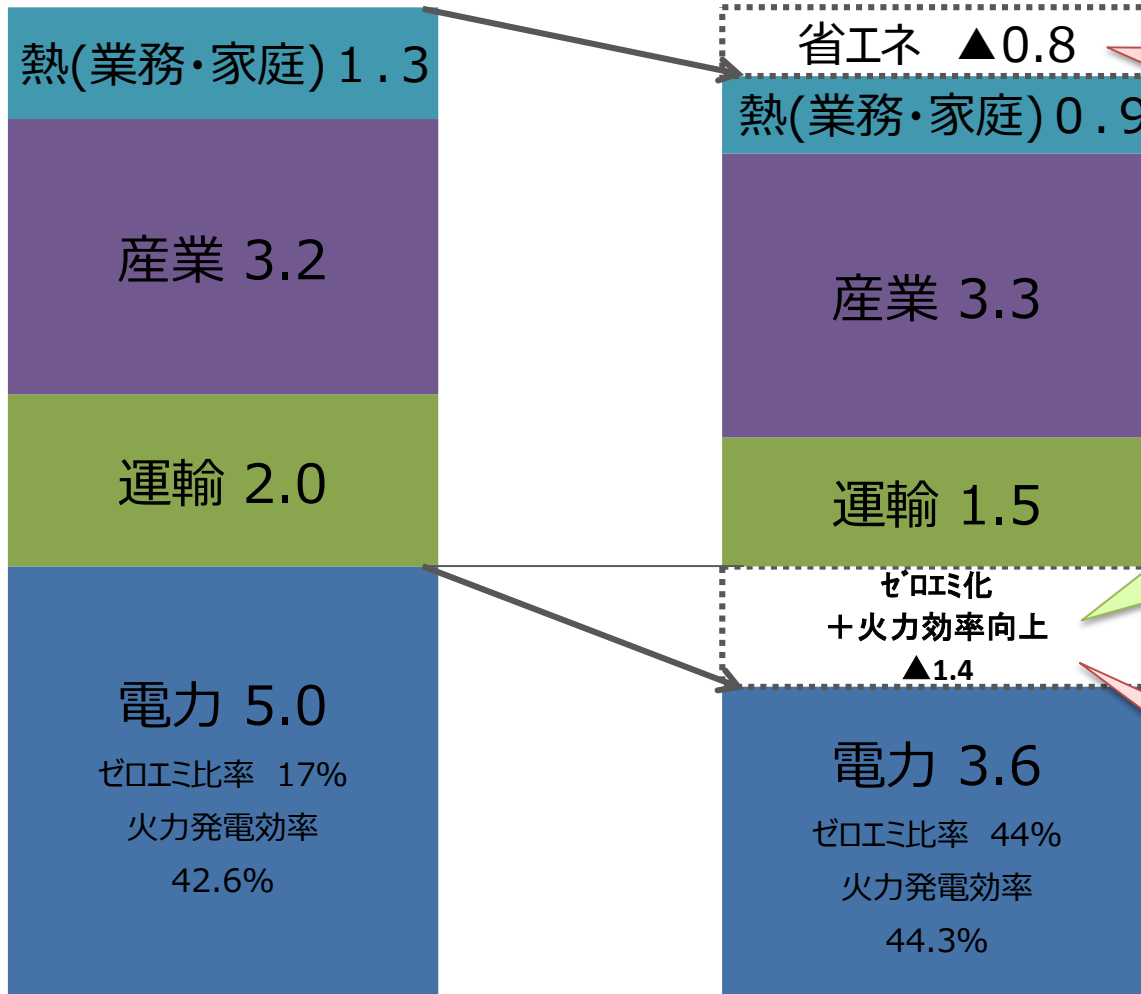
①電力ゼロエミ化と②省エネにより、30年26%削減※に誘導。

※基準年は2013年度

エネルギー起源CO₂排出量

11.5億トン

9.3億トン



②省エネ：部門別省エネ

- 産業・業務：産業トップランナー制度
- 運輸：燃費基準＋エコ減税等
- 家庭：機器トップランナー制度

①電力ゼロエミ化

- 再エネ：高価格是正、調整力、NW
- 原子力：社会的信頼の回復
- 火力：ゼロエミ比率44%(高度化法) & 非化石市場

②省エネ：火力高効率化

- 発電事業者：火力発電効率のベンチマーク指標導入（省エネ法）

2015年

2030年

ゼロエミ比率の現状

	日本		米国 (2015年)	EU (2015年)			
	2010年	2015年		EU平均※1	ドイツ	英国	フランス
ゼロエミ比率	35%	16%	33%	56%	44%	46%	93%
再エネ※2	10%	15%	13%	29%	29%	25%	16%
変動 再エネ	0.7% (太陽光：0.3% 風力：0.4%)	4% (太陽光：3% 風力：1%)	5% (太陽光：1% 風力：4%)	13% (太陽光：3% 風力：10%)	18% (太陽光：6% 風力：12%)	14% (太陽光：2% 風力：12%)	5% (太陽光：1% 風力：4%)
安定 再エネ	9% (水力：7% 地熱：0.2% バイオ等：1%)	11% (水力：9% 地熱：0.3% バイオ等：2%)	8% (水力：6% 地熱：0% バイオ等：1%)	16% (水力：11% 地熱：0.2% バイオ等：6%)	11% (水力：3% 地熱：0% バイオ等：7%)	11% (水力：2% 地熱：0% バイオ等：9%)	11% (水力：10% 地熱：0% バイオ等：1%)
原子力	25%	1%	19%	27%	14%	21%	78%

※1 OECD加盟国のみ

※2 水力からは揚水除く、廃棄物のうち再生可能はバイオ等を含む

2000年

電力投資

7兆円

火力:6兆円
原子力:1兆円



6兆円

(水力中心)

2016年

電力投資

14兆円

※日本:0.4兆円
火力:11.5兆円
原子力:2.5兆円



30兆円

※日本:2.2兆円
(風力・太陽光中心)

容量ストック
※2014年

4300GW

火力:3,900GW
原子力:400GW



1800GW

火力・
原子力

再エネ

再エネを主力電源とするには 3つの課題あり

参照例 “Clean energy’s dirty secret - Wind and solar power disrupting electricity systems”
Economist, Feb 25th 2017

①コスト

②調整力

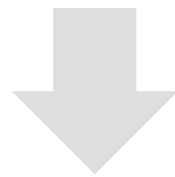
③NW

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

調整電源たる
火力の維持
＋
蓄電池コストの
削減

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

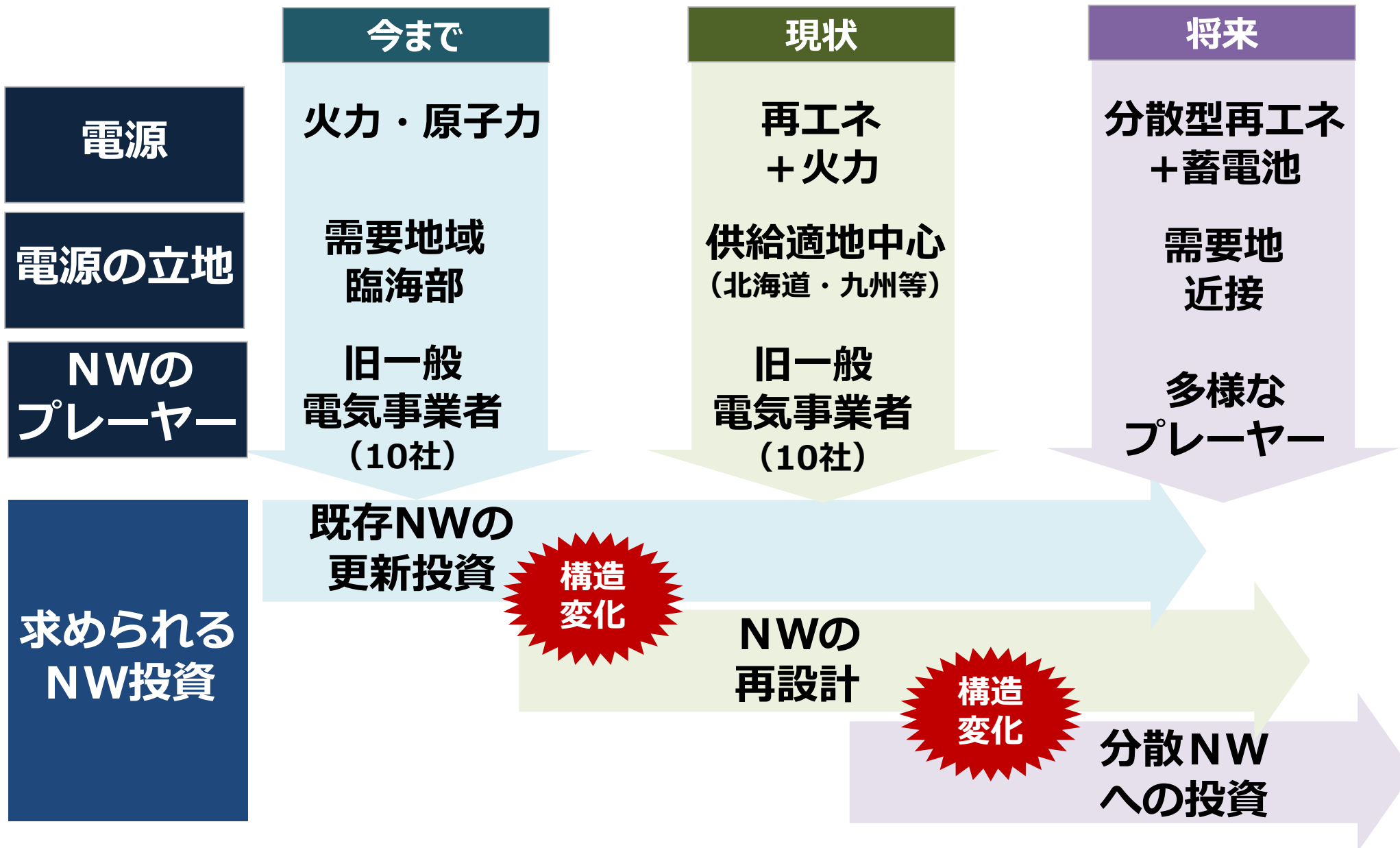
調整火力維持＋蓄電池コストの抜本的低減

単位：円/kWh

	現状	将来	現在の コスト	家庭用 パリティ	産業用 パリティ
発電	再エネ	再エネ	150円	25円	15円
調整	＋ 火力	＋ 蓄電池	20円	7円 (30年目標)	7円 (30年目標)
			＋	＋	＋
			130円	18円	8円
			蓄電池コスト： 4万円/kWh <small>LIBのセル価格 (エネ庁ヒアリング) NASはシステムで 4万円/kWh程度 (2012「蓄電池戦略」 (経産省))</small>	蓄電池コスト： 約400円/kWh	蓄電池コスト： 約40円/kWh
				100分の1	1000分の1
	CO2排出	CO2フリー			






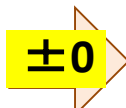






※蓄電池は、バックアップ無しでの成立を前提に、1日の需要全体の3日分の容量が必要と仮定。パリティは、人件費・材料費を考慮すると成立しない可能性あり（出所）資源エネルギー庁試算（上記記載の蓄電池コストは電池パックのコストを表し、システム全体では5～10倍のコストとなると仮定）。調整コストには抑制費用・系統費用を含む。
 なお、ここでの「パリティ」は、系統を通してバックアップ火力も活用した分散型再エネが、系統電力と同コストとなる「グリッドパリティ」等の定義とは異なる点に留意。

再エネの進展に応じた電力NWの構造改革



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む一方、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		16.7トン		15.5トン
日本	9.0トン		8.3トン		9.0トン
ドイツ	10.0トン		8.9トン		8.9トン
中国	2.5トン		5.3トン		6.6トン
英国	8.8トン		7.4トン		6.0トン
フランス	6.0トン		5.2トン		4.4トン

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

第5回情勢懇

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

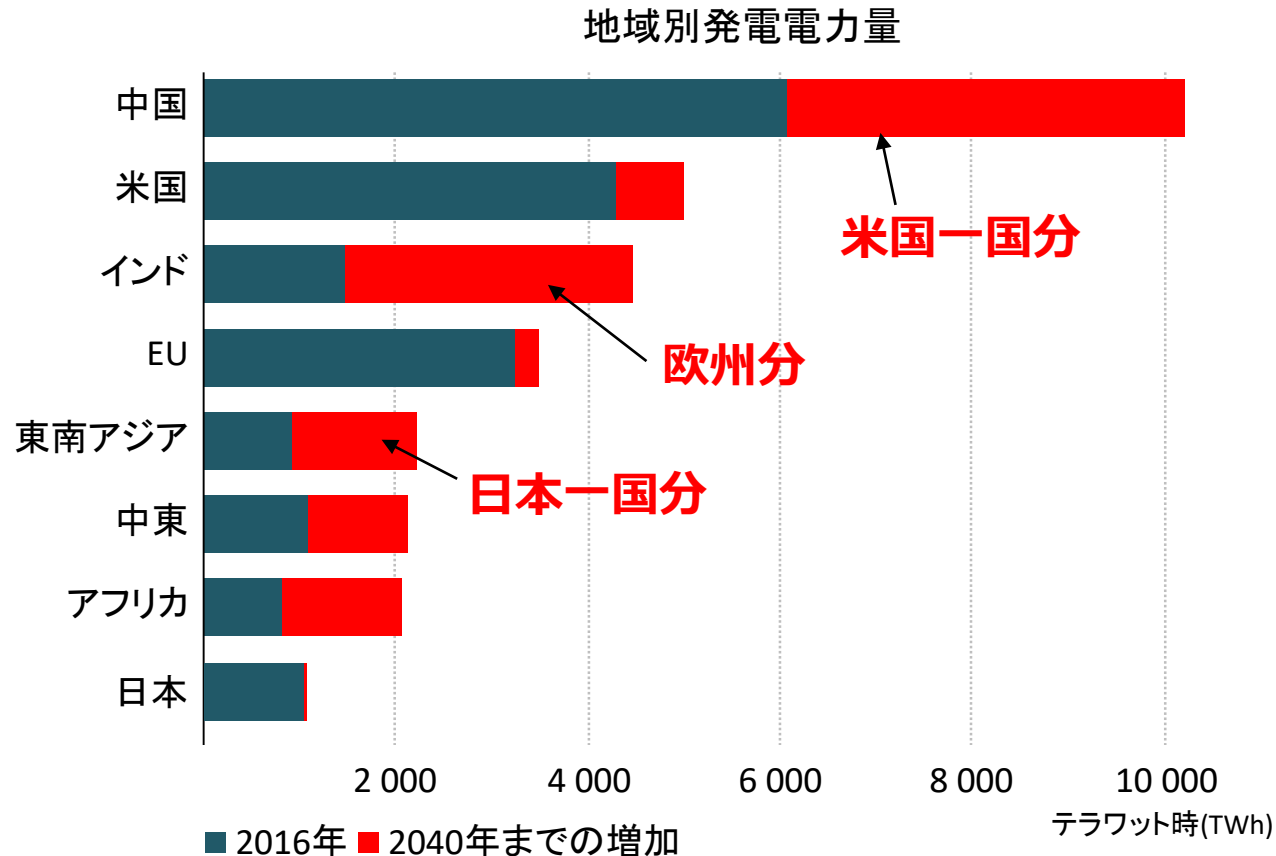
Transformation Plan for Energy Transition
～今後のエネルギー変遷を睨んだ経営変革プラン

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

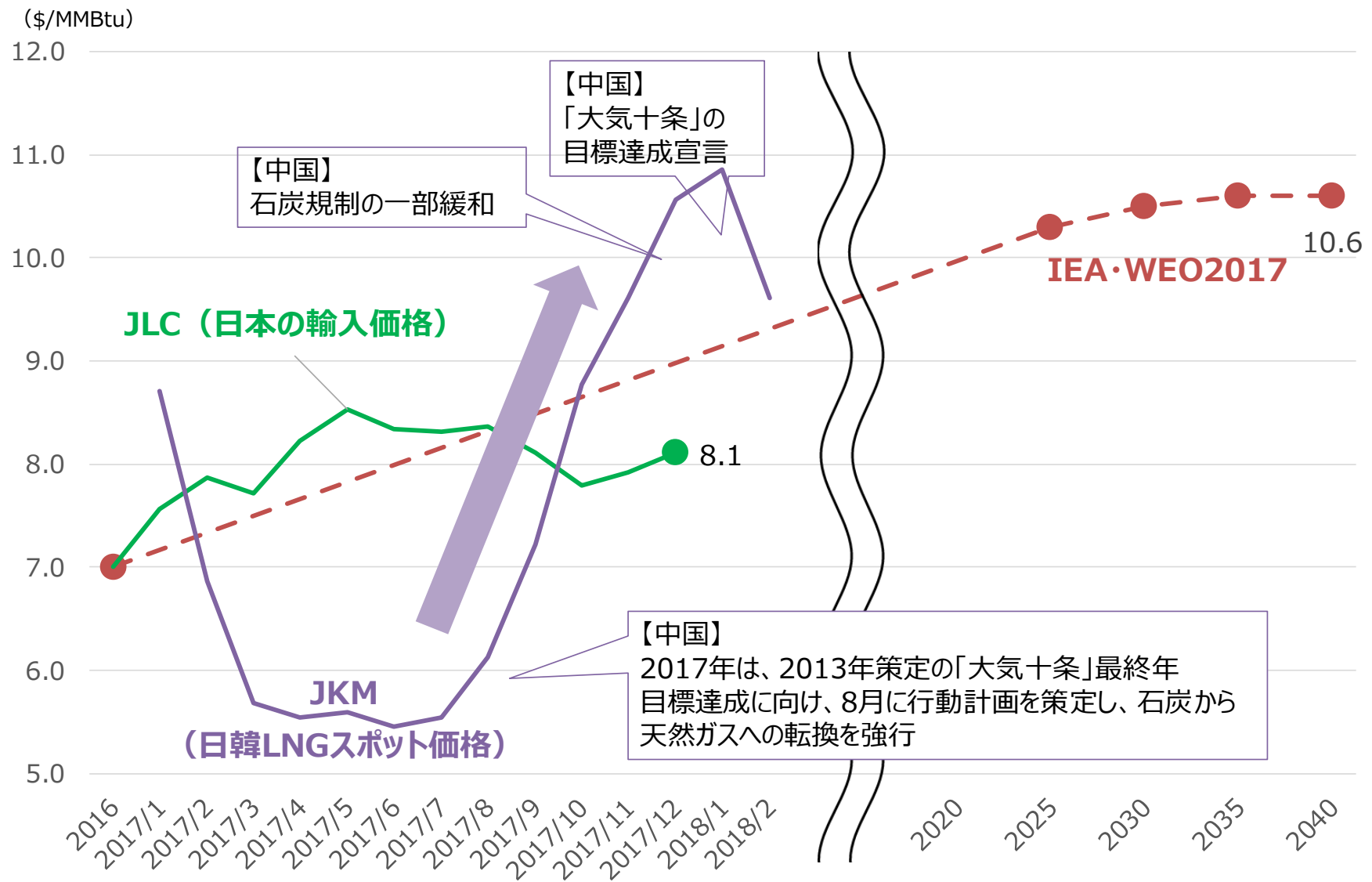
(第7回情勢懇 ファティ・ビロル氏資料)



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



中国は、太陽光、原子力、送電網、EVで実力

太陽光 累積投資額

(出典) Bloomberg New Energy Finance

中国

2000年代

1兆円

(世界6位：4%)

2010年代

29兆円

(世界1位：25%)

※2000年代は2004年～2009年、2010年代は2010年～2017年の累計。

日欧米

2000年代

日：

2兆円

(世界4位：9%)

2010年代

17兆円

(世界3位：14%)

米：

4兆円

(世界3位：16%)

20兆円

(世界2位：18%)

独：

7兆円

(世界1位：30%)

9兆円

(世界4位：8%)

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。〕

1980年代

0基

2010年代

26基

(世界1位：65%)

1980年代

日：

16基

(世界4位：7%)

2010年代

0基

米：

66基

(世界1位：29%)

1基

(世界5位：3%)

仏：

48基

(世界2位：21%)

0基

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。〕

2000年代

0.5兆円

2010年代

1.2兆円

※国家電網の値。

2000年代

日：

—

2010年代

0.06兆円

欧：

1.7兆円

0.3兆円

※欧州は、英国（National Grid社）、イタリア（Enel社、Terna社）
オランダ（TenneT社）、ベルギー（Elia社）の総計。

※日本は、東電PG、中部電、三菱商事、住友商事の総計。

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

2013年

1万台

(世界4位：6%)

2016年

34万台

(世界1位：46%)

2013年

日

3万台

(世界2位：15%)

2016年

1.5万台

(世界8位：2%)

米

10万台

(世界1位：49%)

16万台

(世界2位：22%)

2050年に向けた非連続イノベーションへの挑戦

