

エネルギー政策の現状について

令和2年9月
資源エネルギー庁

- 1. エネルギーをめぐる現状について**
- 2. 地球温暖化対策計画策定後のエネルギー政策**
- 3. 新型コロナウイルス感染拡大の影響**

1. エネルギーをめぐる現状について

2. 地球温暖化対策計画策定後のエネルギー政策

3. 新型コロナウイルス感染拡大の影響

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

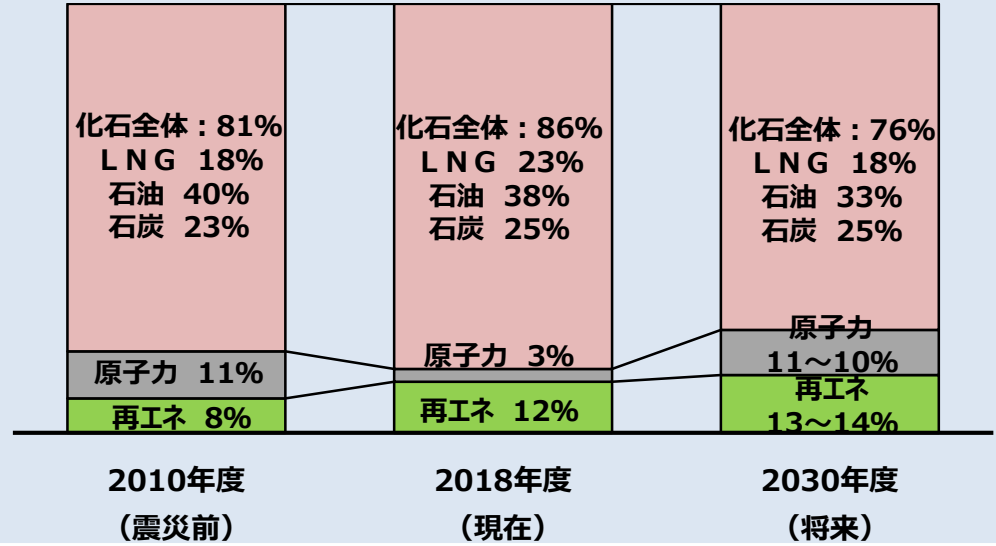
経済効率性(電力コスト) (Economic Efficiency)

現状よりも引き下げる

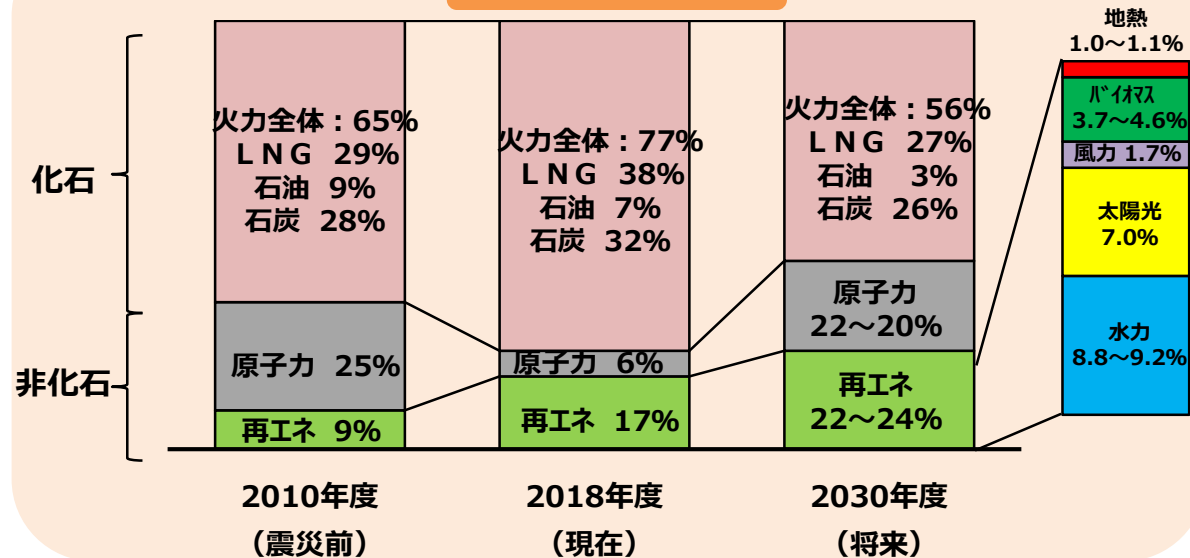
温室効果ガス排出量 (Environment)

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



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～

政策目標 (3E)

取組指標

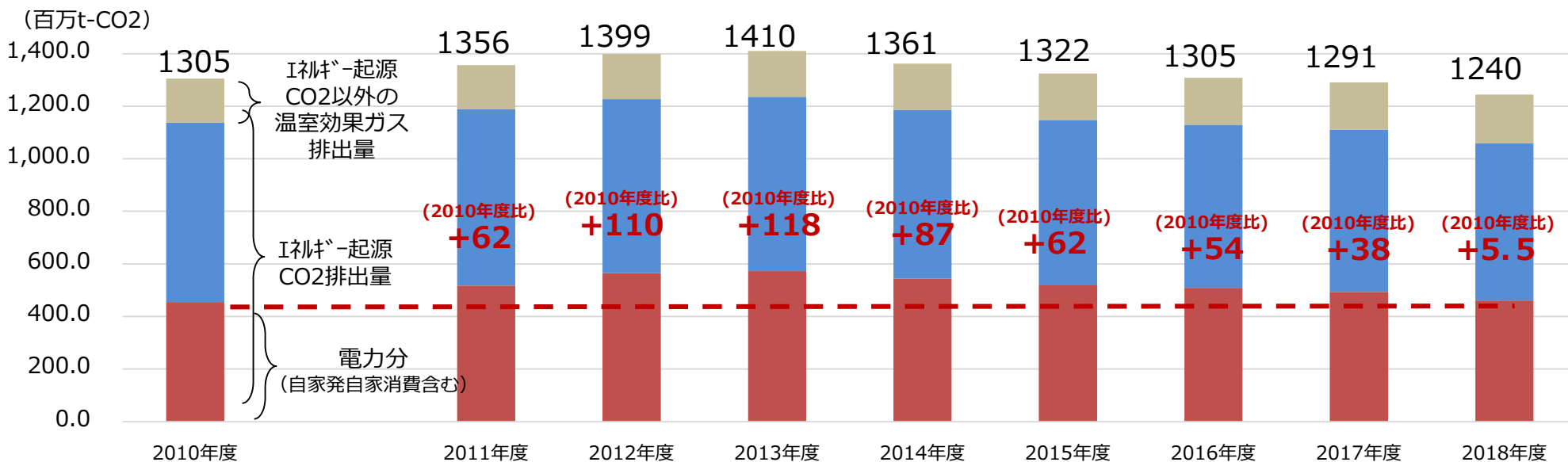
| | 震災前 (2010年度) | 震災後 (2013年度) | 足下 | | ミックス (2030年度) | 進捗状況 |
|-----------------------------|---|--|---|---|--|------|
| | | | (2017年度) | (2018年度) | | |
| ①エネルギー起源CO2排出量 (GHG総排出量) | 11.4億トン (GHG:13.1億トン) | 12.4億トン (GHG:14.1億トン) | 11.1億トン (GHG:12.9億トン) | 10.6億トン (GHG:12.4億トン) | 9.3億トン (GHG:10.4億トン) | |
| ②電力コスト (燃料費+FIT買取費) | 5.0兆円 燃料費: 5.0兆円 (原油価格83\$/bbl) FIT買取: 0兆円 | 9.7兆円 燃料費: 9.2兆円 (原油価格110\$/bbl) 数量要因+1.6兆円 価格要因+2.7兆円 FIT買取: 0.5兆円 | 7.4兆円 燃料費: 5.0兆円 (原油価格54\$/bbl) 数量要因▲1.4兆円 価格要因▲2.9兆円 FIT買取: 2.4兆円 | 8.5兆円 燃料費: 5.7兆円 (原油価格63\$/bbl) 数量要因▲2.0兆円 価格要因▲1.6兆円 FIT買取: 2.8兆円 | 9.2~9.5兆円 燃料費: 5.3兆円 (原油価格128\$/bbl) FIT買取: 3.7~4.0兆円 | |
| ③エネルギー自給率 (1次エネルギー全体) | 20% | 7% | 10% | 12% | 24% | |
| ④ゼロエミ電源比率 | 35% 再エネ9% 原子力25% | 12% 再エネ11% 原子力1% | 19% 再エネ16% 原子力3% | 23% 再エネ17% 原子力6% | 44% 再エネ22~24% 原子力22~20% | |
| ⑤省エネ (原油換算の最終エネルギー消費) | 3.8億kl 産業・業務: 2.4 家庭: 0.6 運輸: 0.9 | 3.6億kl 産業・業務: 2.3 家庭: 0.5 運輸: 0.8 | 3.5億kl 産業・業務: 2.2 家庭: 0.5 運輸: 0.8 | 3.4億kl 産業・業務: 2.1 家庭: 0.5 運輸: 0.8 | 3.3億kl 産業・業務: 2.3 家庭: 0.4 運輸: 0.6 | |

※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。

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し、2013年度には過去最高の1,410百万トン。
- 2014年度からは5年連続削減を達成しており、削減幅は合計約12%にもものぼる。なお、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、2018年度は2010年度比で550万トン増加。

| | 2010年度 | 2011年度 | 2012年度 | 2013年度 | 2014年度 | 2015年度 | 2016年度 | 2017年度 | 2018年度 (確報値) |
|----------------------------------|--------|------------------------|-------------------------|-------------------------|------------------------|------------------------|------------------------|------------------------|-------------------------|
| 温室効果ガス排出量 (百万t-CO2) | 1305 | 1356 | 1399 | 1410 | 1361 | 1322 | 1305 | 1291 | 1240 |
| うち エネルギー起源CO2排出量 (百万t-CO2) | 1137 | 1188 | 1227 | 1235 | 1185 | 1146 | 1127 | 1110 | 1059 |
| エネルギーのうち 電力由来排出量 (百万t-CO2) | 455 | 517 2010年度比: +62 | 565 2010年度比: +110 | 572 2010年度比: +118 | 541 2010年度比: +87 | 517 2010年度比: +62 | 509 2010年度比: +54 | 493 2010年度比: +38 | 460 2010年度比: +5.5 |

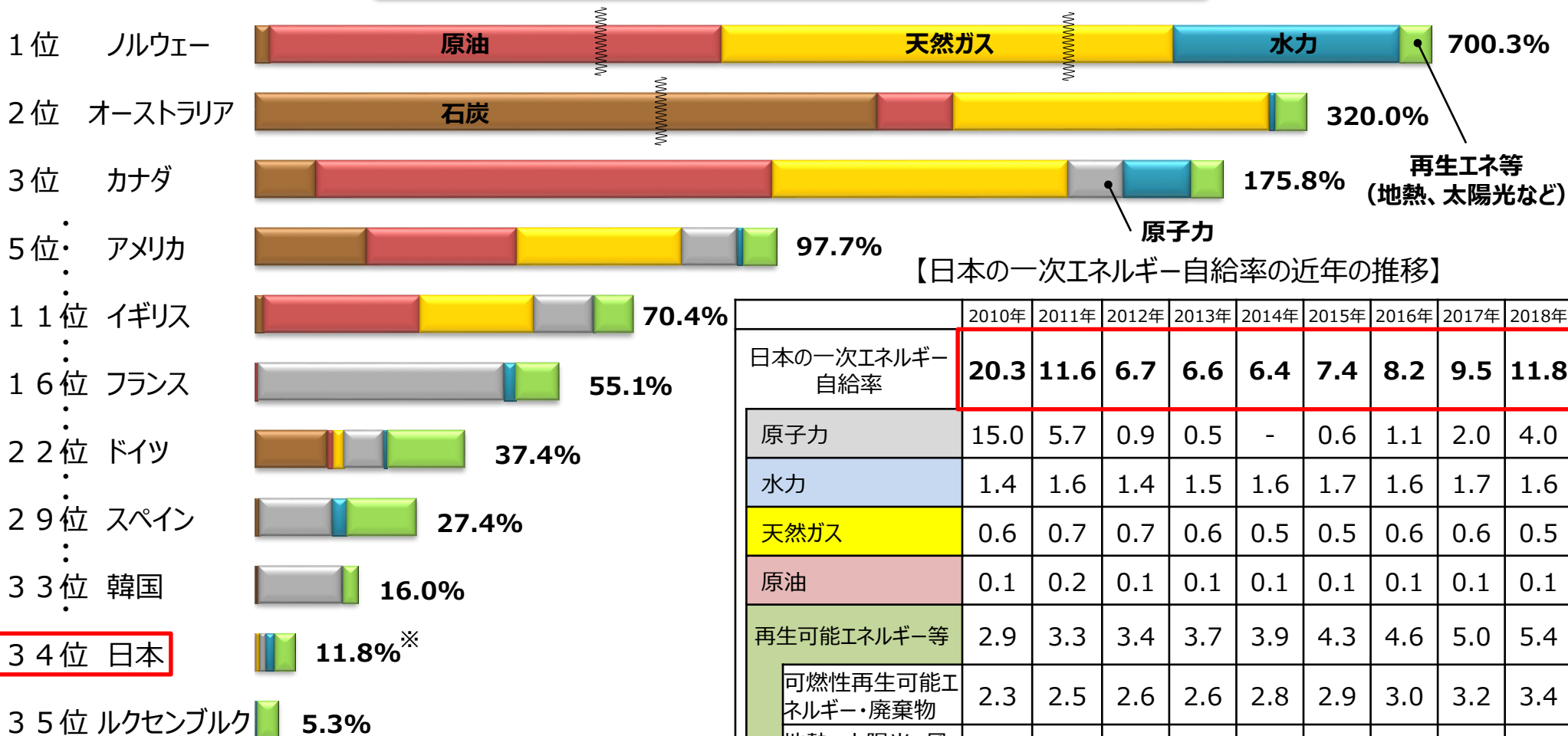


エネルギー安定供給：主要国の一次エネルギー自給率の推移

- 震災前（2010年：20.3%）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（2018年）



【日本の一次エネルギー自給率の近年の推移】

| | 2010年 | 2011年 | 2012年 | 2013年 | 2014年 | 2015年 | 2016年 | 2017年 | 2018年 |
|------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| 日本の一次エネルギー自給率 | 20.3 | 11.6 | 6.7 | 6.6 | 6.4 | 7.4 | 8.2 | 9.5 | 11.8 |
| 原子力 | 15.0 | 5.7 | 0.9 | 0.5 | - | 0.6 | 1.1 | 2.0 | 4.0 |
| 水力 | 1.4 | 1.6 | 1.4 | 1.5 | 1.6 | 1.7 | 1.6 | 1.7 | 1.6 |
| 天然ガス | 0.6 | 0.7 | 0.7 | 0.6 | 0.5 | 0.5 | 0.6 | 0.6 | 0.5 |
| 原油 | 0.1 | 0.2 | 0.1 | 0.1 | 0.1 | 0.1 | 0.1 | 0.1 | 0.1 |
| 再生可能エネルギー等 | 2.9 | 3.3 | 3.4 | 3.7 | 3.9 | 4.3 | 4.6 | 5.0 | 5.4 |
| 可燃性再生可能エネルギー・廃棄物 | 2.3 | 2.5 | 2.6 | 2.6 | 2.8 | 2.9 | 3.0 | 3.2 | 3.4 |
| 地熱、太陽光、風力、その他 | 0.7 | 0.8 | 0.8 | 0.9 | 1.2 | 1.4 | 1.6 | 1.8 | 2.0 |

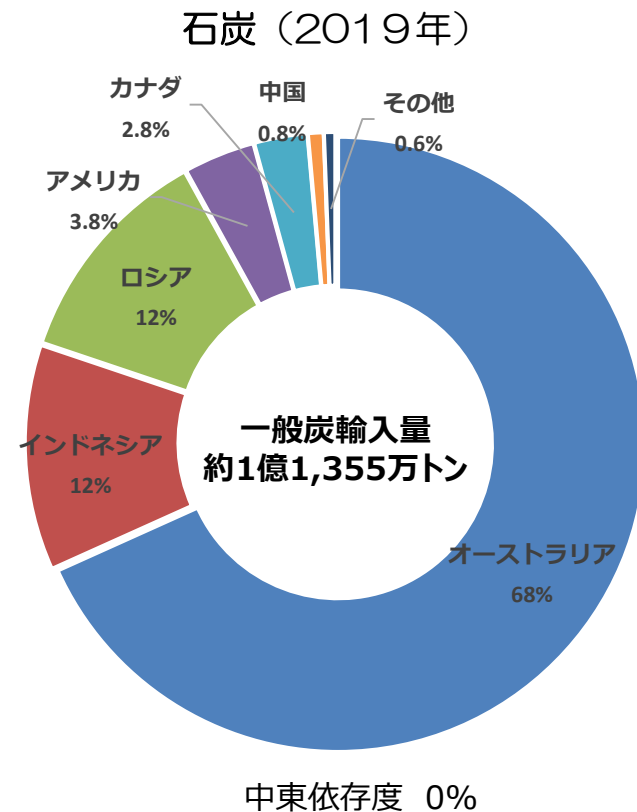
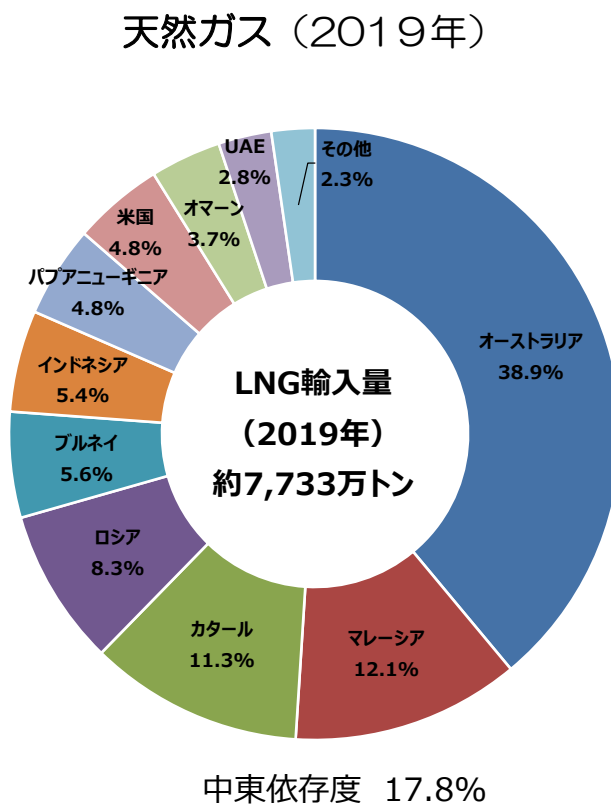
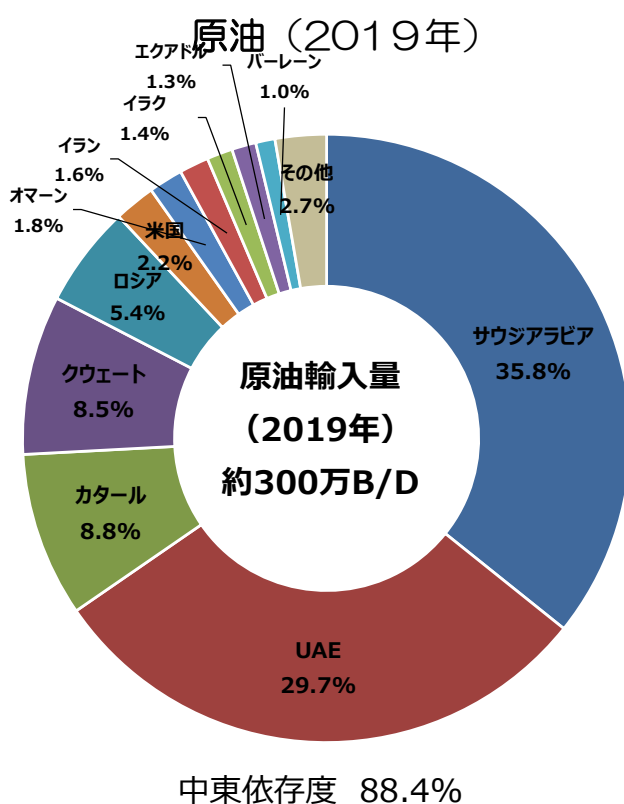
【出典】 IEA「World Energy Balances 2019」の2018年推計値

※日本のみ「総合エネルギー統計」の2018年確報値

※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

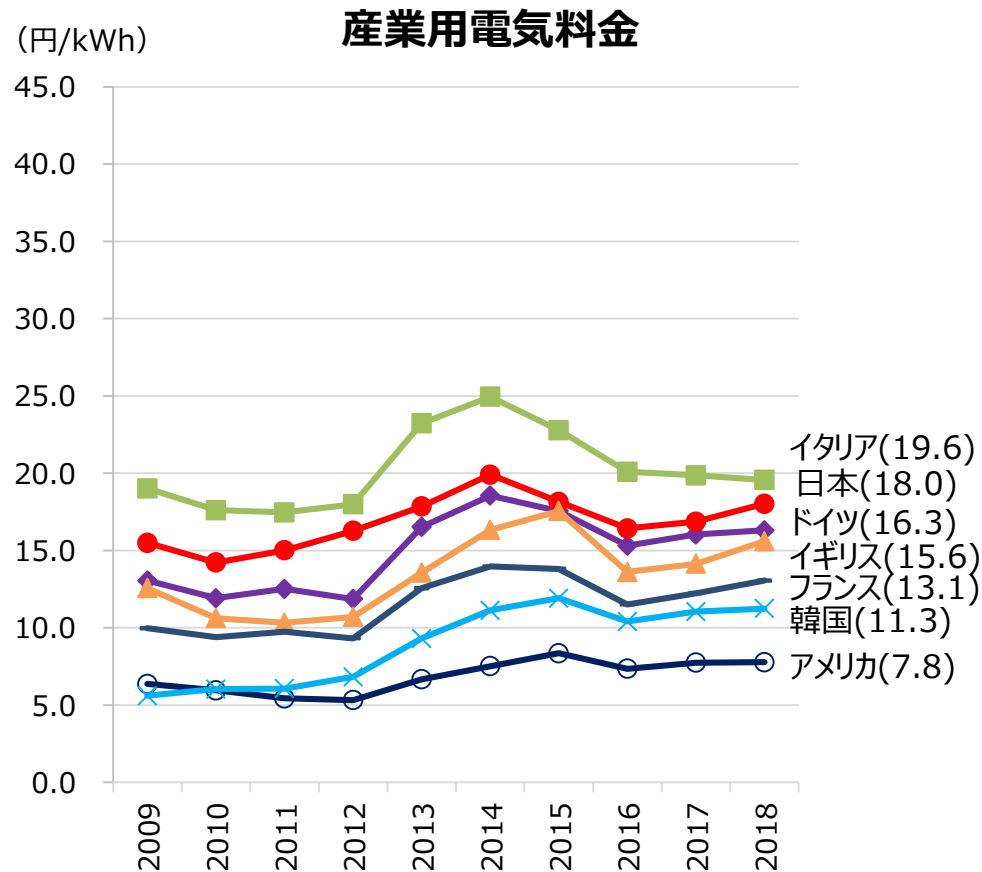
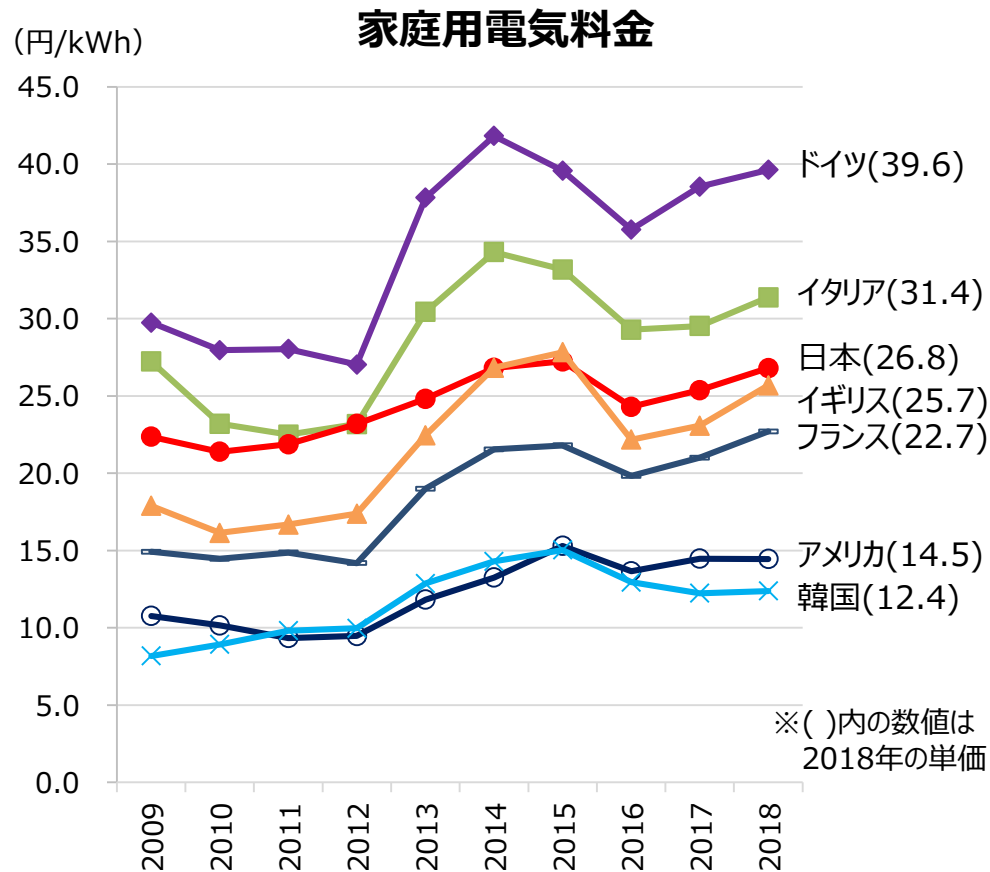
- 我が国は化石燃料のほぼ全量を海外から輸入。原油は中東依存度が約9割。
- 天然ガスは原油に比べ調達先の多角化が進んでおり、中東依存度は約2割。今後も豪州や北米等も含めた多様な地域からの調達が見込まれる。
- 石炭は中東依存度は0。豪州、インドネシア、ロシアなど、近距離かつ海洋のチョークポイントを通過せずに調達。



経済効率性：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。

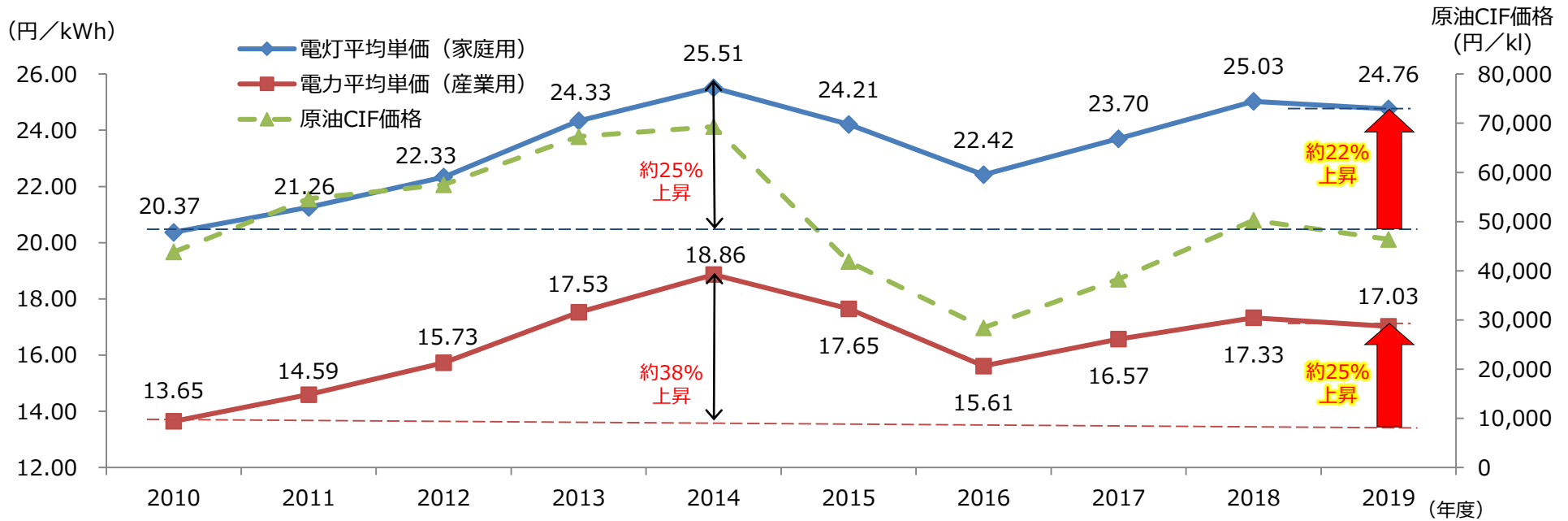
※IEAの統計では各国で算定方法にばらつきがあるほか、電気料金は同国内でも地域によって様々あるため、下記グラフはあくまで傾向を示すものであることに留意。



※単価算定方法：ドイツ＝家庭用は年間消費量2500～5000kWh、産業用は200万～2000万kWhの需要家の料金を消費量で加重平均算定したもの。イタリア＝需要水準別料金を消費量で加重平均して算定したもの。日本・イギリス・アメリカ・韓国＝総合単価を算定したもの。フランス＝需要水準別料金を消費量で加重平均して算定したもの。
 ※上記料金は、各国の算定方法で求められた単純単価を、出典の資料に掲載されている各年の円ドル為替レートで変換したもの。
 ※上記料金は、再エネ賦課金や、消費税などの税を含んだもの。

電力料金の推移

- 東日本大震災以降、大手電力（旧一般電気事業者）の値上げが相次ぎ、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、2019年度の平均単価は、家庭向けは約22%、産業向けは約25%高い水準に。



| | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 |
|----------------|--------|--------|--------|---------------------------|--------|-------------|--------|--------|--------|--------|
| 再エネ賦課金 (円/kWh) | - | - | 0.22 | 0.35 | 0.75 | 1.58 | 2.25 | 2.64 | 2.9 | 2.95 |
| 原油CIF価格 (円/kl) | 43,826 | 54,650 | 57,494 | 67,272 | 69,320 | 41,866 | 28,425 | 38,317 | 50,271 | 46,391 |
| 規制部門の料金改定 | - | - | 東京↗ | 北海道↗ 東北↗ 関西↗ 四国↗九州↗ | 中部↗ | 北海道↗ 関西↗ | - | 関西↘ | 関西↘ | 九州↘ |

※北陸電力は、自由化部門のみの値上げを2018年4月1日に実施している。

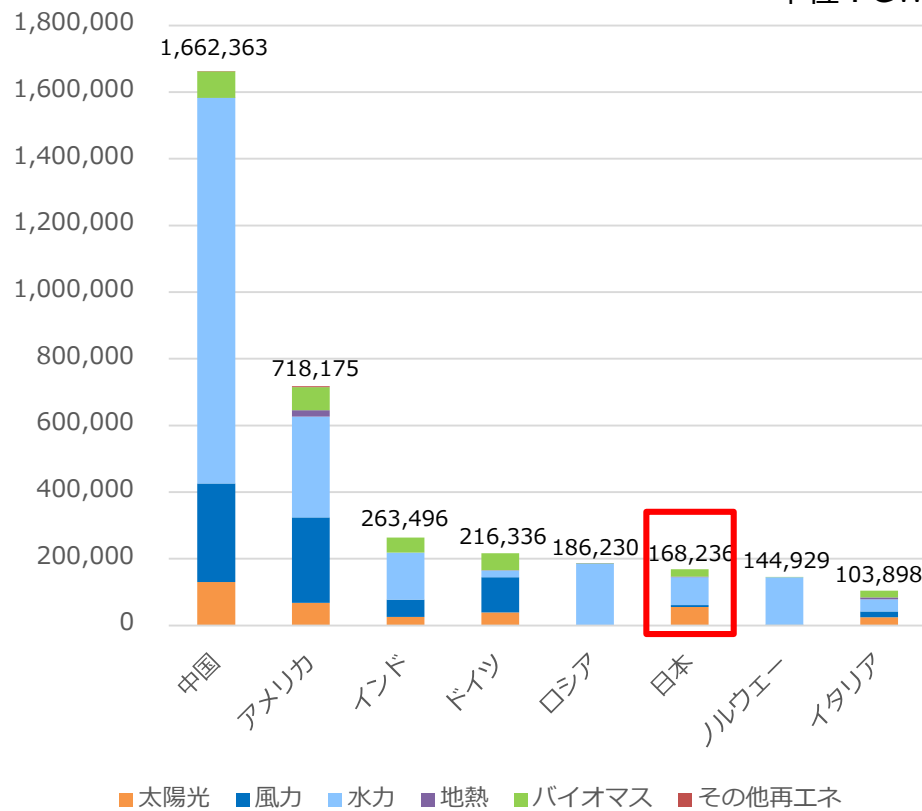
※上記平均単価は、消費税を含んでいない。

再生可能エネルギー導入量の国際比較

- 国際機関の分析によれば、我が国の再エネ導入量（2017年）は世界第6位であり、このうち太陽光発電は世界第3位となっている。

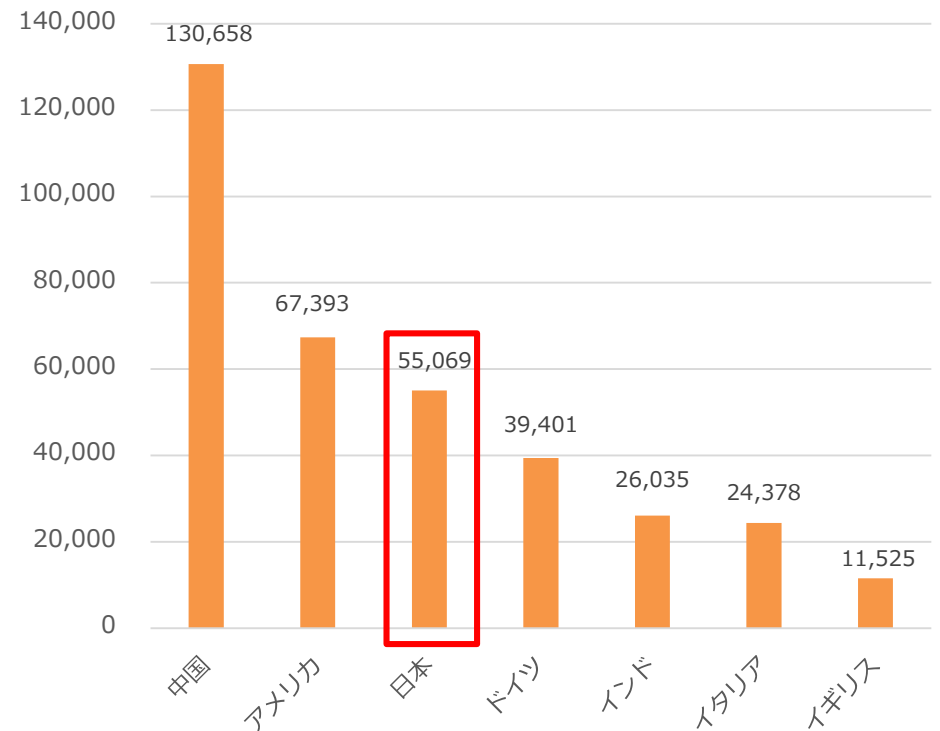
各国の再エネ導入量（2017年実績）

単位：GWh



各国の太陽光導入量（2017年実績）

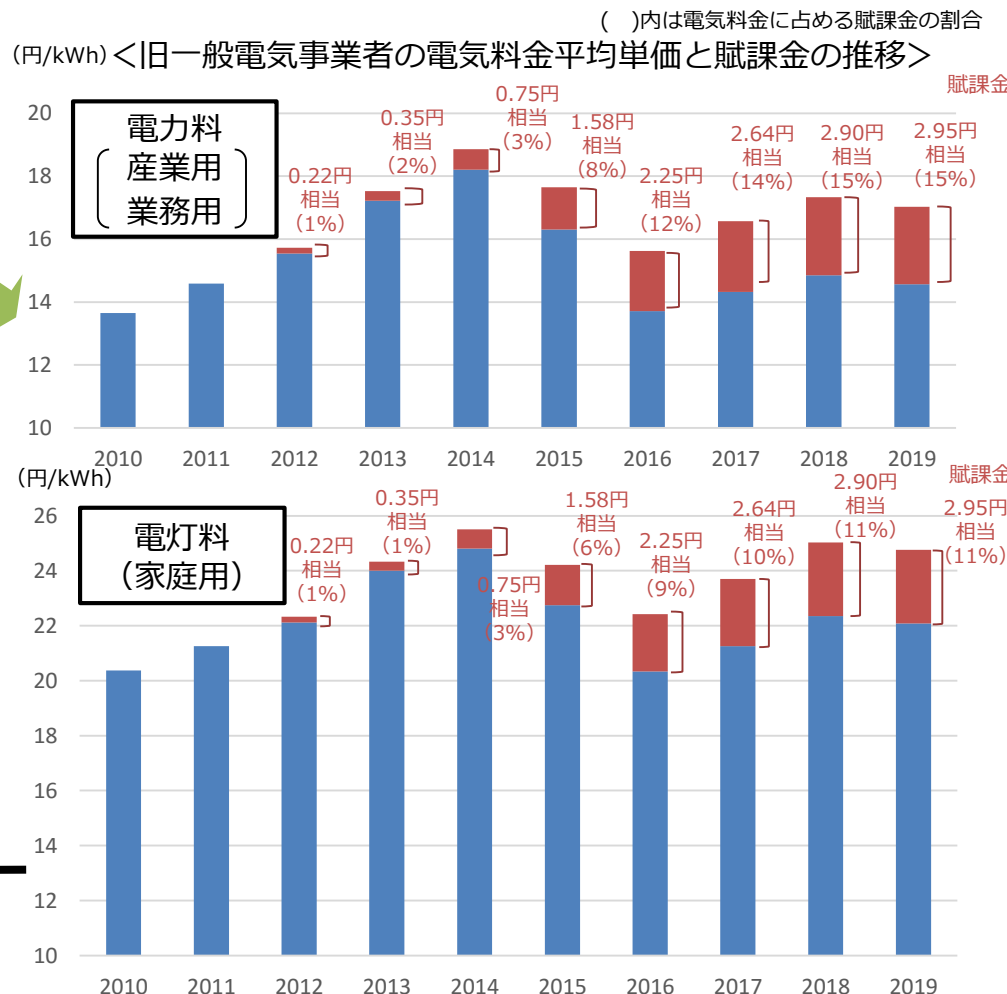
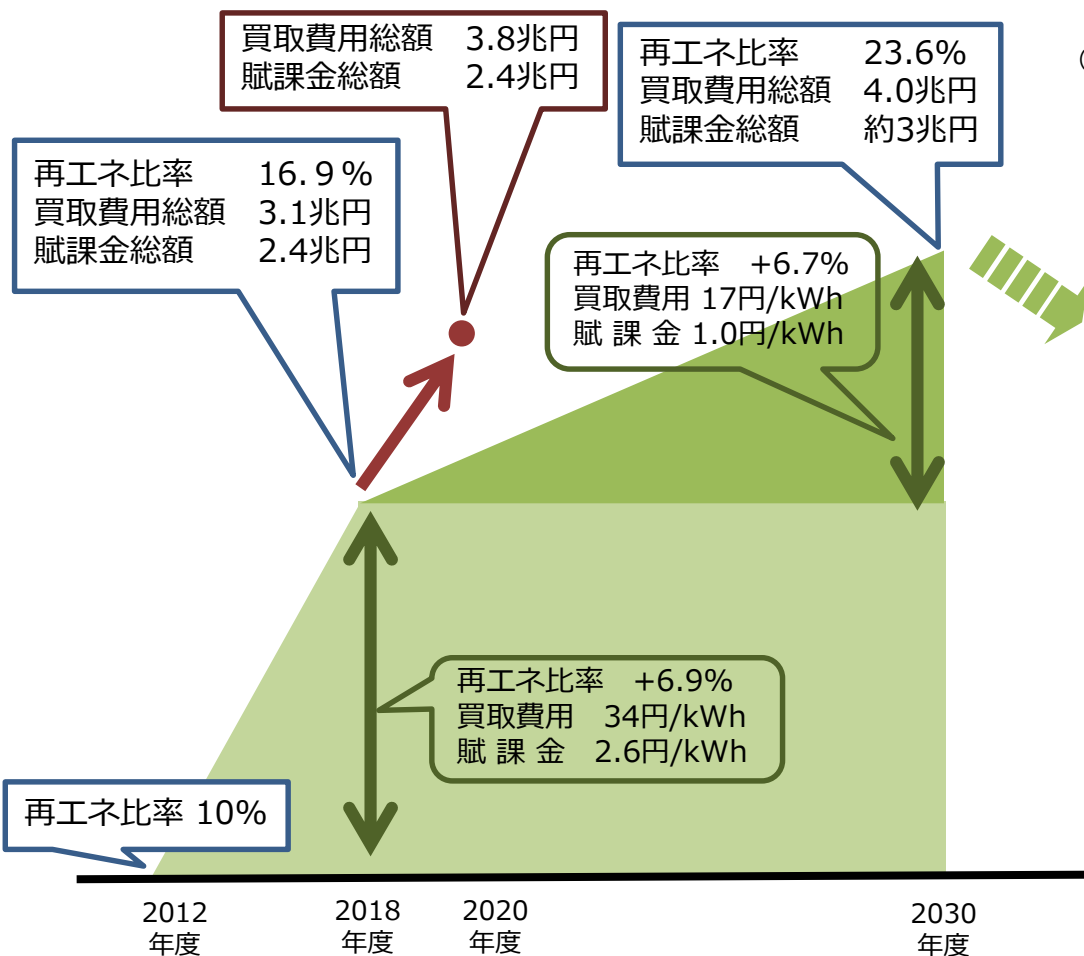
単位：GWh



出典：IEA データベースより資源エネルギー庁作成

国民負担の増大と電気料金への影響

- 2020年度の**買取費用総額は3.8兆円、賦課金総額は2.4兆円。**
- これまで、再エネ比率10%→16.9% **(+6.9%)** に約2兆円/年の賦課金を投じ、今後、**7.1%** を**+約1兆円/年**で実現する必要。
- 今後、賦課金総額を抑制・減少させていくためには、**早期の価格引き下げ、自立化が重要。**



(注) 2018~2020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2018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) 2018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、②賦課金は賦課金総額を全電力量で除して算出。

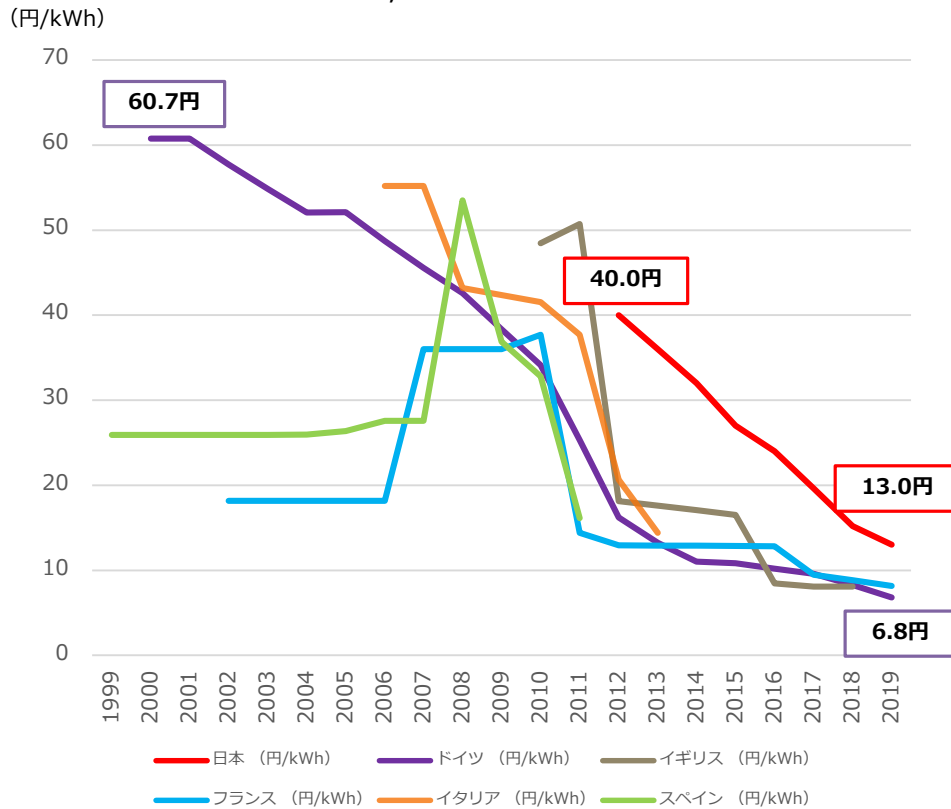
(注) 発電月報、各電力会社決算資料等をもとに資源エネルギー庁作成。
 グラフのデータには消費税を含まないが、併記している賦課金相当額には消費税を含む。
 なお、電力平均単価のグラフではFIT賦課金減免分を機械的に試算・控除の上で賦課金額の幅を図示。

再エネコストの動向

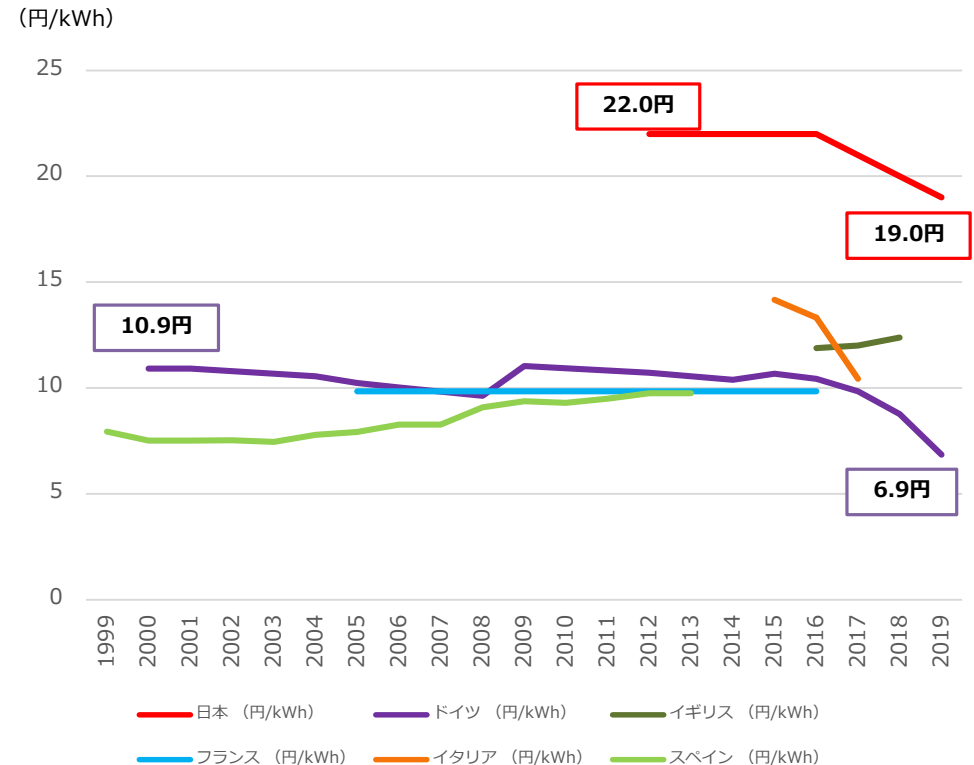
- 世界的に見れば、再エネコストは大きく低下しており、我が国においても、国際水準を目指して、他の電源と比較して競争力のある水準までコストを低減させることが必要。

各国のコスト低減状況

＜太陽光発電（2,000kW）の各国の買取価格＞



＜風力発電（20,000kW）の各国の買取価格＞



※資源エネルギー庁作成。太陽光は2,000kW、風力は20,000kWの初年度価格。欧州の価格は運転開始年である。入札対象電源となっている場合、落札価格の加重平均。1ユーロ=120円、1ポンド=150円で換算。

国土面積と再エネ導入量 (2016年)

- 日本は面積あたり再エネ導入は高水準。他方、需要が大きいため再エネ比率は上げにくい。

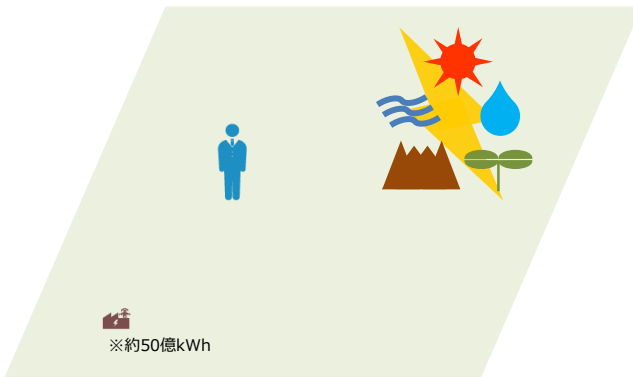
| | 面積グループ ^① (日本と同程度) | | | | 面積グループ ^② (九州と同程度) | | |
|----------------------------|---|--|--|---|-----------------------------------|--|--|
| | ドイツ | ルウェー | 日本 | カリフォルニア | アルバニア | 九州 | デンマーク |
| 国土面積 | 35万km ² | 37万km ² | 38万km ² | 42万km ² | 3万km ² | 4万km ² | 4万km ² |
| 再エネ発電量 | 1,900 億kWh 風力: 800 バイオマス: 500 太陽光: 400 | 1,450 億kWh 水力: 1430 風力: 20 | 1,600 億kWh 水力: 800 太陽光: 500 バイオマス: 200 | 800 億kWh 水力: 300 太陽光: 200 風力: 100 | 80 億kWh 水力: 80 | 170 億kWh 太陽光: 80 水力: 50 バイオマス: 30 | 180 億kWh 風力: 130 バイオマス: 50 太陽光: 10 |
| 面積当たり再エネ | 54 万kWh/km ² 風力: 22 バイオマス: 15 太陽光: 11 | 40 万kWh/km ² 水力: 39 風力: 1 | 41 万kWh/km ² 水力: 21 太陽光: 13 バイオマス: 4 | 19 万kWh/km ² 水力: 7 太陽光: 4 風力: 3 | 28 万kWh/km ² 水力: 28 | 40 万kWh/km ² 太陽光: 18 水力: 13 バイオマス: 7 | 44 万kWh/km ² 風力: 30 バイオマス: 12 太陽光: 2 |
| 需要規模 (純輸出入) ※需要は総発電量 | 6,400 億kWh (純輸出500億kWh) | 1,500 億kWh (純輸出200億kWh) | 10,500 億kWh (輸出入なし) | 2,000 億kWh (純輸入700億kWh) | 80 億kWh (純輸出0.4億kWh) | 1,090 億kWh (純輸出140億kWh) | 310 億kWh (純輸入50億kWh) |
| 再エネ比率 | 29% 風力: 12% バイオマス: 8% 太陽光: 6% | 98% 水力: 96% 風力: 1% | 15% 水力: 8% 太陽光: 5% バイオマス: 2% | 40% 水力: 15% 太陽光: 10% 風力: 7% | 100% 水力: 100% | 15% 太陽光: 7% 水力: 5% バイオマス: 3% | 60% 風力: 42% バイオマス: 16% 太陽光: 2% |
| | 仮に日本の需要でそれぞれ再エネ比率を計算した場合 | | | | 仮に九州の需要でそれぞれ再エネ比率を計算した場合 | | |
| | 18% | 14% | 15% | 7% | 7% | 15% | 17% |

電力需要と再エネ比率の関係

- 人口が多いほど電力需要が大きくなる。
- 電力需要が大きいほど、再エネ比率を上げることは難しくなる。

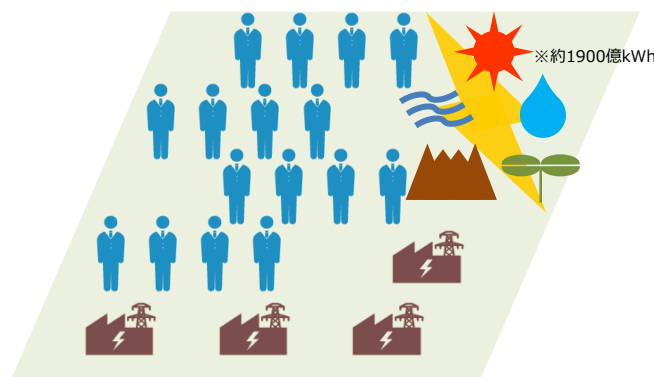
ルウエー

再エネ比率 : 98%
国土面積 : 37万km²
△再エネ1% : 15億kWh



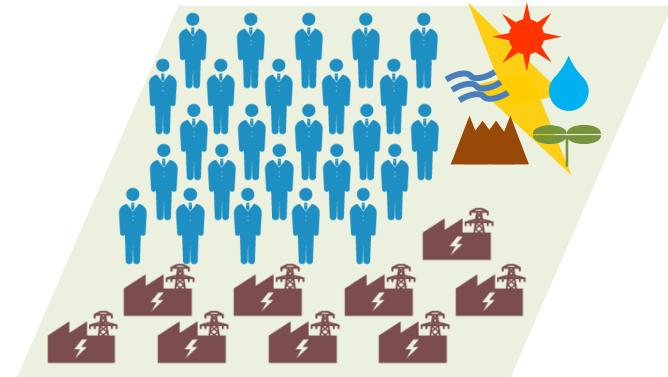
ドイツ

再エネ比率 : 29%
国土面積 : 35万km²
△再エネ1% : 64億kWh




日本

再エネ比率 : 15%
国土面積 : 38万km²
△再エネ1% : 105億kWh



 約500万人

 再エネ発電量
約1500億kWh

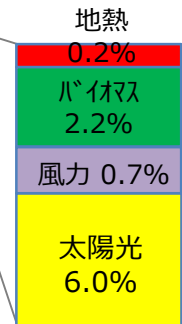
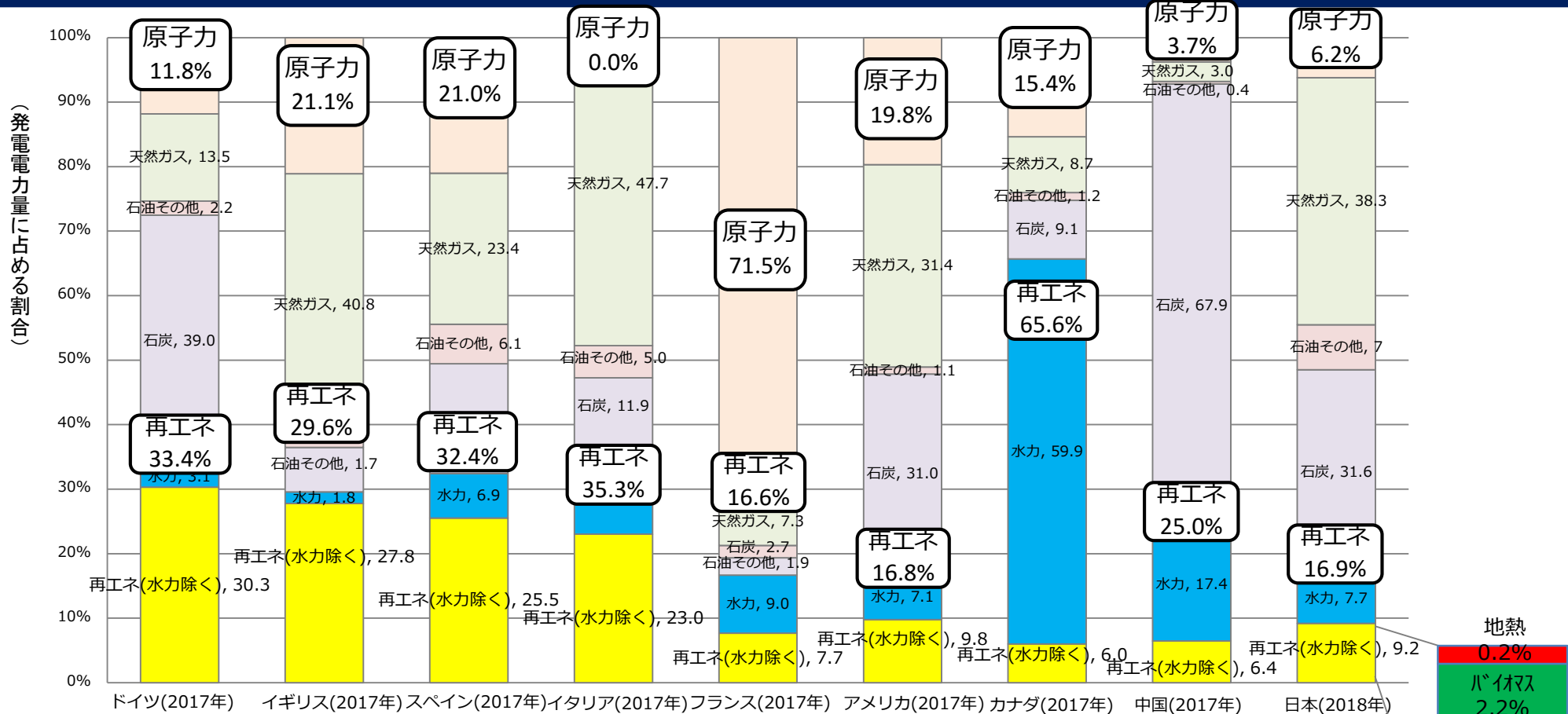
 再エネ以外の必要電力量
(再エネ以外)
約1000億kWh

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〕 |
| 再生エネルギー設備利用率 (太陽光) | 15% | 14% | 16% | 18% | 11% | 11% | 19% |
| 再生エネルギー設備利用率 (風力) | 25% | 29% | 25% | 23% | 30% | 31% | 37% |
| 国際パイプライン | × | ○ | ○ | × | ○ | ○ | ○ |
| 国際送電線 | × | ○ | ○ | ○ | ○ | ○ | ○ |

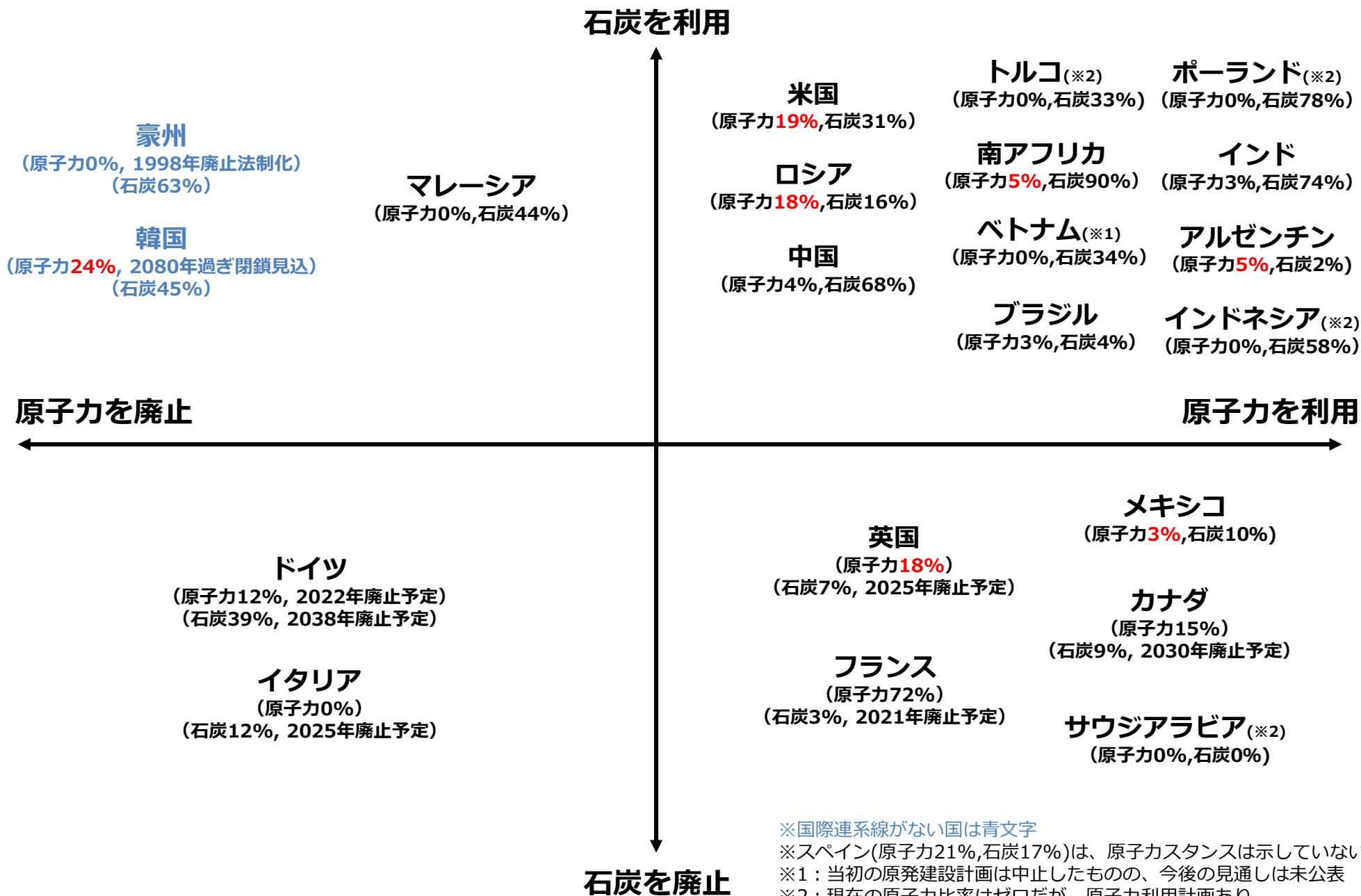
電源構成の国際比較



| 主要再エネ ※水力除く | 風力 16.3% | 風力 14.9% | 風力 18.0% | 太陽光 8.3% | 風力 4.4% | 風力 6.0% | 風力 4.4% | 風力 4.4% | 太陽光 6.0% |
|----------------|-----------------------------|------------------|---------------|-----------------|---------------|----------------------------------|----------------------|-----------------------------|------------------------------|
| 目標年 | ①2025年 ②2035年 | 2030年 | 2020年 | 2020年 | 2030年 | 2035年 | — (国家レベルでは定めていない) | 2020年 | 2030年 |
| 再エネ導入 目標比率 | ①40~45% ②55~60% 総電力比率 | 44% (※) 総電力比率 | 40% 総電力比率 | 35~38% 総電力比率 | 40% 総電力比率 | 80% クリーンエネルギー (原発含む) 総電力比率 | — (国家レベルでは定めていない) | 15% 1次エネルギーに 占める非化石比率 | 22~24% 総電力比率の 見通しとして公表 |
| 発電量 | 6,477 億kWh | 3,355 億kWh | 2,734 億kWh | 2,940 億kWh | 5,570 億kWh | 42,637 億kWh | 6,583 億kWh | 66,021 億kWh | 10,512 億kWh |

(※) 複数存在するシナリオの1つ。

将来の原子力・石炭火力利用に対する主要国のスタンス



※国際連系線がない国は青文字

※スペイン(原子力21%,石炭17%)は、原子力スタンスは示していない

※1：当初の原発建設計画は中止したものの、今後の見通しは未公表

※2：現在の原子力比率はゼロだが、原子力利用計画あり

各エネルギー源の特徴

| | 安定供給 (自給率) | 経済効率 (コスト) | 環境適合 (CO2) | 安全性 |
|-----|------------------|-----------------------------------|---------------------------|---------------|
| | 中東依存度 (2019年) | 発電コスト (円/kWh) | 発電時CO2排出量 (kg-CO2/kWh) | |
| 石油 | 88.4% | 30.6~ 43.4 | 0.70 | — |
| LNG | 17.8% | 13.7 | 0.38 (複合) | — |
| 石炭 | 0% | 12.3 | 0.86 | — |
| 原子力 | 0% | 10.1~ | 0 | 安全性に 対する懸念 |
| 再エネ | 0% | [太陽光(住宅)] 29.4 [風力] 21.9 | 0 | — |

全ての面で完璧なエネルギーはない。

1. エネルギーをめぐる現状について

2. 地球温暖化対策計画策定後のエネルギー政策

3. 新型コロナウイルス感染拡大の影響

第5次エネルギー基本計画（2018年7月閣議決定）の概要

「3E+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3E+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）

省エネルギー施策の進捗

エネルギーミックスの省エネ対策の進捗状況：

2018年度時点省エネ量▲1,340万kl/▲5,030万kl(進捗率27% ※標準進捗率：33%)

- 産業部門 <省エネ量▲275万kl/▲1,042万kl> (26%)
- 業務部門 <省エネ量▲332万kl/▲1,227万kl> (27%)

- LED等の導入 [71.6万kl/108.0万kl]
- 産業用ヒートポンプの導入 [7.0万kl/87.9万kl]
- 産業用モータの導入 [14.2万kl/166.0万kl]
- FEMSの活用等によるエネルギー管理の実施 [11.9万kl/67.2万kl]

- LED等の導入 [145.0万kl/228.8万kl]
- 高効率な冷凍冷蔵庫やルーター・サーバー等の導入 [51.2万kl/278.4万kl]
- BEMSの活用等によるエネルギー管理の実施 [58.6万kl/235.3万kl]

- 家庭部門 <省エネ量▲290万kl/▲1,160万kl> (25%)
- 運輸部門 <省エネ量▲444万kl/▲1,607万kl> (28%)

省エネ法における規制措置の進捗

- エネルギー消費量原単位の改善（工場単位）
 - 産業部門にくらべ、業務部門で大きく進捗。
 - 主要4業種について、紙・パルプは継続して減少傾向。
 - 化学、セメントはH20以降減少傾向。
 - 鉄鋼はH20以降横ばい。

業務部門：H14からH29までの15年間で18%の減少

産業部門：H11からH29までの18年間で5%の減少

【主要4業種】

- 化学：5%減少
- 鉄鋼：7.5%減少
- セメント：2.5%減少
- 紙・パルプ：15%減少

産業業務部門における支援措置の進捗

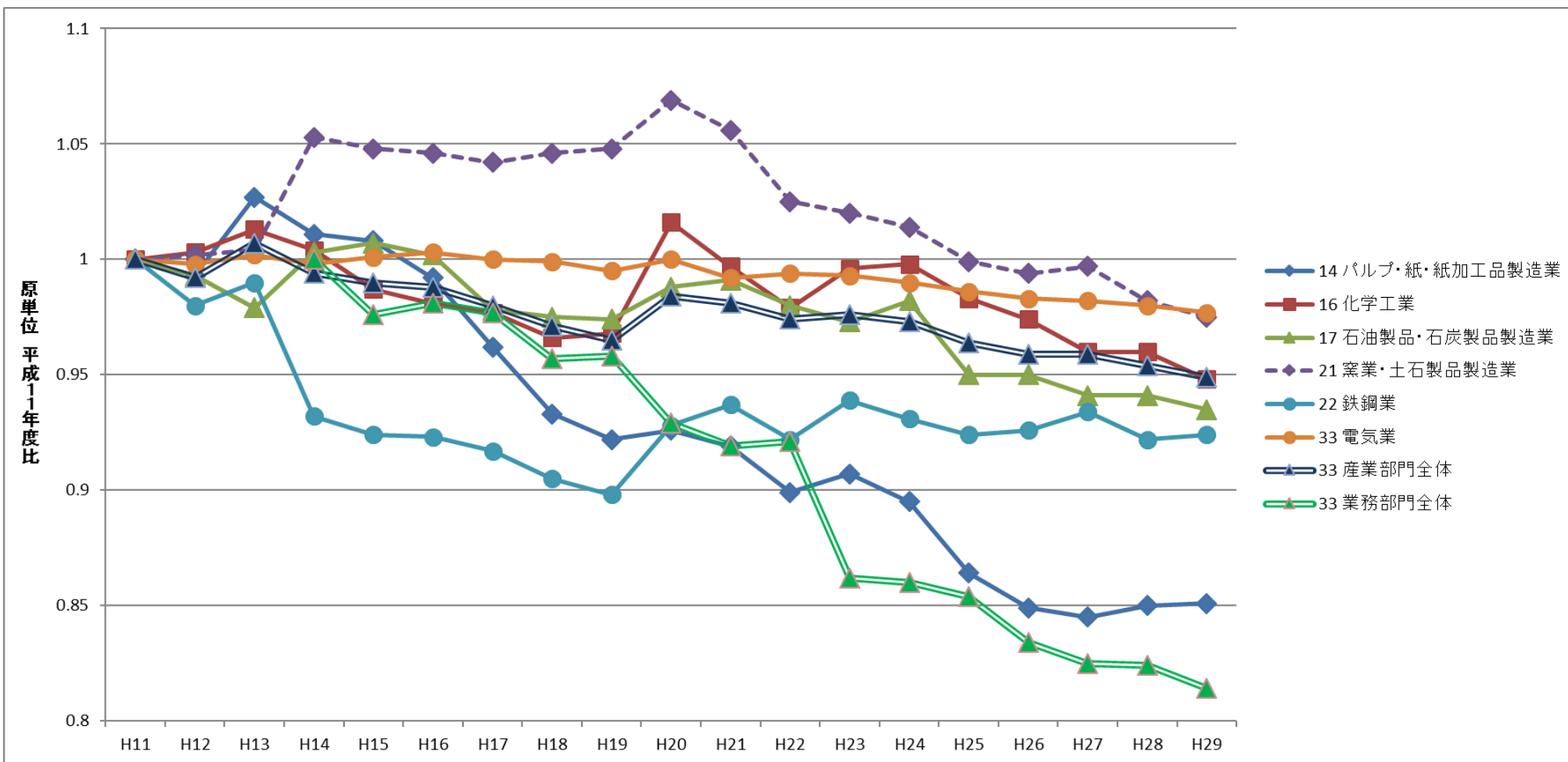
- 省エネ補助金（工場・事業場単位）
 - 2018年度時点での省エネ実績※1：▲220万kl
- 戦略的省エネルギー技術革新プログラム
 - 2030年度時点での省エネ目標：▲1,000kl
 - 2019年度時点での省エネ効果※2：▲397万kl

※1H23以降の年度毎の省エネ実績を積み上げて算出。

※2実施者へのアンケートにより事業化の状況を調査し2030年度における省エネ効果見込み量を算出。

【参考】主要業種における工場単位のエネルギー消費原単位の状況

- 業務部門は原単位改善は順調。
- 産業部門は改善の進捗は緩やか。特に鉄鋼業は横ばい。



石炭火力政策

- 内外一体で脱炭素化社会の実現に取り組むため、国内の非効率石炭火力のフェードアウトに取り組むとともに、石炭火力輸出支援の厳格化を図る。

国内の非効率石炭火力のフェードアウト（7/3 梶山経産大臣 検討指示）

- ① 2030年に向けて非効率石炭のフェードアウトを確かなものにする新たな規制措置の導入
- ② 安定供給に必要となる供給力を確保しつつ、非効率石炭の早期退出を誘導するための仕組みの創設
- ③ 既存の非効率な火力電源を抑制しつつ、再エネ導入を加速化するような基幹送電線の利用ルールの抜本見直し

※ 足下の石炭火力比率は32%。うち、非効率石炭は16%（114基）。

石炭火力輸出支援の厳格化（7/9 経協インフラ戦略会議 取りまとめ）

世界の脱炭素化をリードしていくため、「脱炭素移行政策誘導型インフラ輸出支援」を推進。

今後新たに計画される石炭火力発電プロジェクトについては、我が国が相手国のエネルギーを取り巻く状況・課題や脱炭素化に向けた方針を知悉していない国に対しては、政府としての支援を行わないことを原則とする。その一方で、特別に、

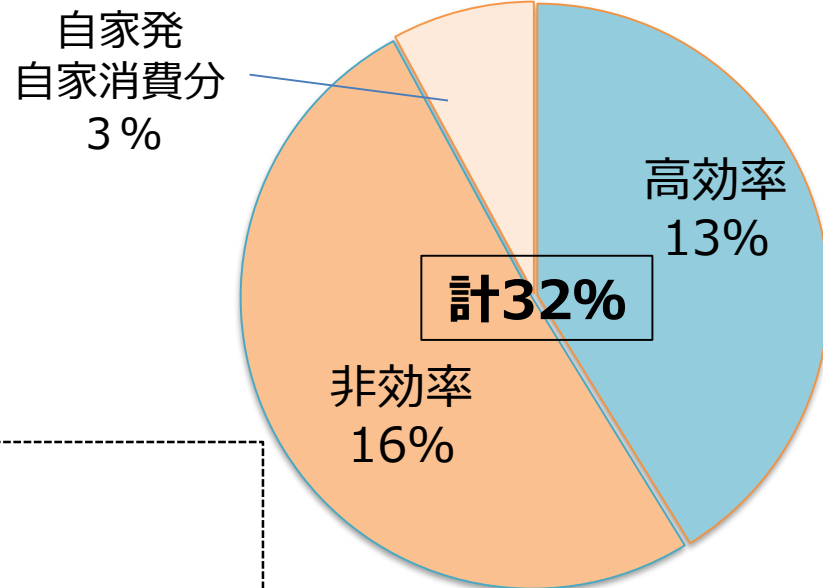
- ① エネルギー安全保障及び経済性の観点などから当面石炭火力発電を選択せざるを得ない国に限り、
- ② 相手国から、脱炭素化へ向けた移行を進める一環として我が国の高効率石炭火力発電へ要請があった場合には、
- ③ 我が国から政策誘導や支援を行うことにより、当該国が脱炭素化に向かい、発展段階に応じた行動変容を図ることを条件として、
- ④ 環境性能がトップクラスのもの（具体的には、発電効率43%以上のUSC、IGCC及び混焼技術やCCUS／カーボンリサイクル等によって発電電力量当たりのCO2排出量がIGCC並以下となるもの）について導入を支援する。

非効率石炭火力のフェードアウト

- 足下の石炭火力比率は**32%**（うち非効率石炭は**16%**）。一方、エネルギーミックスにおける**2030年度の石炭火力比率は26%**。
- 今後、建設中の最新鋭の石炭火力の運転開始も見込まれる中、**エネルギーミックスの達成には、非効率石炭火力による発電をできる限りゼロに近づけていく必要**。

石炭火力発電による発電量の内訳（推計）
（全発電量に占める割合）

計約3,300億kWh（2018年度）



- ◆ 石炭ガス化複合発電（IGCC）
発電効率46～50%程度
- ◆ 超々臨界圧（USC）
発電効率41～43%程度 計26基※

今後、建設中の最新鋭石炭火力の運転開始により、高効率石炭火力による発電比率が約20%となる可能性

- ◆ 亜臨界圧（SUB-C）
発電効率38%以下
- ◆ 超臨界圧（SC）
発電効率38～40%程度 計114基※

⇒ **非効率石炭火力による発電を削減するため、新たな措置を検討**

※ 電気事業法に基づく発電事業者に対して、石炭火力発電所（電気事業法に規定する発電事業者が保有する特定発電用電気工作物）について、経済産業省においてその発電方式を確認し集計。
※ 「エネルギー基本計画」においては、非効率な石炭火力は超臨界以下とされており、その整理に沿って分類している。

【参考】 CCUS/カーボンリサイクル

- カーボンリサイクルは、CO₂を資源として捉え、これを分離・回収し、鉱物化や人工光合成、メタネーションによる素材や燃料への再利用等を行い、大気中へのCO₂排出を抑制していく取組。
- 省エネルギー、再生可能エネルギー、CCSなどとともに、CO₂削減の鍵となる取組の一つ。CO₂の利用について、世界の産学官連携の下で研究開発を進め、非連続的イノベーションを進めていく。

CCUS

回収
Capture

利用
Utilization

貯留
Storage

EOR (石油回収)

CO₂の直接利用
(溶接・ドライアイス等)

カーボンリサイクル

1. 化学品

- ・ 含酸素化合物 (ポリカーボネート、ウレタンなど)
- ・ バイオマス由来化学品
- ・ 汎用物質 (オレフィン、BTXなど)

2. 燃料

- ・ 微細藻類バイオ燃料 (ジェット燃料・ディーゼル)
- ・ CO₂由来燃料またはバイオ燃料 (微細藻類由来を除く) (メタノール、エタノール、ディーゼルなど)
- ・ ガス燃料 (メタン)

3. 鉱物

- ・ コンクリート製品・コンクリート構造物
- ・ 炭酸塩 など

4. その他

- ・ ネガティブ・エミッション (BECCS、ブルーカーボンなど)

再生可能エネルギー普及に係る送電線の問題と対策

- 我が国の電力系統は、再エネ電源の立地ポテンシャルのある地域とは必ずしも一致せず、**再生可能エネルギーの導入量増加に伴い、系統制約が顕在化**。具体的には、再エネを系統に「つなげない」、つなぐためには費用が「高い」、つなぐことができるようになるまで「遅い」といった声がある。
- 欧州でも、日本と同様の課題が存在しており、系統増強となれば一定の時間と費用が必要になるが、他方で**一定の条件の下で系統接続を認めるといった既存の系統を効率的に活用する制度**も存在しており、日本においては欧州の取組を参考に、「**日本版コネクト&マネージ**」という対策を進めている。

<発電事業者の声・指摘>

「**つなげない**」
(送電線の平均利用率が
10%未満でもつなげない)

「**高い**」
(接続に必要な負担が大きすぎる)

「**遅い**」
(接続に要する時間が長すぎる)

<実態>

「送電容量が空いている」のではなく、
停電防止のため一定の余裕が必要

- 50% = 「上限」(単純2回線)
- 「平均」ではなく「ピーク時」で評価

欧州の多くも、日本と同様の
一部特定負担 (発電事業者負担)

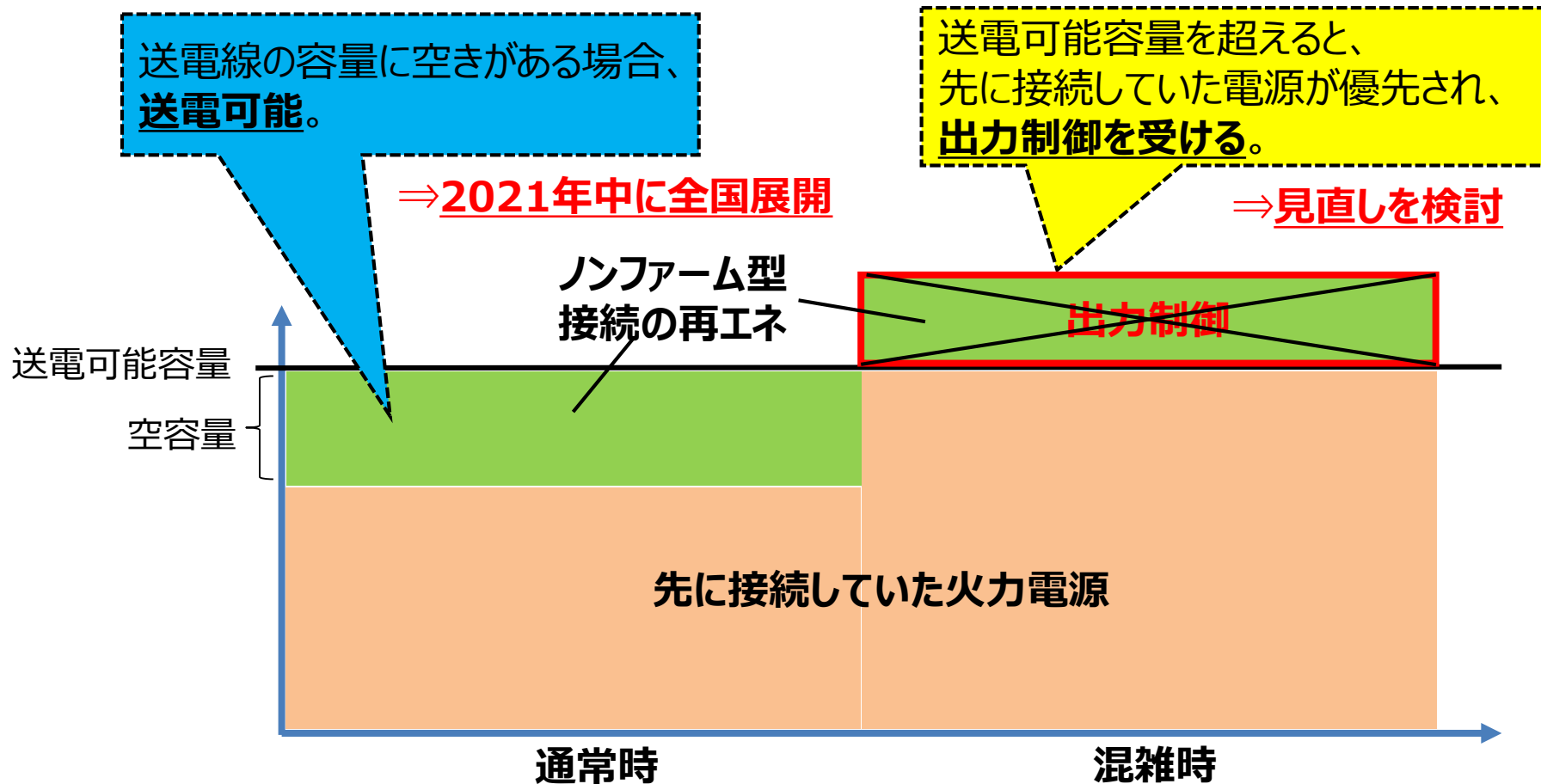
- モラルハザード防止のため、大半の国は
一般負担と特定負担のハイブリッド

増設になればどの国でも
一定の時間が必要

- ドイツでも工事の遅れで南北間の送電
線が容量不足

送電線の利用ルールの見直し

- 現在、千葉県等で試行的に実施しているノンファーム型接続（送電線の枠が実際に使われていないときは再エネを接続・送電できる新たな仕組み）を、**2021年中に全国展開**。
- 加えて、ノンファーム型接続の下で、送電線混雑時に再エネが先に接続していた火力発電に劣後して出力制御を受けないよう、送電線利用ルールの見直しを検討。



洋上風力の拡大に向けた環境整備

- 一般海域における洋上風力発電では、これまで、① 占用に関する統一的なルールがない、② 先行利用者との調整の枠組みが不明確、③ 高コストなどの様々な課題が存在。
- 再エネ海域利用法を2019年4月に施行。① 30年間の長期占用を設定、② 関係者の協議の場を設置、③ 価格競争を通じた事業者選定、などの仕組みを措置。
- 現在、「促進区域」の指定に向けて取組を継続中。

【洋上風力発電の主な課題】

【対応】

課題① 海域利用に関する統一的なルールがない

- ・海域利用（占用）の統一ルールなし
（都道府県の許可は通常3～5年と短期）

課題② 先行利用者との調整の枠組みが不明確

- ・海運や漁業等の地域の先行利用者との調整に係る枠組みが存在しない。

課題③ 高コスト

- ・FIT価格が欧州と比べ36円/kWhと高額。
- ・国内に経験ある事業者が不足。

- ・国が、洋上風力を実施可能な促進区域を指定。公募を行うことで事業者を選定、長期占用を可能とする制度を創設。

→ 十分な占用期間（30年間）、事業の安定性を確保。

- ・関係者による協議会を設置。地元調整を円滑化。

- ・区域指定の際、関係省庁と協議。他の公益との整合性を確認。

→ 事業者の予見可能性向上、負担軽減。

- ・価格等により事業者を公募・選定。

→ 競争を促してコストを低減。

第1回洋上風力の産業競争力強化に向けた官民協議会概要

- 第1回洋上風力の産業競争力強化に向けた官民協議会（令和2年7月17日）では、国から論点を示しつつ、業界・事業者、有識者からのヒアリングを実施。代表的な意見は以下のとおり。

| 論点 | 業界・事業者からの意見 | 有識者からの意見 |
|------------------------------|---|--|
| ①中長期的な洋上風力発電の導入のポテンシャルと課題の分析 | <ul style="list-style-type: none"> ○予見性の確保が重要。 ○投資判断に必要な市場規模は、2030年にかけては100万kW×10年 2040年には3000万kW～4500万kW | <ul style="list-style-type: none"> ○年間100万kW(年2～3区域)は妥当。 ○太陽光の反省を踏まえれば、導入拡大はコスト削減の成熟度に応じて進めるべき。 |
| ②分野別の課題の分析 | <ul style="list-style-type: none"> ○洋上風力関連産業（風車製造工場等）の誘致が必要。 ○基礎工事、据え付け等の低コスト化に向けた技術の確立が必要 | |
| ③計画的導入に向けたインフラ環境整備のあり方 | <ul style="list-style-type: none"> ○直流送電も含めた系統整備を適切に実施して欲しい。 ○導入見通しに応じた、計画的な港湾整備が必要。 | <ul style="list-style-type: none"> ○使用されない港湾があると税の有効活用の観点や利用料が高くなるため、促進区域指定との整合性をとっていく仕組みづくりが必要。 |
| ④事業者（業界）の投資やコスト削減等に関する取組 | <ul style="list-style-type: none"> ○発電コストは、8～9円/kWhを目指す。 | <ul style="list-style-type: none"> ○導入見通しに応じて、事業者がコスト削減の具体的な数字とスケジュールを示すことが有効。 ○イギリスのセクターディールも参考に検討すべき。 |

□ 梶山大臣の締めめの挨拶

- 当面10年間は100万kW/年、2040年にかけては3000万kWを超える導入量の見通しがあれば思い切った投資ができるものと思っており、引き続き、本協議会で議論していきたい。
- また、（本日発言があった）直流送電や港湾についても今後議論が必要。



地熱開発の加速化に向けた取組

- 地熱発電は、天候等の自然条件によらず安定した発電が可能なベースロード電源。日本は世界3位の資源量（2,347万kW）を有しており、今後の導入拡大が期待される。
- 他方、高い開発リスクなどから、計画通り開発が進まないケースもあるため、地熱開発の加速化に向け、開発難易度が高い地点の本格的な地質調査や探査精度向上のための技術開発などの取組を進める。

エネルギーミックスとの関係

- 2030年までに、**140～155万kW**（現時点では57万kWが導入済、**残り約90万kW**の開発が必要）
- 地熱開発のリードタイムの長さに鑑み、**今後1～2年で大胆に大型調査に着手することを目指す。**

加速化に向けた取組み

① 資源量調査・理解促進

- これまでより開発難易度が高い地点における本格的な地質調査を実施。
- 自治体や地元事業者等に対して、地熱発電の正確な理解を深めるための勉強会を開催。

② 掘削調査

事業リスクの高い調査に対して、助成金を通じた支援を実施。

③ 技術開発

- 最新のICT技術等を活用した探査システムを構築・実証し、地下構造の探査精度の向上を図る。



＜秋田・山葵沢（わさびさわ）地熱発電所＞
※2019年5月に運転開始。国内で23年ぶりとなる新規の大規模地熱発電所。

水素基本戦略（2017年12月関係閣僚会議決定）

- 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
⇒ 世界最先端を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)



〈第2回再生可能エネルギー・水素等関係閣僚会議〉

＜水素の低コスト化のための3条件＞

供給と利用の両面での
取組が必要

【供給側】

【利用側】

- ① 安価な原料（＝海外褐炭、余剰再エネなどの活用）
- ② 大量に製造・輸送するためのサプライチェーンの構築
- ③ 大量の利用（自動車 ⇒ 発電 ⇒ 産業）

①②供給側の取組

- 安価な原料で水素を大量製造
 - 褐炭(石炭の1/10以下)や海外再エネ(国内の1/10程度)を活用。
- 国際的なサプライチェーン構築により大量輸入
 - 日オーストラリア間/日ブルネイ間の国際水素輸送プロジェクトにより、褐炭水素製造や水素の大量輸送技術の開発を進め、'30年頃の商用化を目指す。
- 地域の再エネを最大限活用
 - 福島（浪江町）の水素拠点化に向け、世界最大級の再エネ水素製造実証を通じて、将来の余剰再エネ活用の先駆けとする。福島産水素は'20年オリパラでも活用。

③利用側の取組

- FCV/FCバス/水素ステーションの普及加速
 - '20年代後半のFCV関連ビジネス自立化に向け、
 - ① 低コスト化技術開発（ステーションコストを'20年までに半減）、
 - ② 規制改革（ステーション無人化の実現等）、
 - ③ ステーションの戦略的整備（'18年設立の新会社が整備加速）を進める。
 - FCVのみならず、バス、フォークリフト、さらには、トラック、船等への用途展開により水素利用の横展開。
- 水素発電の商用化・大量消費
 - 世界初の水素発電所（神戸）が年明けから実証運転開始するなど、'30年頃の商用化に向け、実証・技術開発を推進。

- 水素利活用に向けた**政府と産業界の気運を高め、国際協力の深化を議論**するべく、毎年東京において、**世界の水素担当閣僚を集めた水素閣僚会議を開催**。
- 2018年に初めて開催し、水素利活用の方向性として「**東京宣言**」を**発表**。
- 2019年の会議では「**東京宣言**」に関する**各国の取組状況を共有**するとともに、グローバルな水素の利活用に向けた政策の方向性について議論を深化。具体的なアクションを明確化し、**各国の水素・燃料電池に関する行動指針として、「グローバル・アクション・アジェンダ」を策定・共有**。**35の国・地域・機関等**※の代表、関係企業トップを含め約600人が参加。

東京宣言のポイント

1. 水素関連技術分野でのコラボレーション、**標準化**及びハーモナイゼーション
2. 国際共同調査、安全性及びサプライチェーン関連**インフラ技術開発**の促進
3. 水素のポテンシャル、経済効果及びCO₂削減効果の**調査・評価**
4. **教育**及びアウトリーチ



グローバル・アクション・アジェンダのポイント

- (1) モビリティ
 - ✓ 世界目標の共有
 (例：今後**10**年間で、水素ステーション10,000カ所(**10 thousand**)、燃料電池システム1,000万台(**10 million**)の設置 = “**Ten, Ten, Ten**”)
 - ✓ インフラ整備・市場拡大 (革新的な投資メカニズム)
- (2) サプライチェーン
 - ✓ 水素の海上輸送拡大に向けたFSやルール整備
 - ✓ 輸送・貯蔵のための技術開発
- (3) セクターインテグレーション
 - ✓ 水素利活用に関する**モデル地域設定**により、世界に発信
- (4) 調査・分析
 - ✓ IEA等による水素・燃料電池に関する**世界ロードマップ**策定
- (5) コミュニケーション、教育・アウトリーチ

原子力発電所の状況

再稼働
9基

稼働中 4基、停止中 5基 (起動日)

設置変更許可
7基

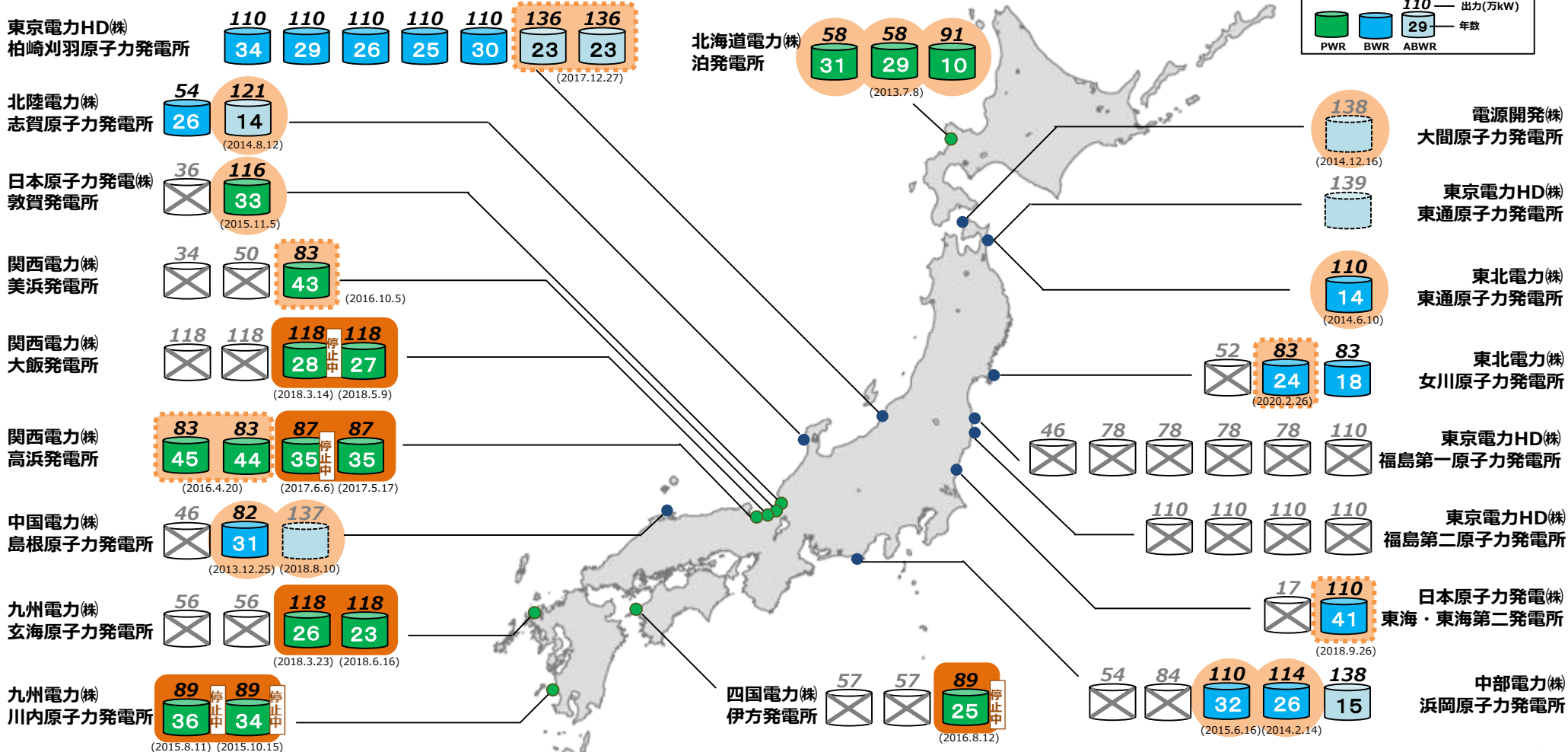
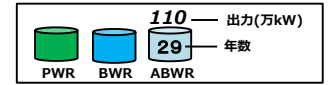
(許可日)

新規規制基準
審査中
11基

(申請日)

未申請
9基

廃炉
24基



原子力政策の方向性

国際機関の認識

- **IEA** : 将来的に原子力発電の設備容量は拡大する、持続可能経済復興プランにおいて、CO2排出削減及び経済・雇用の観点から、原子力を評価
- **IAEA** : 原子力は長期的に重要な役割を果たす

中露の伸長

- **中** : 米・仏に次ぐ原子力利用、国産技術の深化と積極的な海外展開、高温ガス炉等の研究開発の推進
- **露** : 積極的な海外展開、高速炉等の研究開発の推進

西欧諸国の危機感と中長期戦略

- **米** : 既存原発の長期運転、ベンチャーも活用した研究開発の推進、原子力産業再建
- **仏** : 2035年原子力比率50%、高速炉開発の継続、原子力産業強化プラン
- **英** : 温暖化と原子力利用、他国技術を活用した新規建設、革新炉開発の支援

我が国の原子力政策の方向性

□ 基本的な方針

- 原子力利用は不可欠だが依存度は可能な限り低減、安全性が確認されたもののみ再稼働
- 2030年：エネルギーミックスにおける原子力比率20～22%の実現
- 2050年：実用段階にある脱炭素化の選択肢として、より安全性等に優れた炉を追求

(1) 安全最優先の再稼働

- 設備利用率の向上と40年超運転を含め、安全確保を大前提に、国内の原子力発電所を最大限活用

(2) 「原子力産業イノベーション」の実現

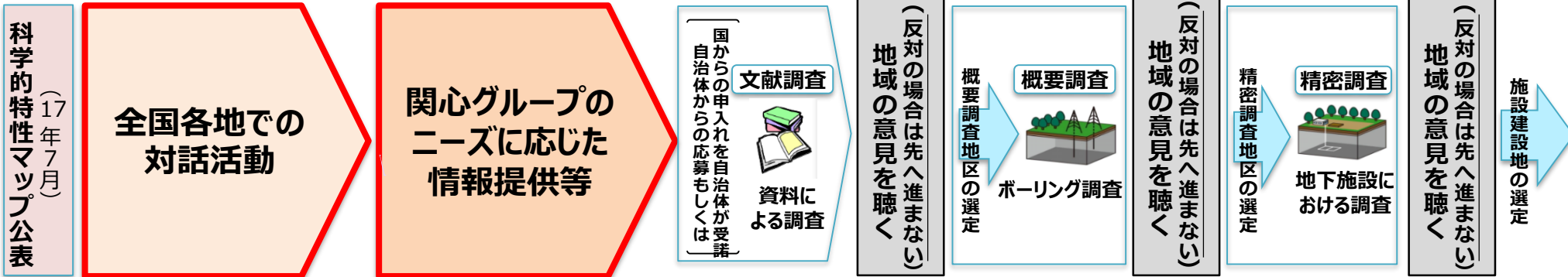
- 脱炭素化の選択肢として、軽水炉の安全性向上の技術開発・導入促進、高速炉やSMRなど革新的原子力技術開発の推進
- サプライチェーンを含めた我が国原子力産業の維持・強化・革新

(3) 持続的なバックエンドシステムの確立

- 中間貯蔵、再処理、プルトニウム利用、廃棄物の最終処分に至るサステナブルな原子力利用システムの確立に向けた動きを前進

最終処分の実現に向けた取組

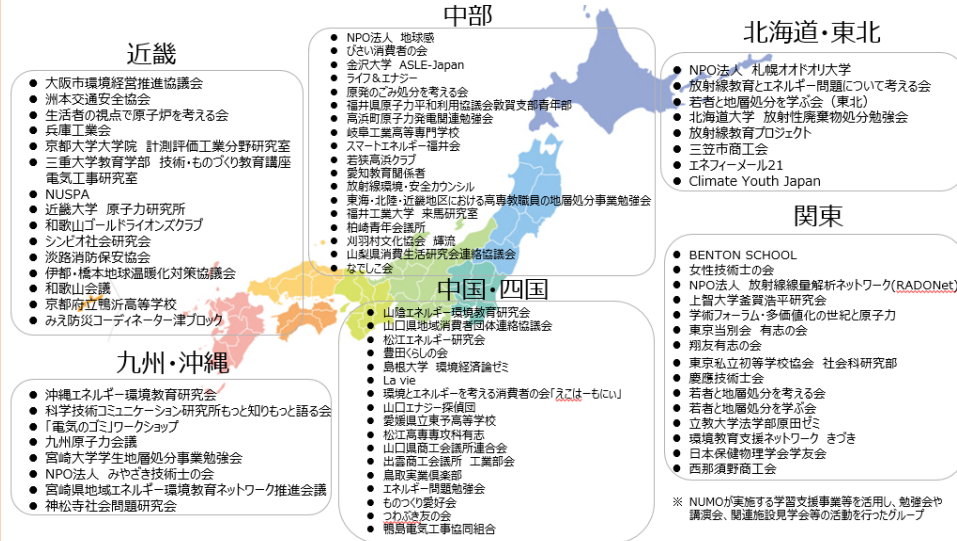
- **対話活動の実施**：国が前面に立って取組むべく、2017年7月に科学的特性マップを公表以降、全国各地で対話活動を実施中。その後、当面の取組方針をとりまとめ（2019年11月）。
- **複数地域での文献調査受け入れ**：これまでの取組状況を踏まえ、複数地域での文献調査の受け入れを目指す。



- マップ上の**濃いグリーン**の地域を中心に、その他も含めて**全国で対話活動（説明会）**を実施中。
- **今後も説明会を継続**しつつ、これまでにアプローチが十分に出来ていない**現役世代・若年層**向けの取組を強化していく。

- これまでの対話活動の結果、最終処分問題を「より深く知りたい」という**関心グループ**が少しずつ増えてきている状況。
- **関心グループの数を2020年目途に全国で100程度に拡大**していく（方針とりまとめ時約50、現状約80）。

「より深く知りたい」関心グループの全国的な広がり ～関心グループが50から80へ拡大～



※ NUMOが実施する学習支援事業等を活用し、勉強会や講演会、関連施設見学会等の活動を行ったグループ

新国際資源戦略（令和2年3月策定）の概要

情勢変化

基本的方向性

石油

- ・中東情勢の更なる緊迫化

- ★ 中東内外における調達先の多角化
 - ✓ 資源外交の強化とJOGMECによる更なるリスクテイク
- ★ 備蓄制度の充実
- ★ 備蓄協力等によるアジア全体のセキュリティ強化

LNG

- ・米露等の新たな供給源の存在感
- ・アジア需要の拡大（日本の市場影響力の相対的低下）

- ★ 中東内外における調達先の多角化（再掲）
- ★ アジア需要の取り込みと国際市場の拡大を通じたセキュリティ強化
 - ✓ LNG積替基地へのJOGMEC出資 日本企業のLNG取扱量目標を設定
 - ✓ 緊急時のJOGMECによる燃料調達機能の追加

金属 鉱物

- ・レアメタル需要の更なる拡大
- ・中国による寡占化/輸出制限の動き

- ★ 産業競争力を左右するレアメタルの確保・備蓄の強化
 - ✓ 製錬所単独の案件へのJOGMEC出資
 - ✓ 地政学的リスクが高い鉱種の備蓄目標日数引き上げ等のレアメタル備蓄の見直し

気候 変動 問題

- ・気候変動問題への対応の加速化
- ・環境調和型の石油ガス産業

- ★ カーボンリサイクルなど研究開発の加速化と世界大での推進
 - ✓ カーボンリサイクルの国際展開
 - ✓ 地熱発電の国際展開
 - ✓ 油ガス田開発における気候変動対策へのJOGMEC支援の充実
 - ✓ 燃料アンモニアの利用拡大

石油・天然ガスの調達先多角化・権益確保に向けた主な取組

- 日本が引き続き石油・天然ガスの安定供給を確保していくためには、**調達先の多角化が不可欠**。
- **国内資源開発に加え、積極的な資源外交やJOGMECのリスクマネー供給等を通じ、更なる海外権益の確保を推進**する。

ロシア【原油・天然ガス】

- 地理的に近接しており、チョークポイントを通過せず輸入が可能。
- 極東・東シベリア・北極圏における石油・天然ガス開発へ日本企業が参画・関心**。
- 2016年12月の日露首脳会談以降、日露の官民で合意した**多数の石油・天然ガス関連のプロジェクトは着実に進展**。
- 2019年9月、日本企業が参画する北極LNG2プロジェクトが最終投資決定。2023年生産開始予定。

UAE（アブダビ首長国）【原油】

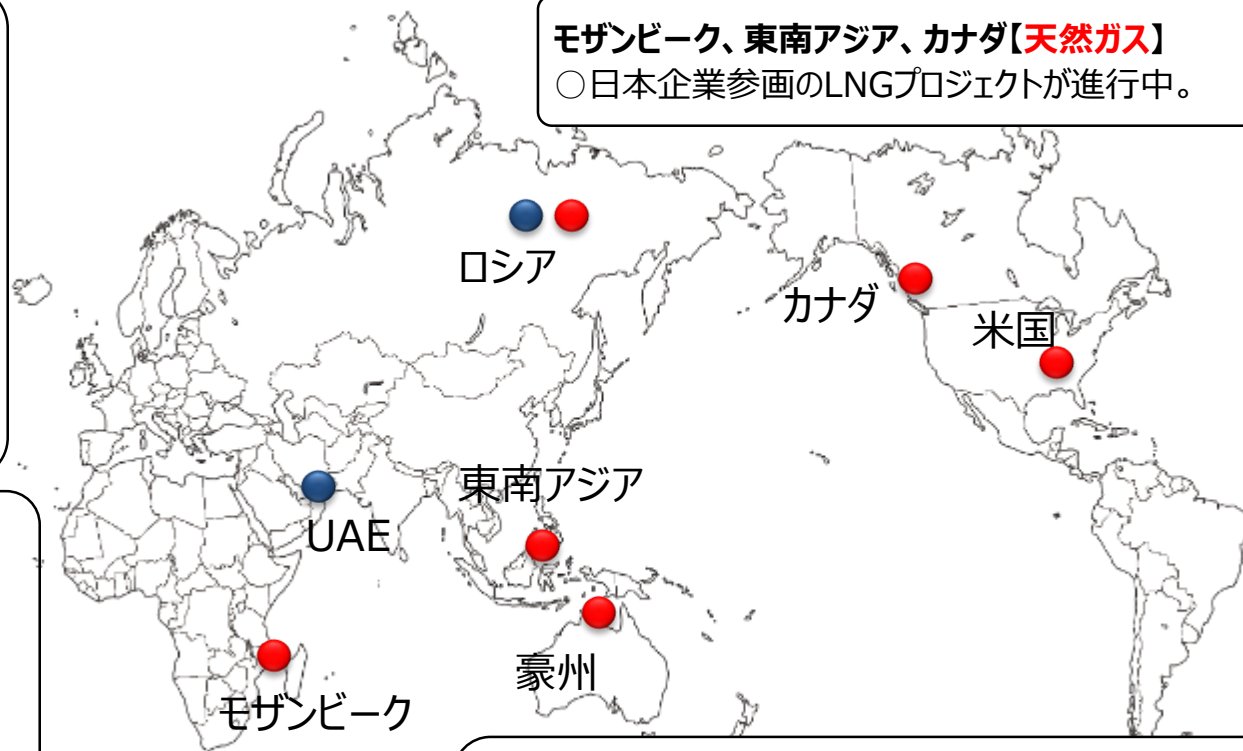
- 我が国の石油権益を維持・拡大するため、広範な分野で協力を実施。
- アブダビの油田には、**我が国自主開発権益が最も多く集中**。
- 2015年4月、我が国企業が巨大な**陸上油田の権益を新たに獲得**。
- 2018年2月、主要な**海上油田の権益を再獲得**。

豪州【天然ガス】

- 日本企業参画のLNGプロジェクトが進行中。
- イクシスLNGプロジェクトは日本企業が主導する初の大型LNGプロジェクト。2018年に生産開始。

モザンビーク、東南アジア、カナダ【天然ガス】

- 日本企業参画のLNGプロジェクトが進行中。



米国【天然ガス】

- 日本企業参画のLNGプロジェクトが進行中。
- 2016年以降、LNGの輸出を開始。
- 2017年1月に、**シェールガス由来のLNGが初めて日本に輸入**（短期契約）。
- 2018年5月、**日本として初めての長期契約に基づく米国シェールガス由来のLNGの輸入**を開始。

エネルギー供給強靱化法 概要（2020年6月成立）

背景と目的

自然災害の頻発

（災害の激甚化、被災範囲の広域化）

- 台風（昨年15号・19号、一昨年21号・24号）
- 一昨年の北海道胆振東部地震 など

地政学的リスクの変化

（地政学的リスクの顕在化、需給構造の変化）

- 中東情勢の変化
- 新興国の影響力の拡大 など

再エネの主力電源化

（最大限の導入と国民負担抑制の両立）

- 再エネ等分散電源の拡大
- 地域間連系線等の整備 など

災害時の迅速な復旧や送配電網への円滑な投資、再エネの導入拡大等のための措置を通じて、強靱かつ持続可能な電気の供給体制を確保することが必要。

改正のポイント

1. 電気事業法

（1）災害時の連携強化

- ① 送配電事業者に、**災害時連携計画**の策定を義務化。【第33条の2】
- ② 送配電事業者が**復旧等に係る費用**を予め積み立て、被災した送配電事業者に対して交付する**相互扶助制度**を創設。【第28条の40第2項】
- ③ 送配電事業者に、**復旧時**における自治体等への**戸別の通電状況等の情報提供**を義務化。また、平時においても、電気の使用状況等の**データを有効活用**する制度を整備。【第34条、第37条の3～第37条の12】
- ④ **有事**に経産大臣が**JOGMEC**に対して、**発電用燃料の調達を要請できる**規定を追加。【第33条の3】

（2）送配電網の強靱化

- ① 電力広域機関に、**将来を見据えた広域系統整備計画**（プッシュ型系統整備）策定業務を追加。【第28条の47】
- ② 送配電事業者に、**既存設備の計画的な更新**を義務化。【第26条の3】
- ③ 経産大臣が送配電事業者の投資計画等を踏まえて**収入上限（レベニューキャップ）を定期的****に承認**し、その枠内で**コスト効率化を促す託送料金制度**を創設。【第17条の2、第18条】

（3）災害に強い分散型電力システム

- ① 地域において分散小型の電源等を含む配電網を運営しつつ、緊急時には独立したネットワークとして運用可能となるよう、**配電事業**を法律上位置付け。【第2条第1項第11号の2、第27条の12の2～第27条の12の13】
- ② 山間部等において電力の安定供給・効率性が向上する場合、**配電網の独立運用を可能に**。【第20条の2】
- ③ 分散型電源等を束ねて電気の供給を行う事業（**アグリゲーター**）を法律上位置付け。【第2条第1項第15号の2、第27条の30～第27条の32】
- ④ 家庭用蓄電池等の分散型電源等を更に活用するため、**計量法の規制を合理化**。【第103条の2】
- ⑤ 太陽光、風力などの小出力発電設備を報告徴収の対象に追加するとともに、（独）製品評価技術基盤機構（NITE）による立入検査を可能に。（※併せてNITE法の改正を行う）【第106条第7項、第107条第14項】

（4）その他事項

電力広域機関の業務に再エネ特措法に基づく賦課金の管理・交付業務等を追加するとともに、その交付の円滑化のための借入れ等を可能に。【第28条の40第1項第8号の2、第8号の3、第2項、第28条の52、第99条の8】

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

（1）題名の改正

再エネの利用を総合的に推進する観点から、題名を「**再生可能エネルギー電気の利用の促進に関する特別措置法**」に改正。【題名】

（2）市場連動型の導入支援

固定価格買取（FIT制度）に加え、新たに、市場価格に一定のプレミアムを上乗せして交付する制度（**FIP制度**）を創設。【第2条の2～第2条の7】

（3）再エネポテンシャルを活かす系統整備

再エネの導入拡大に必要な地域間連系線等の**送電網の増強費用の一部を、賦課金方式で全国で支える**制度を創設。【第28条～第30条の2】

（4）再エネ発電設備の適切な廃棄

事業用太陽光発電事業者に、**廃棄費用の外部積立**を原則義務化。【第15条の6～第15条の16】

（5）その他事項

系統が有効活用されない状況を是正するため、認定後、一定期間内に運転開始しない場合、当該認定を失効。【第14条】

3. JOGMEC法（独立行政法人石油天然ガス・金属鉱物資源機構法）

（1）緊急時の発電用燃料調達

有事に民間企業による**発電用燃料**の調達が困難な場合、電気事業法に基づく経産大臣の要請の下、JOGMECによる**調達を可能に**。【第11条第2項第3号】

（2）燃料等の安定供給の確保

- ① **LNG**について、**海外の積替基地・貯蔵基地**を、JOGMECの**出資・債務保証業務**の対象に追加。【第11条第1項第1号、第3号】
- ② **金属鉱物**の**海外における採掘・製錬事業**に必要な資金について、JOGMECの**出資・債務保証業務**の**対象範囲を拡大**。【第11条第1項第1号、第3号】

1. エネルギーをめぐる現状について
2. 地球温暖化対策計画策定後のエネルギー政策
- 3. 新型コロナウイルス感染拡大の影響**

現下の情勢とエネルギーへの影響予測

- コロナショックによって、2020年は世界的にGDPもエネルギー需要も大きく低下。
- 経済活動の再開により成長率は漸次回復していくものの、エネルギー消費については、不可逆的な構造の変化が生じる可能性もある。

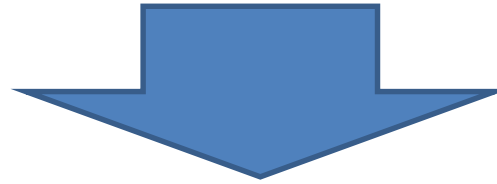
| 2020年予測 | | 評価・要因等 | 2021年以降 |
|-----------|--------|----------------------|---|
| 世界経済(GDP) | ▲4.9% | | 2021年 +5.4% |
| 先進国 | ▲8.0% | 日本は▲5.8% | 2021年 +4.8% (日本+2.4%) |
| 新興国 | ▲3.0% | 中国+1.0%、インド▲4.5% | 2021年 +5.9% (中国+8.2%、インド+6.0%) |
| エネルギー需要 | ▲6%程度 | リーマンショックの7倍の減少 | 需要は一部回復するが、構造変化の可能性 |
| 化石燃料 | ▲8%程度 | | |
| 原油 | ▲8%程度 | 運輸部門(石油需要の57%)の低迷 | 21年には増加傾向に転ずる(IEA)も、輸送需要に構造変化の可能性 |
| ガソリン | ▲11%程度 | ロックダウンによる人流減(50~75%) | ロックダウン解除により人流・ガソリン需要は次第に回復も、テレワーク定着や都市の大気汚染改善を目的としたモーダルシフト等による減少リスク(IEA) |
| 軽油 | ▲7%程度 | 物流は機能しており、減少を抑制 | eコマース利用の拡大(WTO)に伴い、需要増加トレンドの可能性 |
| ジェット燃料 | ▲26%程度 | 足下で航空量90%減少 | 国内線2022年、国際線2024年まで2019年水準に回復せず(IATA) |
| 石炭 | ▲8%程度 | 石炭火力▲10% | 短期的には主にアジアの経済回復により需要回復、低いガス価格による石炭から天然ガスへの転換が加速の可能性(IEA) |
| 天然ガス | ▲4%程度 | ガス火力▲7%、産業部門▲5% | |
| 電力 | ▲5%程度 | 石炭火力▲10%、ガス火力▲7% | 相対的に影響は少なく、経済活動再開により需要回復が見込まれ、更にドイツ・フランスのEV購入補助金、IT化ニーズの拡大など、電力需要増加トレンドが加速化の可能性 |
| CO2 | ▲8%程度 | | グテーレス国連総長、フォンデアライエン欧州委員長などの脱炭素化社会を促進する発言、削減取り組み加速化の可能性 |

日本におけるコロナにより影響を受けるエネルギー需要

新型コロナウイルスによる影響

- 不要不急の外出自粛や海外からの観光客の減少等により、自家用車や公共交通機関の燃料使用量減少
- 商業施設では来客減少に伴う稼働時間の低下等により、エネルギー需要が低下。
- 他方、家庭では在宅時間の増加から電力、都市ガス等の需要が増加。
- 経済減速が長引くほど、製造業・物流への影響も広がり、産業部門・貨物部門のエネルギー需要減少にもつながる可能性あり。

※（一財）日本エネルギー経済研究所レポート等より引用・編集



※ 電力消費量（速報値・前年同月比）：
2020年4月▲3.6% 5月▲9.2%
6月▲2.2% 7月▲5.9%
石油販売量（速報値・前年同月比）：
2020年4月▲15% 5月▲13%
6月▲10%

中長期的に固定化・加速化される変化

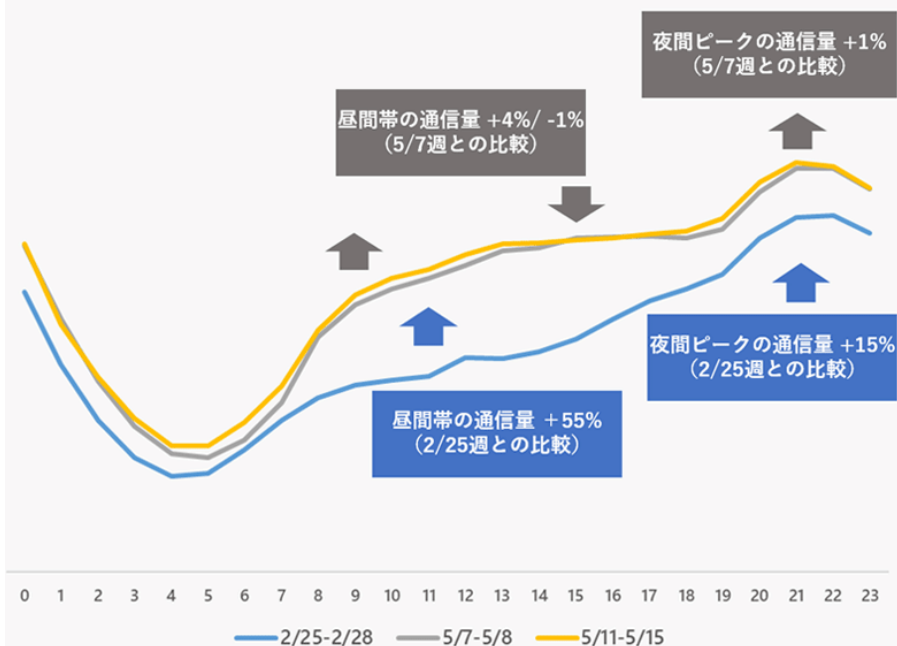
出所：電力広域的運営推進機関_Webページ、石油統計速報

- **接触回避**：デジタル化・オンライン化の加速、EC取引等の増加
- **職住不近接**：リモートワーク・在宅勤務等の進展
- **省人化・合理化**：生産現場等の無人化・AI化の進展

(参考) デジタル化・オンライン化の加速

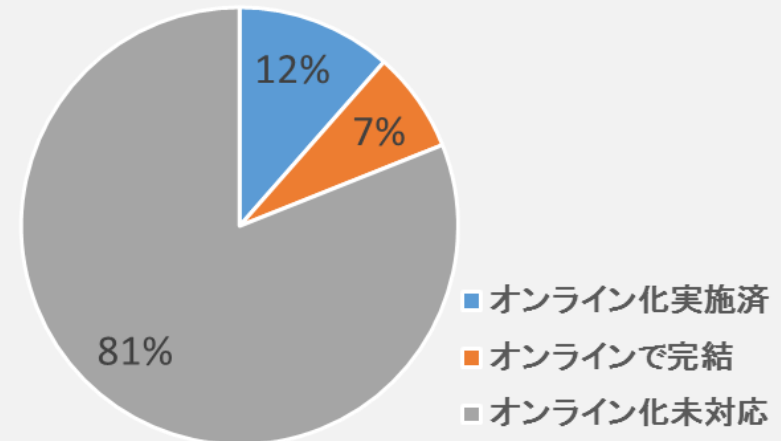
- 新型コロナにより、デジタル化のトレンドは加速。国内のデータ通信量は最大1.5倍に拡大。
- 行政手続等においても、新型コロナを契機に今後デジタル化が進展。

新型コロナ前後でのデータ通信量の変化



平日昼間で最大50%を超えるデータ通信量の増加

行政手続等のオンライン化率



- 行政手続のオンライン化が課題
- コロナを契機にオンライン化の流れが加速

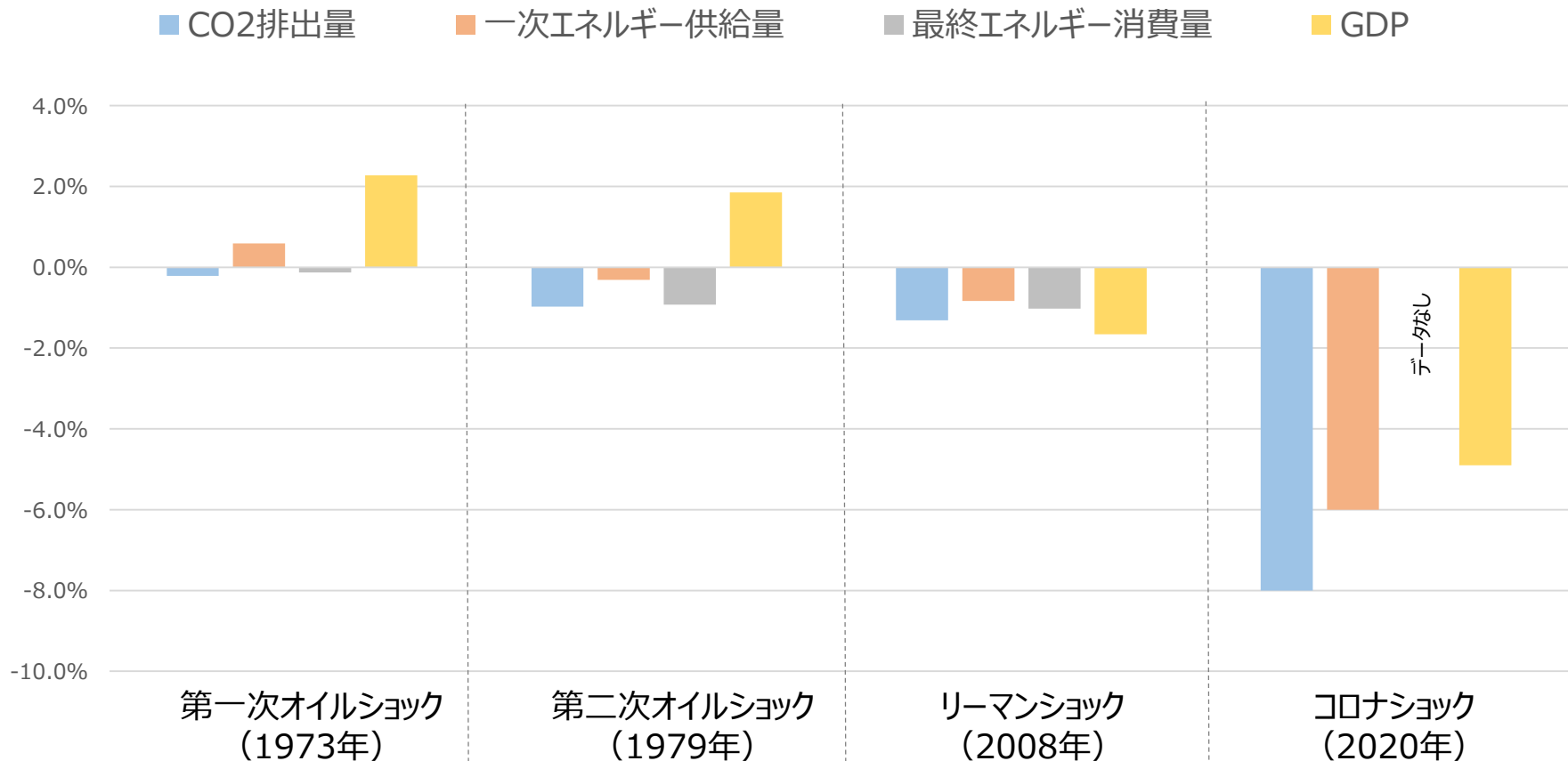
(出典) NTTコミュニケーションズ「インターネットトラフィック(通信量)推移データ」(5月19日公開)

日本総研「新型コロナ禍が促す公的セクターのデジタル革新」を元に作成(5月20日公開)

コロナショックと過去のショックの前年比較

- コロナショックにおいては物理的な行動を制限したことで、GDPのみならずエネルギー需要も大きく減少する見込み。

前年比増減率（世界）



(出典)IEAデータベース
※2020年は予測値

コロナショックによる電力需給への影響

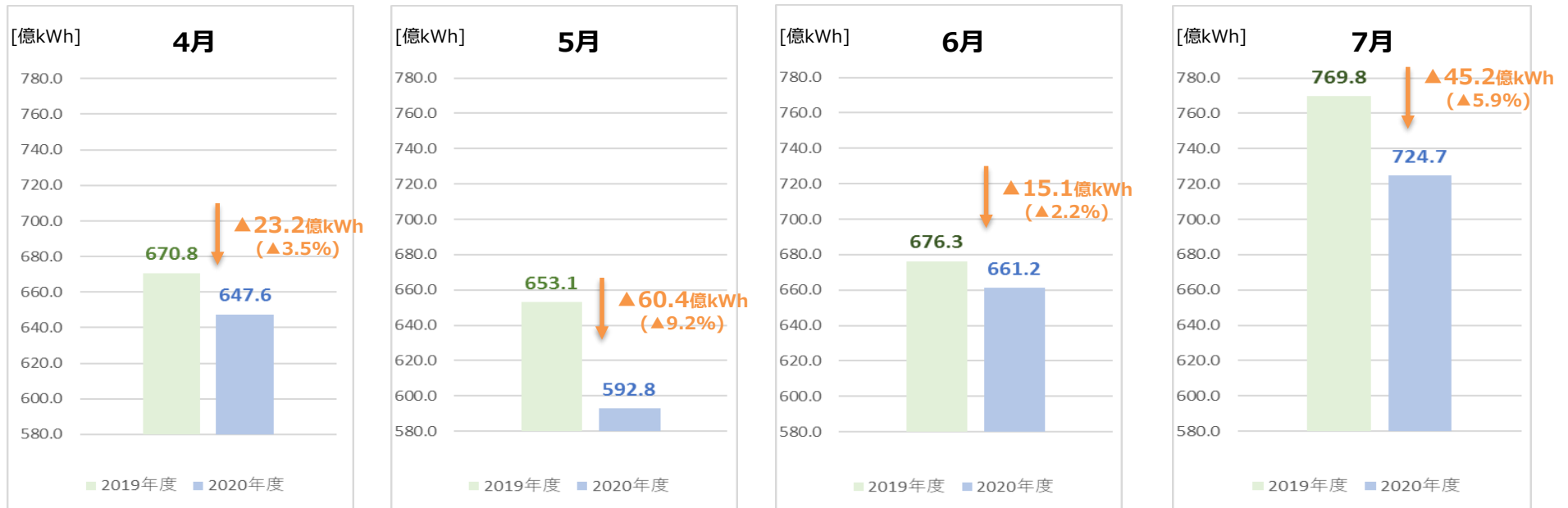
①安定供給への影響

- 新型コロナウイルスのような感染症が拡大した状況下においても、安定供給の確保に万全を期することが重要。
- **電力各社は、新型インフルエンザ等対策特措法に基づき、最大40%の従業員が欠勤した場合においても、安定供給を確保するための業務を維持することなどを内容とする「業務計画」を策定しており、この計画に基づいて対応。**
- 特に、電力の安定供給の要である**中央給電司令所及び発電所**においては、**班ごとに担当者が相互接触しないローテーション**で業務を行い、感染者が確認された場合や災害が発生した場合にも**代替人員がオペレーションを行える、バックアップ体制も構築**。現在、**電力の安定供給に支障は生じていない**。

②足下の需要の動向

- 2020年**4月以降の全国の系統電力需要**（速報値）を前年同月と比較したところ、**約2.2～9.2%の減少**となった。

電力需要の動向



コロナショックによる都市ガス需給への影響

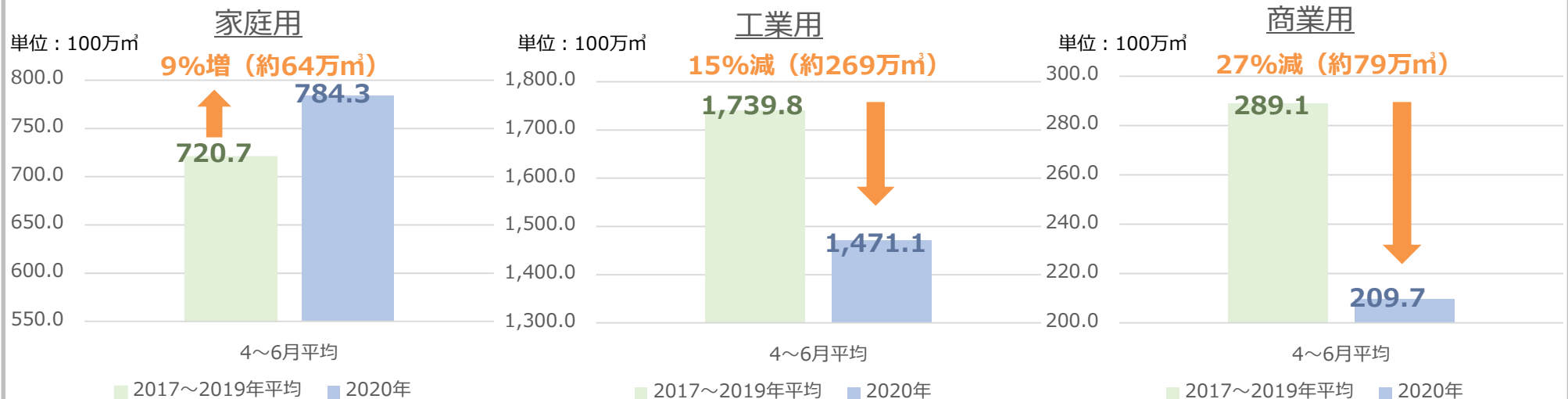
①安定供給への影響

- **都市ガス各社**も、新型インフルエンザ等対策特措法に基づいて「**業務計画**」を策定済み。この計画に基づき、業務内容ごとに優先順位付けを行った上で、**①原料調達・製造、②供給、③緊急保安**、といった**安定供給継続の基盤となる重要業務**について非接触型荷役の実施、代替要員の確保、代替施設の検討等の対応を行い、**安定供給継続のための対応を徹底**。
- 新型コロナウイルス感染症拡大の状況下にあっても、**ガスの安定供給への支障は発生していない**。
- 他方で、需要家宅内の安全点検、ガスメーターの検定満期取替等、**需要家との対面、直接の現場訪問を前提としていた平時の計画的な保安業務をこれまで通り行うことが困難**になるという課題が顕在化。**速やかに法令改正を行い、保安の確保を前提に、法定保安業務の満期を延長する等の特例措置を講じることにより対処**。

②足下の需要の動向

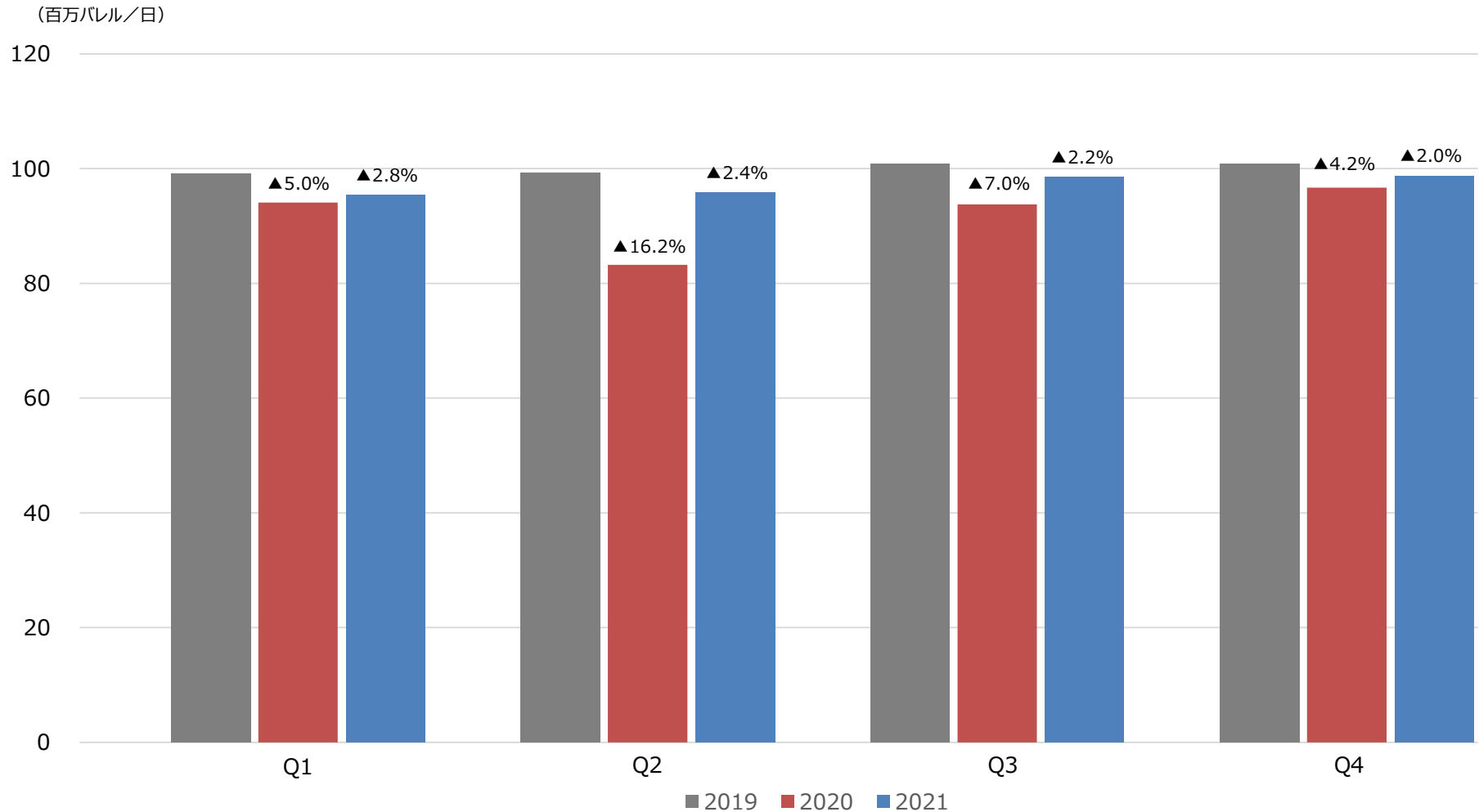
- 需要の動向は天候、気温等にも左右されうるため新型コロナウイルスが与えた影響を一概に評価することが難しいものの、政府から緊急事態宣言が発令されていた時期を含む2020年4月～6月は新型コロナウイルスの影響が一定程度あったと推測される。
- 2020年4月～6月の平均需要量を2017年～2019年の平均値と比較すると、**家庭用は9%増加したのに対して、工業用は15%減少、商業用では27%減少**となった。

都市ガス需要の動向



石油需要の動向

- IEAが今年8月に発表したレポートによると、2020年の世界の石油需要は、前年比▲810万B/Dの9200万B/Dになると予想。
- 2020年後半からは、世界的に経済活動の再開が本格化していくに伴い、石油需要も次第に回復していくと予想。なお、2021年の世界の石油需要は、9710万B/D（2019年比▲290万B/D）まで回復すると予想。



海外におけるポストコロナのエネルギー政策の方向性（各国要人等のコメント）

国連事務総長 グテーレス

- 「我々は、医療制度・社会保証・公的サービスの脆弱性のコストをパンデミックという最も厳しい方法で思い知った。」「今こそ、パンデミックや気候変動その他の世界的な課題に対して、強靱でより包括的かつ持続可能な経済社会を構築する努力をすべき。」(4/2, 国際連合HP)

EU フォン・デア・ライエン 欧州委員長

- 「経済復興プランは(コロナという)我々が今直面する巨大な挑戦を、復興を後押しするだけでなく、将来に投資することを通じて機会に変える。つまり、欧州グリーンディールとデジタル化は雇用創出、経済成長、レジリエンスの強化、及び環境改善を加速するだろう。」(5/27, 欧州委員会HP)

IEA 事務局長 ファティ・ビロル

- 「エネルギーセクターへの投資の減退を通じて、今日の雇用や経済的機会だけでなく、景気が回復した後に必要となるであろうエネルギー供給も喪失させることになる。」(5/27, CNBC取材)
- 「景気刺激策の中心としてクリーンエネルギーを活用することは、経済の回復だけでなく、より安全で持続可能なエネルギーシステムを構築する上で重要である。」(4/24, デンマーク気候大臣との閣僚会合)

トランプ大統領

- 「偉大な米石油・ガス業界を見捨てることは決してしない。これらの非常に重要な企業が利用できる資金を用意し、雇用を将来まで守る計画を策定するようエネルギー省と財務省の長官に指示した。」(5/19, Twitter)
- 関係省庁に環境規制の緩和や手続きの免除を検討させる方針を示した(6/4, NYT)