

エネルギー会資料

# 鉄鋼業界のカーボンニュートラルへの取組と エネルギー政策上の課題

2022年12月6日

小野 透

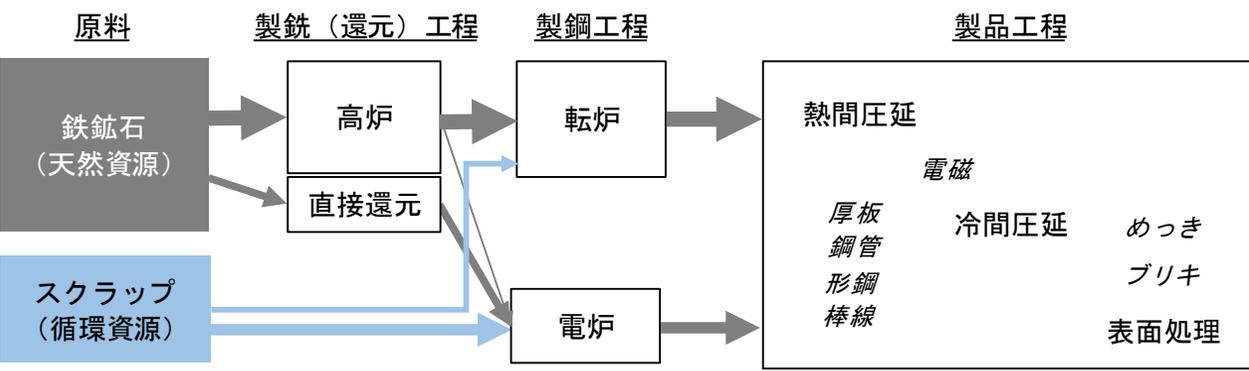
[ono.t.zfn@nsri.nipponsteel.com](mailto:ono.t.zfn@nsri.nipponsteel.com)

 NIPPON STEEL | 日鉄総研

# Part I. 鉄鋼業界のカーボンニュートラルへの取組

# 鉄鋼産業の概要

## 鉄鋼プロセスの概要

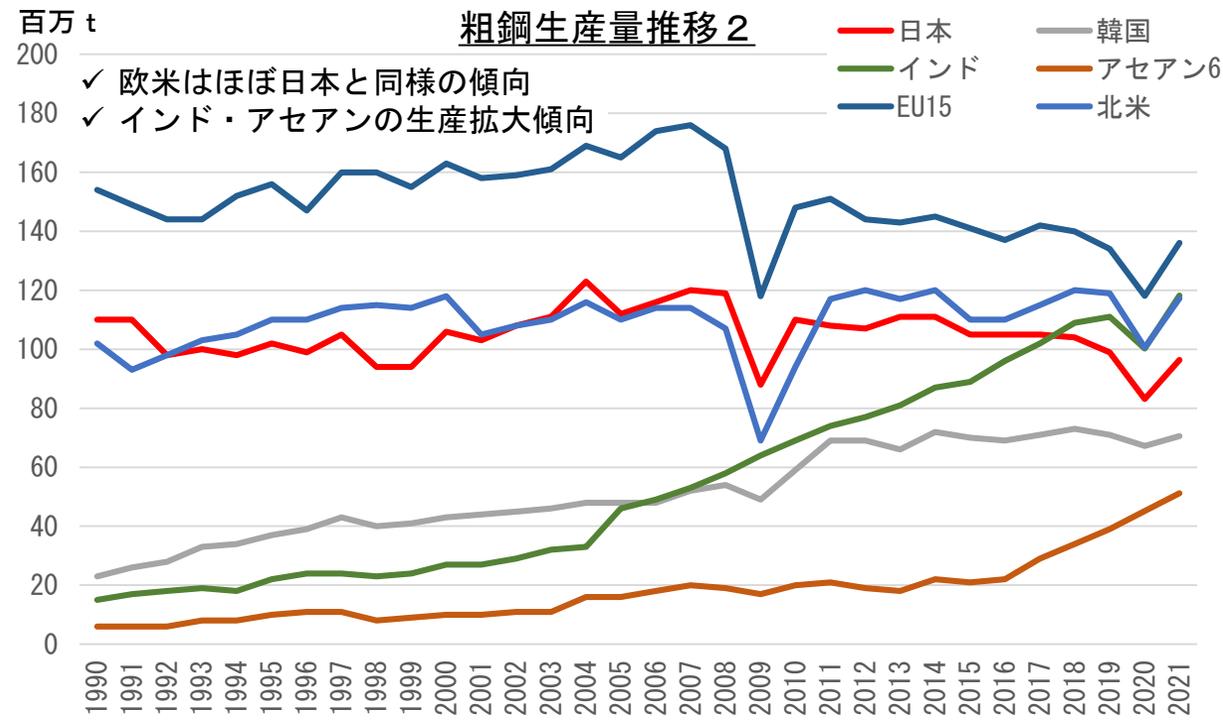
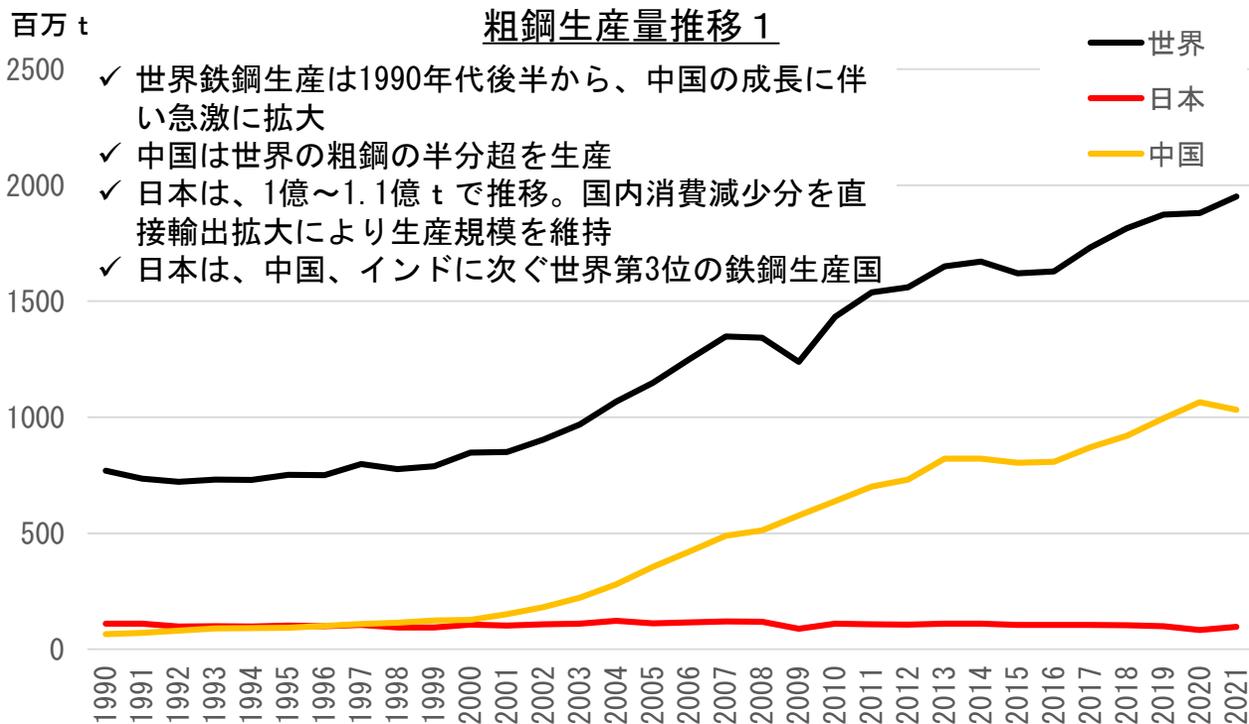


### 高炉転炉一貫プロセス（国内粗鋼生産の約3/4）

- ✓ 天然資源である鉄鉱石が主原料
- ✓ 汎用～高品位製品の製造
- ✓ 鉄鉱石の還元工程が必要であり、エネルギー原単位、CO2排出ともに高位

### 電炉プロセス（国内粗鋼生産の約1/4）

- ✓ 循環資源であるスクラップが主原料
- ✓ スクラップに含まれる不純物の制約等から、建設用等汎用品製造が多くを占める
- ✓ 鉄鉱石の還元工程が不要なため、エネルギー原単位、CO2排出ともに低位

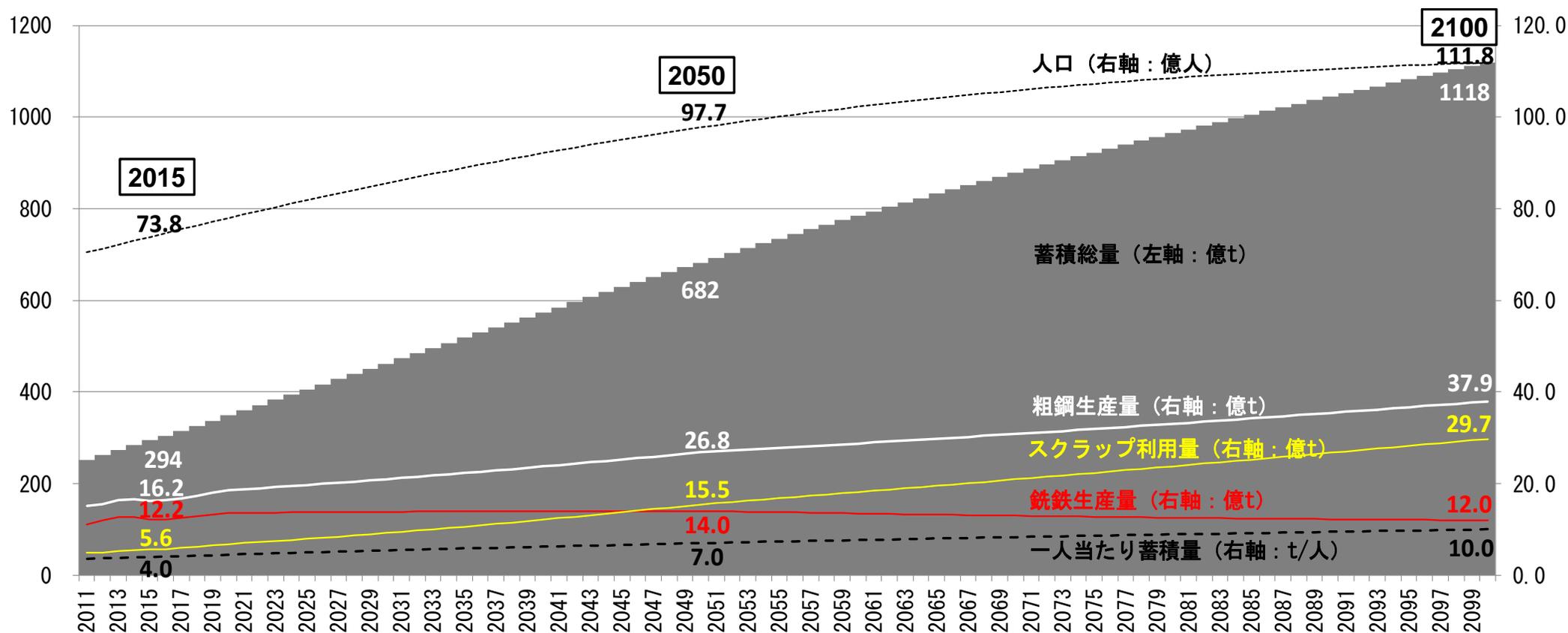


# 将来の鉄鋼需給想定

- ✓ 世界人口の増加と途上国の経済発展により、世界の鉄鋼蓄積量は今後も増加する。
- ✓ 鉄鋼材料はかなりの収率で無限にリサイクルできるが、鉄鋼蓄積量増加に応えるには、高炉等によるプライマリー鉄の供給が不可欠。
- ✓ 鉄鉱石の還元工程で大量のCO2が発生。

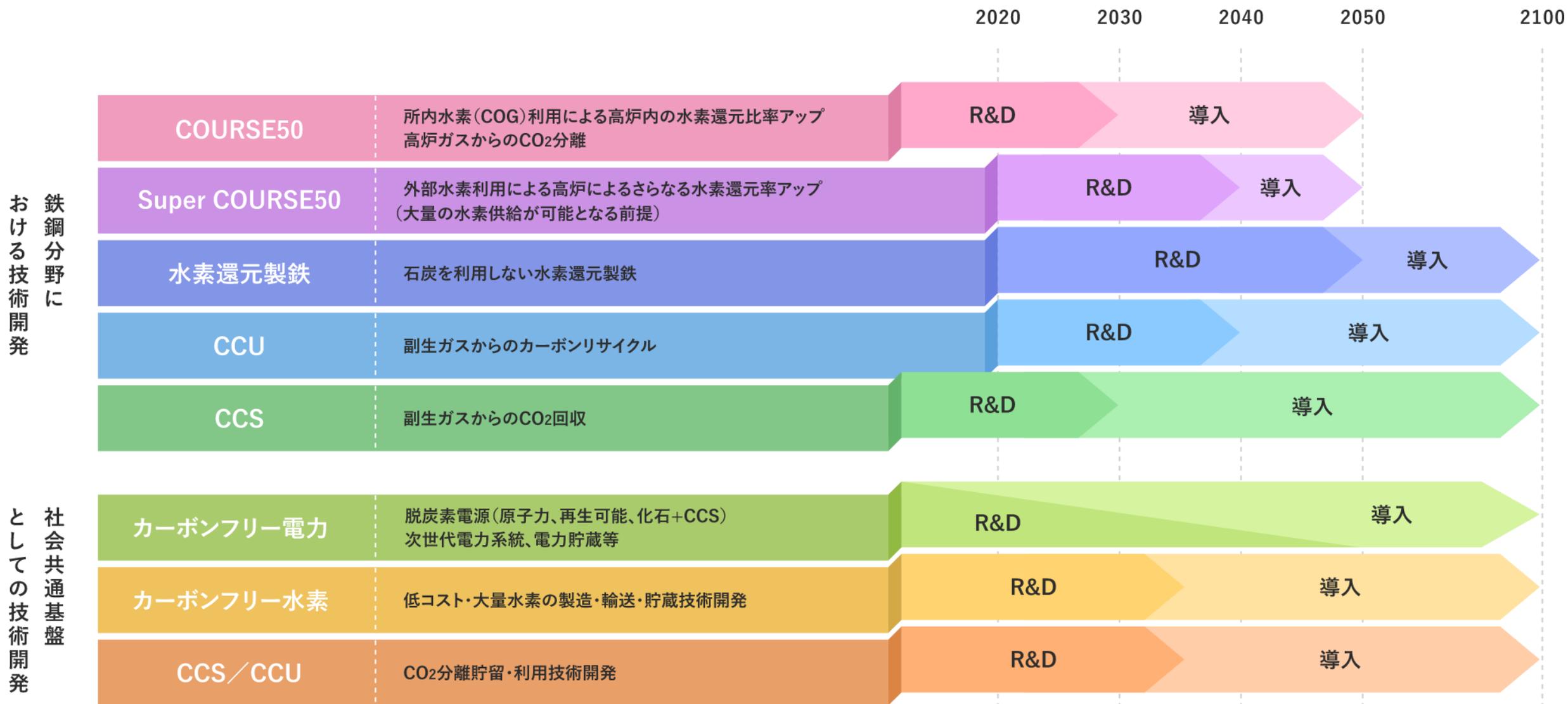


鉄鉱石還元工程の低炭素化・脱炭素化がカーボンニュートラルの鍵を握る



# 鉄連「ゼロカーボン・スチールへの挑戦！」

<https://www.jisf.or.jp/business/ondanka/zerocarbonsteel/index.html>



出典：日本鉄鋼連盟

## 高炉プロセスにおける水素還元比率の拡大

COURSE50：製鉄所で発生する水素の利用（供給量制約あり）

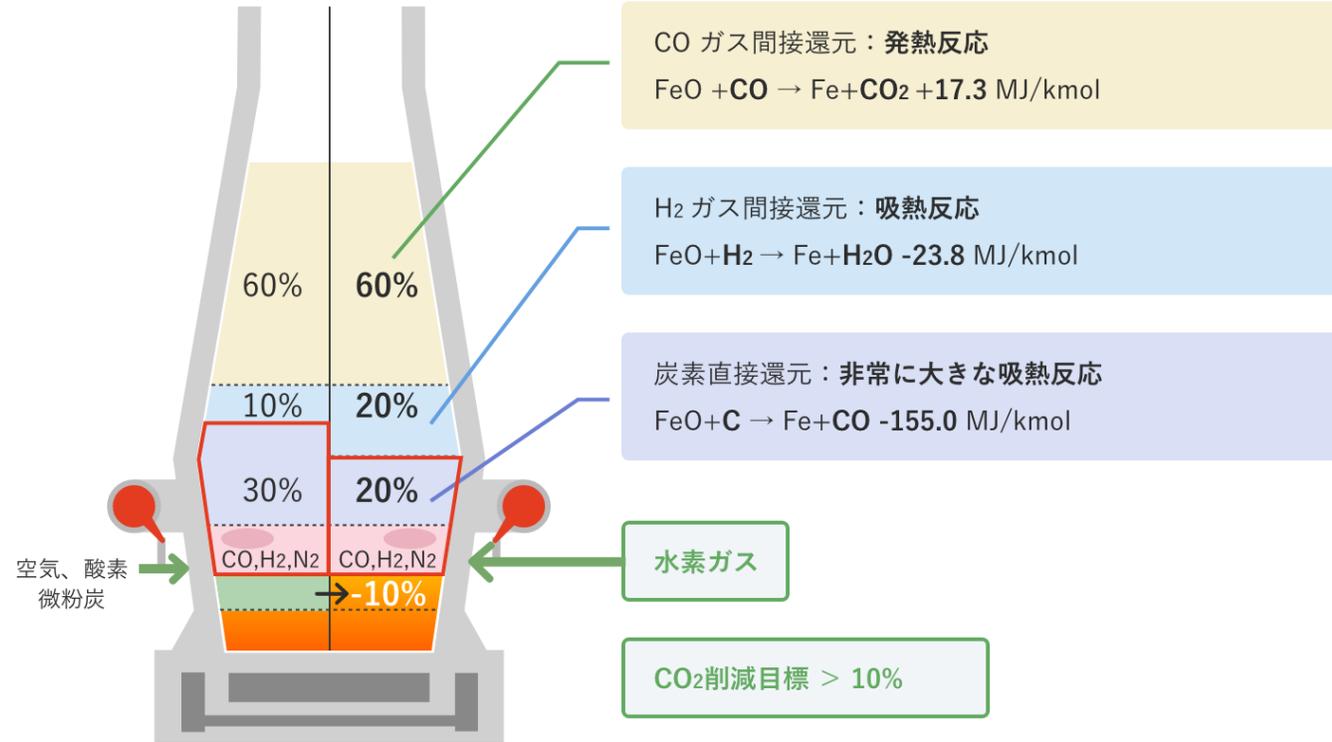
Super COURSE50：外部供給を前提（供給量制約なし）



COURSE50試験高炉

従来高炉

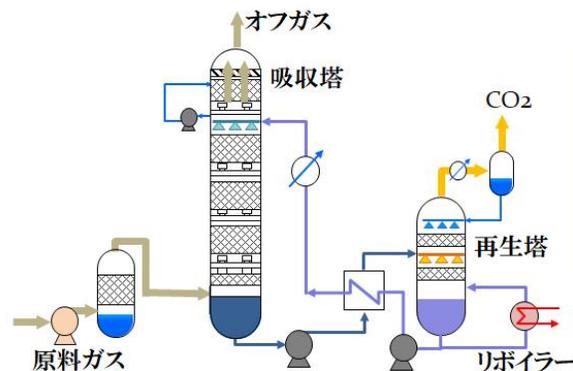
COURSE50 高炉



出典：一般社団法人日本鉄鋼連盟  
<https://www.course50.com/>



## COURSE50プロジェクトで開発された高性能CO2回収装置 (Energy Saving CO2 Absorption Process) すでに国内で2基が商業運転中



熱消費量大幅低減を狙い

- ① COURSE50 (NEDO委託研究) にて RITE・新日鐵住金が開発したRN吸収液
  - ・ 反応熱を17%削減 (MEA<sup>(\*)</sup>比)
  - ・ CO<sub>2</sub>吸収量を30%増加 (MEA<sup>(\*)</sup>比)
- ② 吸収塔の多段冷却化  
⇒ 吸収速度が38%向上。

(\*)汎用吸収液\*モノエタノールアミン

熱消費量を  
43%低減!



エア・ウォーター炭酸 (株) / 省エネ型二酸化炭素回収設備 (ESCAP®)

国名: 日本  
 客先名: エア・ウォーター炭酸 (株)  
 時期: 2014年11月 (竣工)  
 生産量: 120ton-CO<sub>2</sub>/Day、純度: 99.9vol.%以上

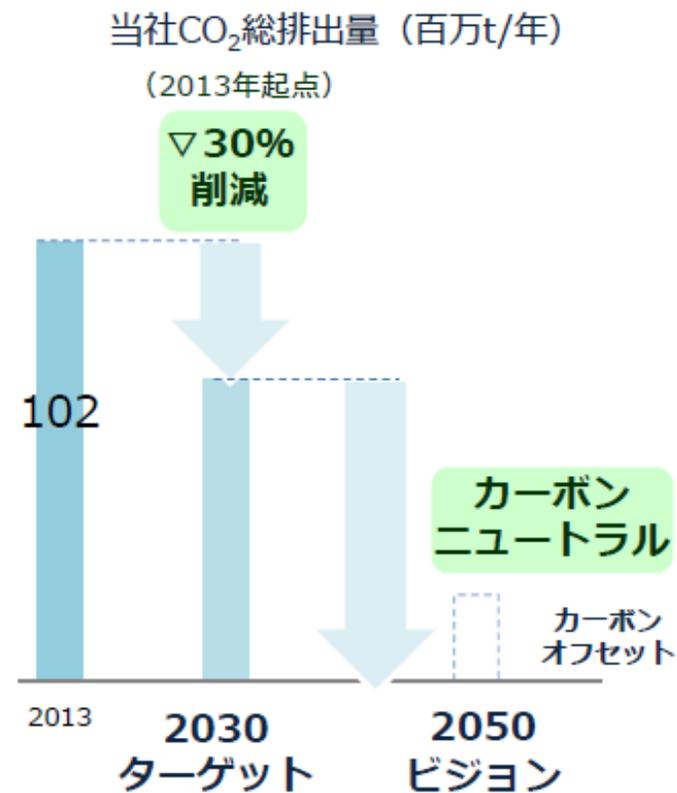
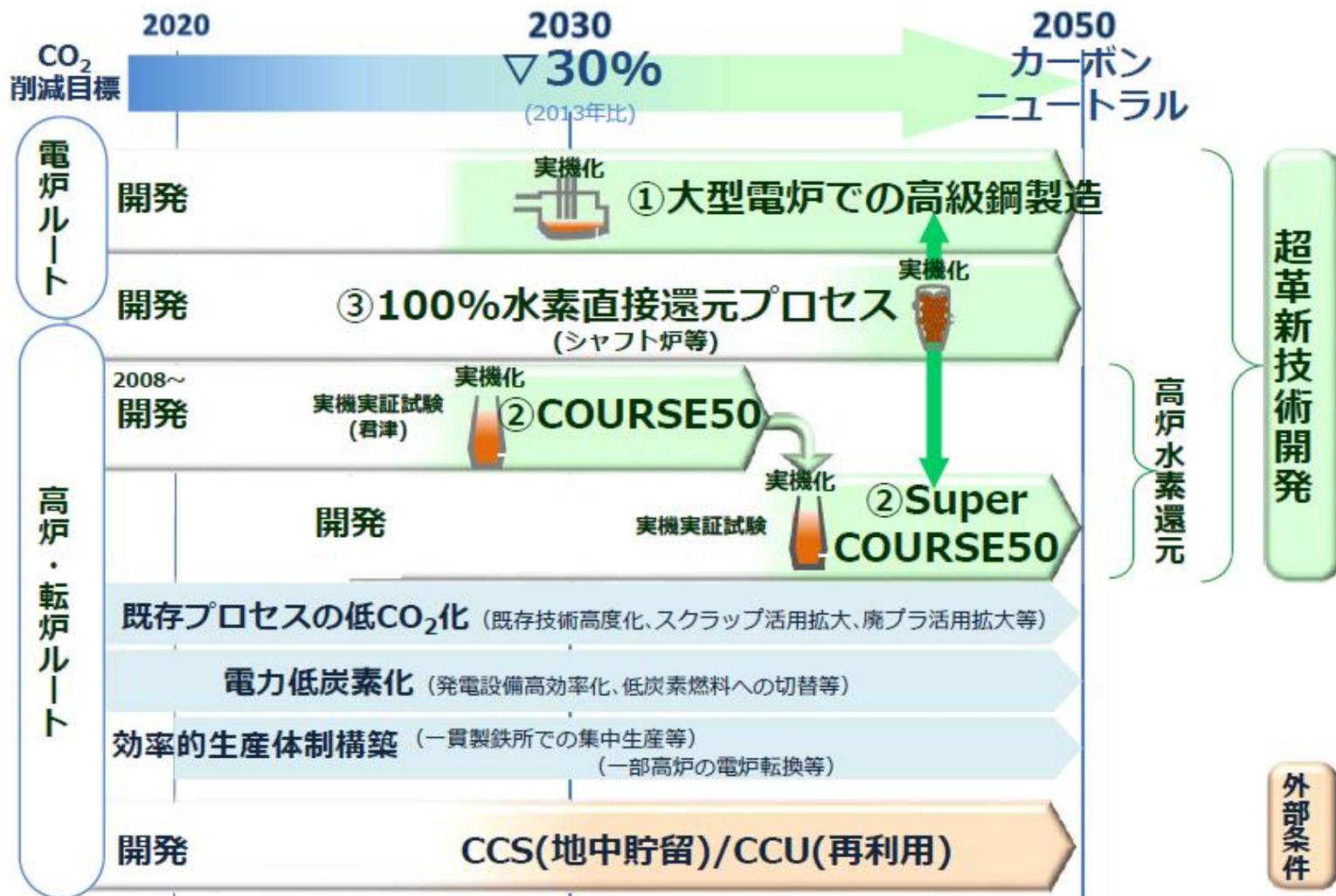


住友共同電力 (株) / 省エネ型二酸化炭素回収設備 (ESCAP®)

国名: 日本  
 客先名: 住友共同電力 (株)  
 時期: 2018年7月 (竣工)  
 生産量: 143ton-CO<sub>2</sub>/Day、純度: 99.9vol.%以上

# 日本製鉄カーボンニュートラルビジョン2050

<https://www.nipponsteel.com/csr/env/warming/zerocarbon.html>



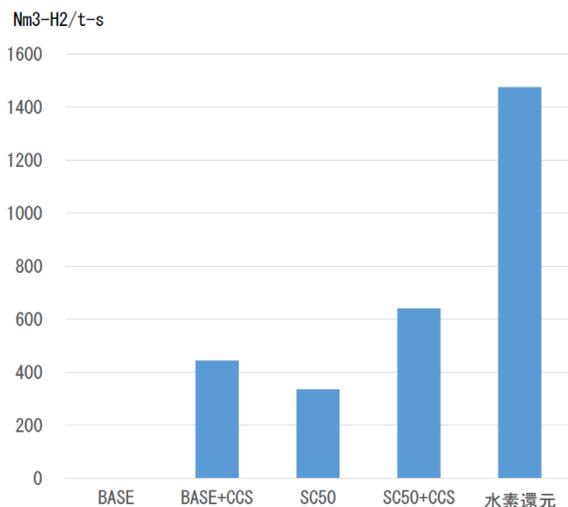
【シナリオ範囲】  
国内  
SCOPE1+2  
(原料受入～製品出荷 + 購入電力製造時CO<sub>2</sub>)

\* Carbon Capture, Utilization and Storage

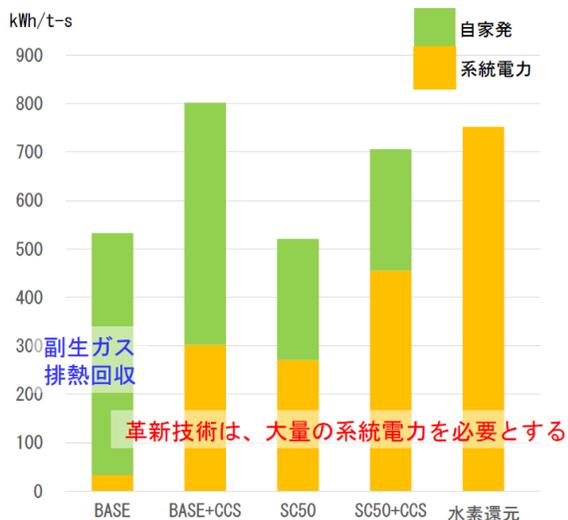
# 鉄鋼業界の2050年カーボンニュートラルに向け課題

1. 革新技术開発 ✓ 水素還元技術（吸熱反応）の商業規模での実現
2. 社会インフラ ✓ 莫大な規模のクリーン水素/アンモニア資源開発・サプライチェーン構築  
✓ 商業規模CCS実現のための技術的・社会科学的課題解決、法整備
3. 資金 ✓ 製鉄・製鋼工程の革新プロセスへの転換、資金確保（数千億～兆円レベル）  
✓ 既存製鉄・製鋼プロセス等の座礁資産化（数千億～兆円レベルの特別損失）
4. コスト ✓ 製品性能向上にも生産効率向上にも寄与しない設備コスト（CAPEX）  
✓ 高コスト用役・原料利用に伴う生産コスト（OPEX）
5. 事業環境 ✓ 技術開発、国内での生産活動、設備投資が継続できる事業環境

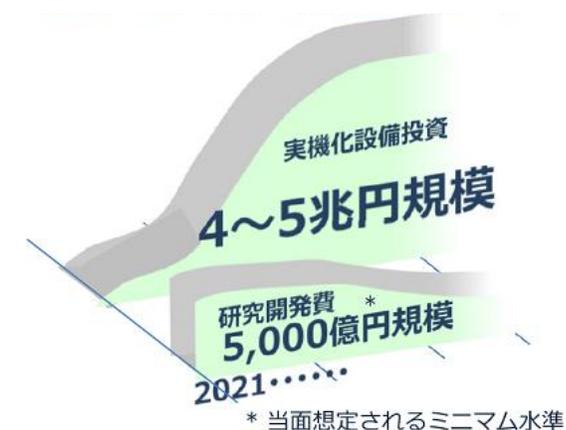
## 水素原単位



## 電力原単位

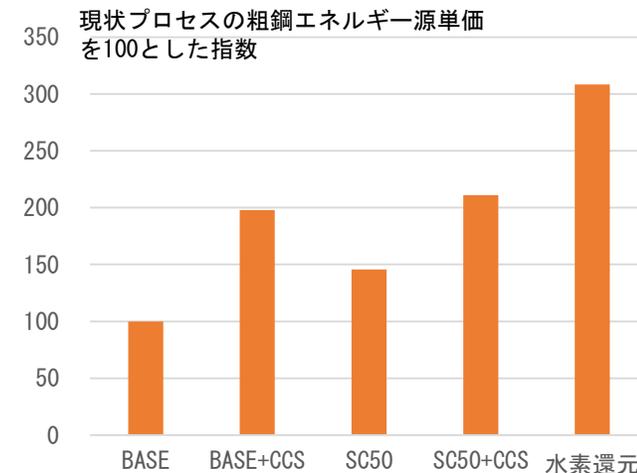


巨額なR&D/設備投資額  
→資金調達とCAPEX



<https://www.nipponsteel.com/csr/env/warming/zerocarbon.htr>

## 粗鋼エネルギー源単価(OPEX)



## Part II. エネルギー政策上の課題

総合資源エネルギー調査会基本政策分科会（第51回）

橋本委員（日本製鉄）発言抜粋

（革新技術の）R&Dや設備投資に膨大な金額がかかる。R&Dのみならず実装も日本で投資したいと考えている。しかし、エネルギーがどのようになるかわからない、予見可能性が担保できないと、大きな設備投資ができない。R&Dは日本で行うが、設備投資を日本で行うか、企業としては悩む。予見可能性を高めるエネルギー政策の一日でも早い道筋を明確に示していただきたい。

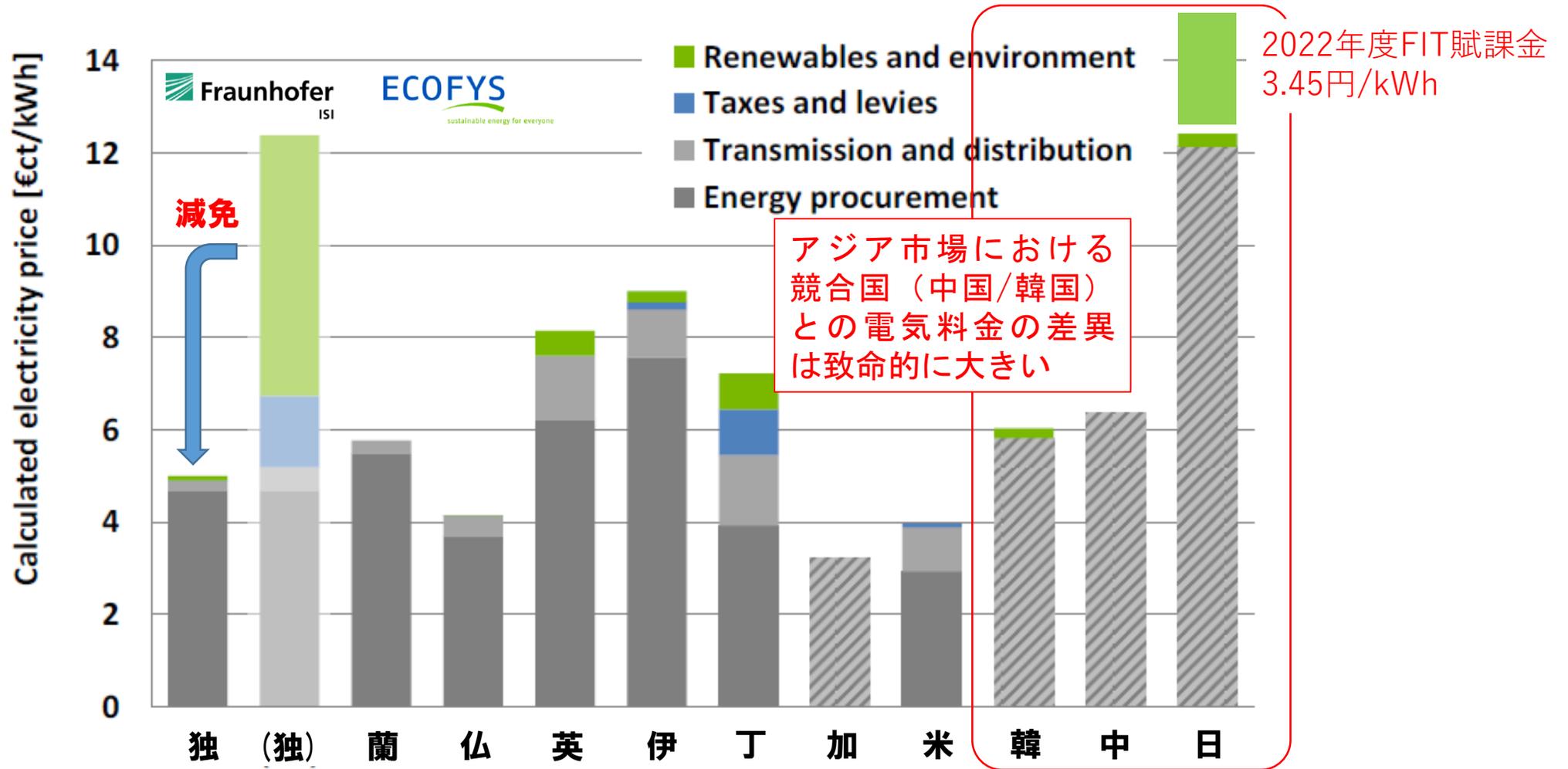
澤田委員（NTT）発言抜粋

80年代からNTTの経営形態を検討する中で、国際競争力のために通信料金は下げていくべきだ、産業を強化するためインフラは安くないと製造業は外に出て行ってしまう（としてきた）。電力は通信より産業の基本。電力の自給率という話があるが、安全保障の観点から自給率を向上していくことが必要。日本のエネルギーは再エネと原子力がベストだと思う。これをどう作っていくかが重要。ファクトに基づいて議論していくべき。原子力の議論をするときは産業競争力に直結するので、包括的議論が大切。

# 課題1 電力コスト

# 電力多消費産業向け電気料金の国際比較

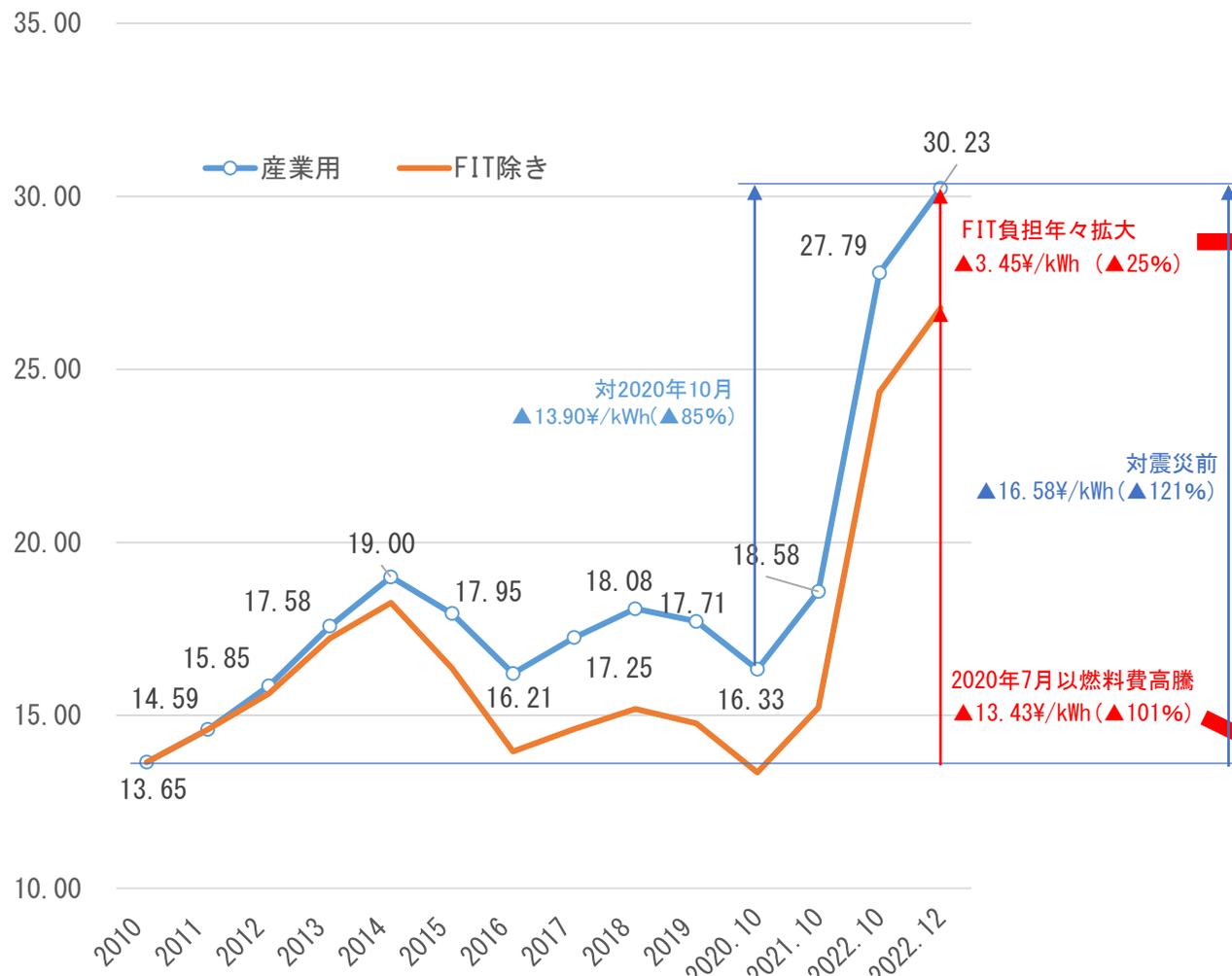
- ✓ 産業用電気料金を優遇しているのはドイツだけではない
- ✓ むしろ産業用電気料金に対する優遇のない日本の方が特殊



出典：「Electricity Costs of Energy Intensive Industries, An International Comparison, Fraunhofer and ECOFYS, 2015」に加筆

# 産業用電気料金の推移

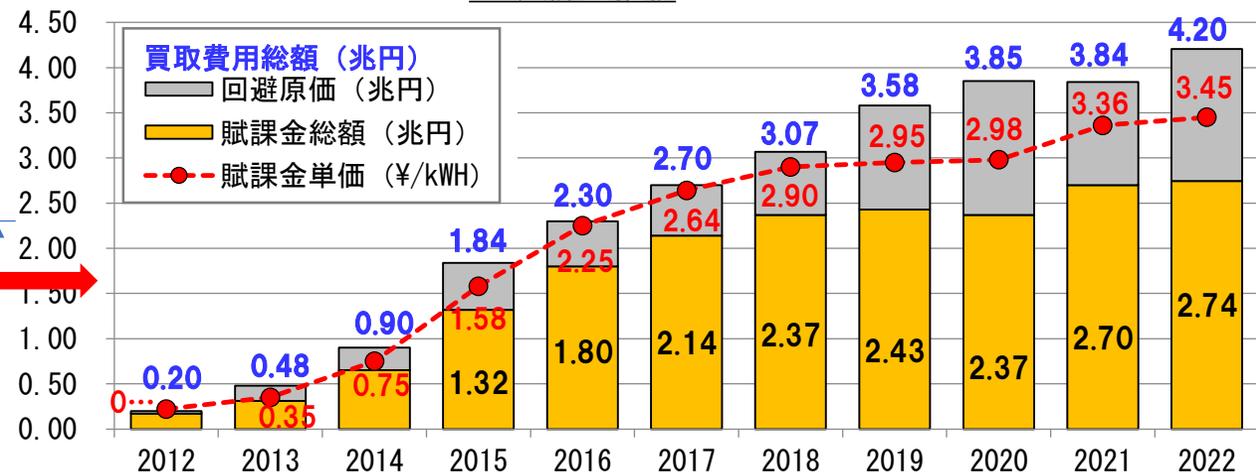
産業用電気料金推移



データ出典：2010～2019年度産業用電気料金はエネルギー白書  
 2020年度以降はNSRI試算値（各年10月の全社単純平均値）

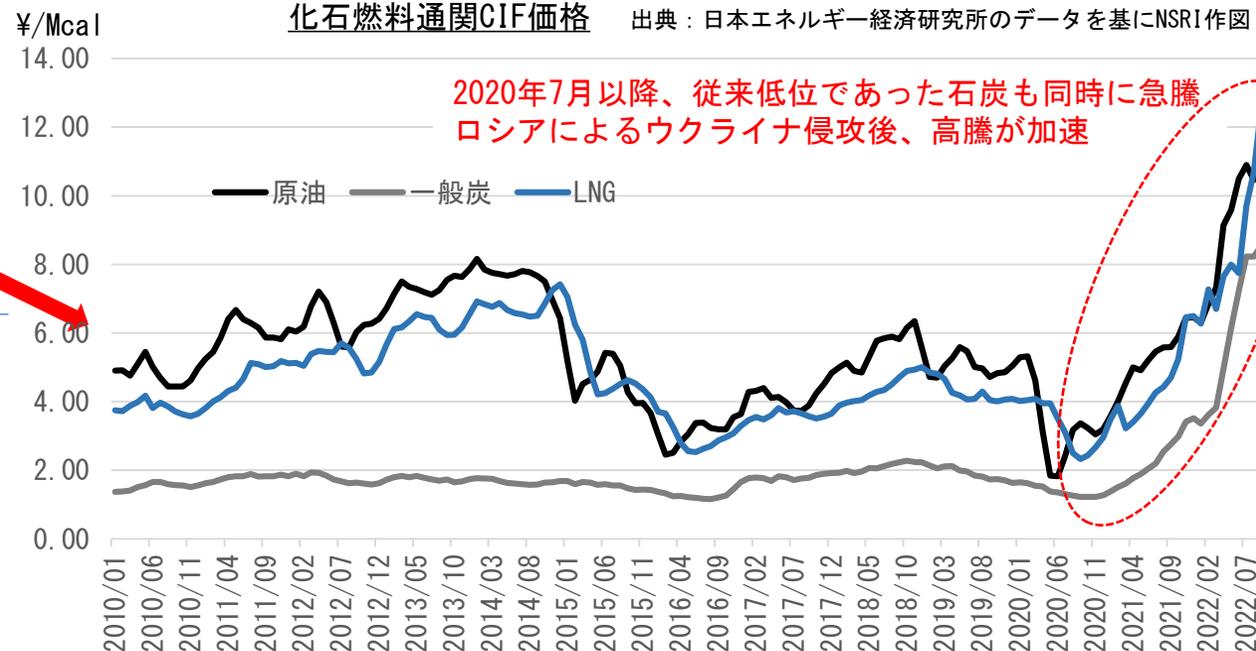
FIT賦課金推移

出典：資源エネルギー庁のデータを基にNSRI作成



化石燃料通関CIF価格

出典：日本エネルギー経済研究所のデータを基にNSRI作成

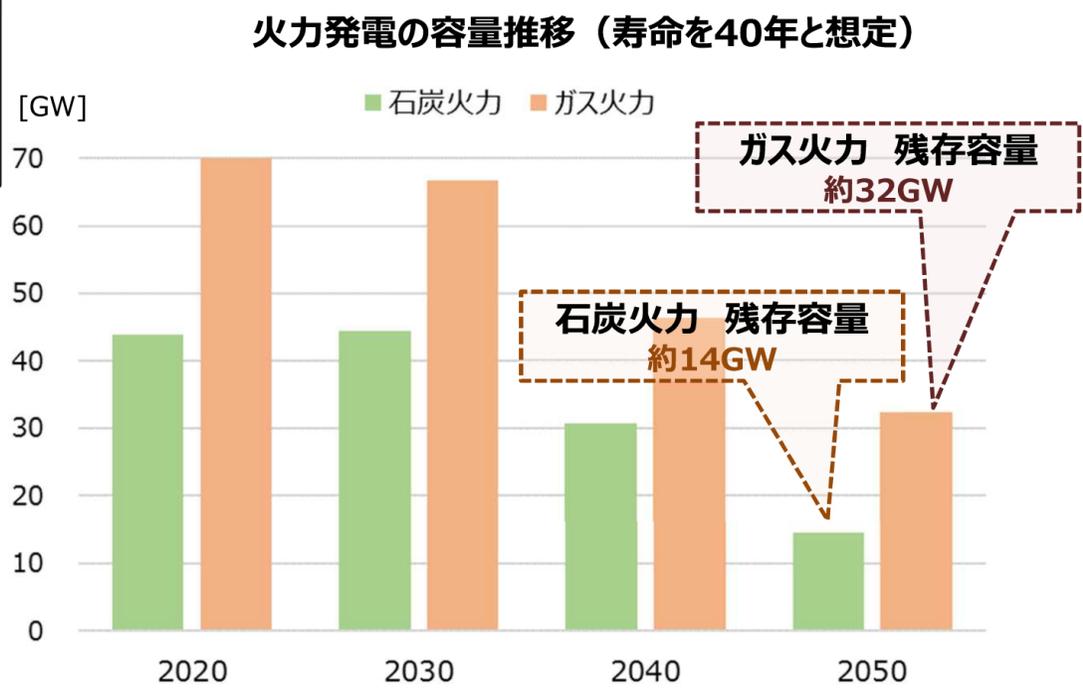
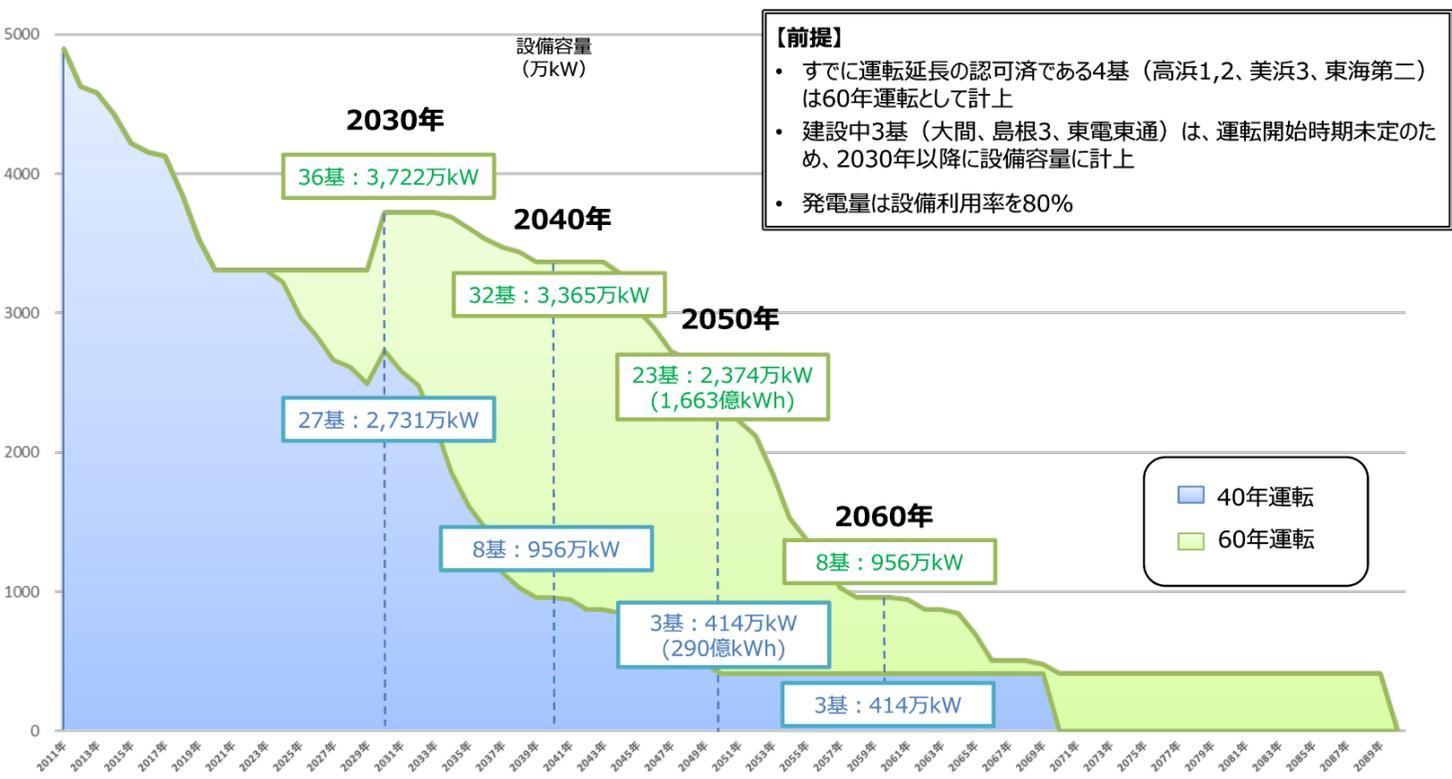


## 課題2 安定供給

# 将来の原子力・火力の供給力見通し

- ✓ 将来の火力発電設備容量を見て強い危機感を覚えた。2050年には石炭火力・ガス火力併せて50GWを切るという見通しだが、これに既設原子力の数字を足しても、いいところ70GW程度で、これではとても将来の電力需要を賄えるとは思えない。
- ✓ 再エネの拡大余地はあろうが、最近の需給逼迫の実態を見ても、安定電源である火力や原子力が相当規模なければ、電力の安定供給が担保できないことは明らか。

原子力小委革新炉WG（第1回）での発言



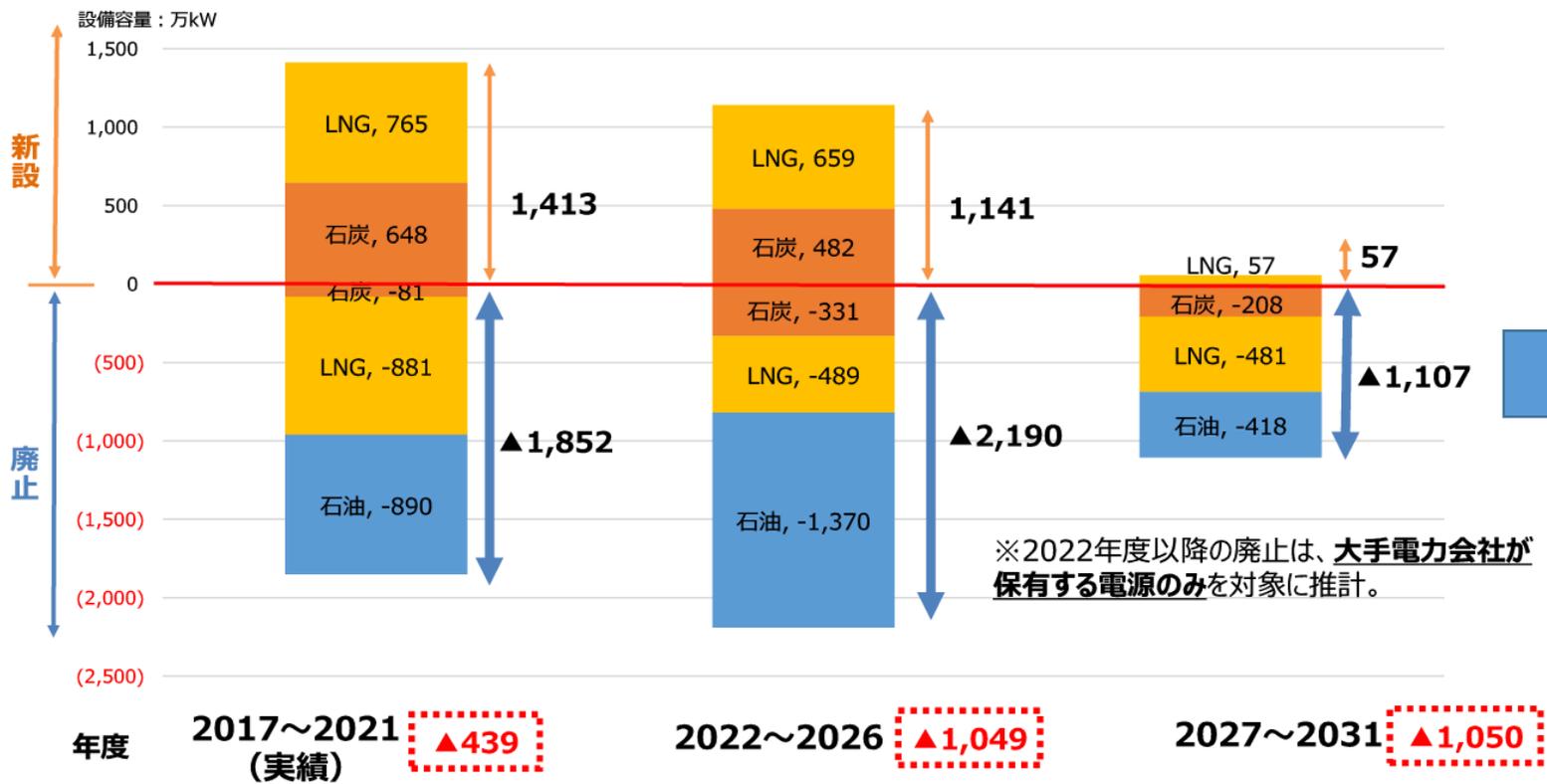
\* 既設・建設中の火力発電設備を対象に、設備寿命を40年として算出

出典：資源エネルギー庁

出典：資源エネルギー庁

# 近年～当面の事業用火力の新設/休廃止

- ✓ 近年、石油火力発電設備の廃止が増加しており、今後も継続する見込み。
- ✓ 2025年までは火力新設も予定されているが、休廃止設備が上回り、供給力全体としては減少傾向。
- ✓ 2026年以降の火力新設計画はゼロ。
- ✓ 現在の容量市場は、発電所新設に対して、費用回収の予見性を与えるものではない。
- ✓ 現在の制度下（電力システム、FIT、優先給電ルール）では、火力投資へのインセンティブは働かない



- 原子力再稼働が進まない中で、火力設備容量が漸減し、夏季/冬季の電力需要期/時間帯に電力需給逼迫が発生。
- 原子力の再稼働が本格化するまでの間、状況が改善されない。

出典：資源エネルギー庁にNSRI追記

# 原子力発電設備の現状

原子力発電設備（万kW） P:加圧水型、B:沸騰水型、AB:改良型沸騰水型

稼働中	
美浜3	83
大飯3	118
大飯4	118
高浜3	87
高浜4	87
玄海3	118
玄海4	118
川内1	89
川内2	89
伊方3	89
<b>小計</b>	<b>996</b>

設置変更許可+地元理解	
高浜1	83
高浜2	83
島根2	82
女川2	83
<b>小計</b>	<b>331</b>

設置変更許可	
柏崎刈羽6	136
柏崎刈羽7	136
東海第二	110
<b>小計</b>	<b>382</b>

審査中	
泊1	58
泊2	58
泊3	91
大間*	138
東北東通	110
志賀2	121
敦賀2	116
浜岡3	110
浜岡4	114
島根3*	137
<b>小計</b>	<b>1053</b>

未申請	
東電東通**	139
女川3	83
志賀1	54
柏崎刈羽1	110
柏崎刈羽2	110
柏崎刈羽3	110
柏崎刈羽4	110
柏崎刈羽5	110
浜岡5	138
<b>小計</b>	<b>964</b>

\*\*東電東通は建設中

\*大間、島根3は建設中

データ出典：資源エネルギー庁

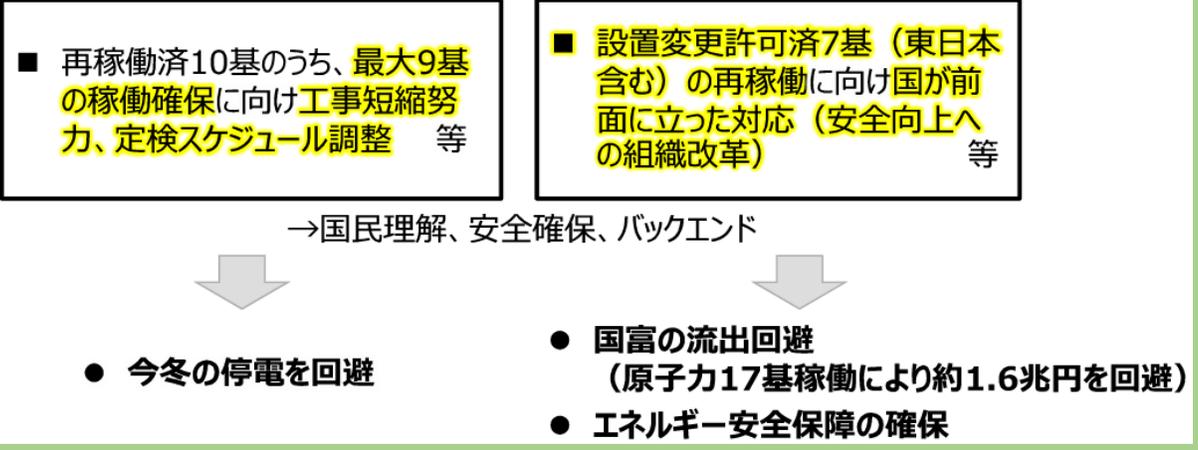
年度	九州電力			関西電力			四国電力		
	2019FY	2020FY	2021FY	2019FY	2020FY	2021FY	2019FY	2020FY	2021FY
販売電力量（億kWh）	807	858	973	1273	1176	1214	298	279	316
原子力送電端（億kWh）	287	217	319	267	153	336	59	0	24
原子力利用率	35.6	25.3	32.8	21.0	13.0	27.7	19.8	0.0	7.5
原子力自社電源比	47.4	36.0	50.1	27.2	17.1	35.7	18.2	0.0	13.9

データ出典：各社公表値

# 第2回GX実行会議における原子力に関する政策議論

## 西村GX実行推進担当大臣資料抜粋

### 足元危機への対応(原子力)



### エネルギー政策遅滞解消のための政治決断(原子力)

- **再稼働への関係者の総力の結集**
  - **安全確保を大前提とした運転期間の延長**など既設原発の最大限活用
  - **新たな安全メカニズムを組み込んだ次世代革新炉の開発・建設**
  - **再処理・廃炉・最終処分プロセス加速化**
- 等の検討

## 岸田内閣総理大臣発言抜粋

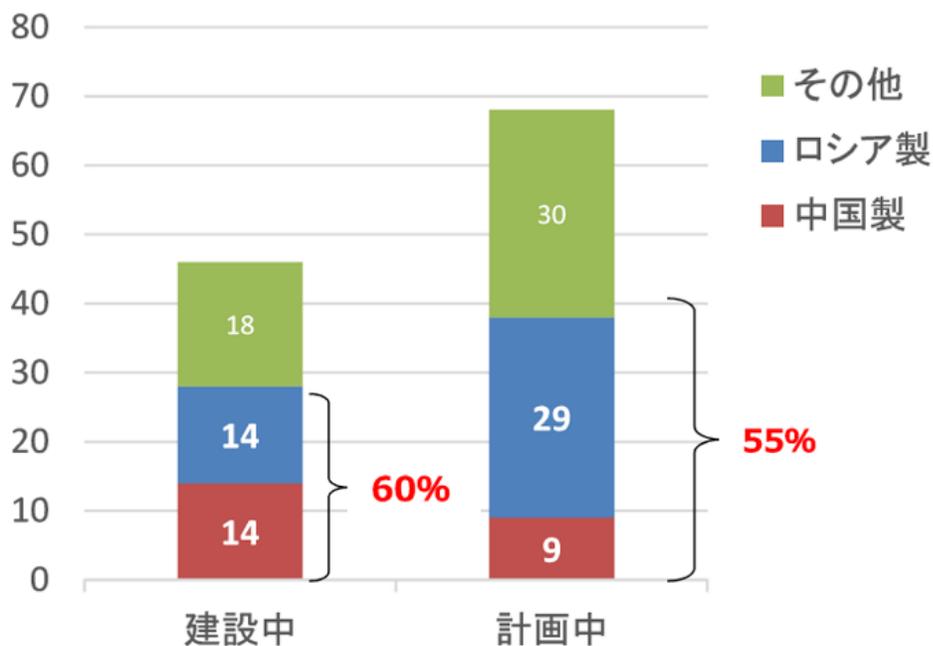
- ✓ **電力需給逼迫という足元の危機克服のため**、今年の冬のみならず今後数年間を見据えてあらゆる施策を総動員し不測の事態にも備えて万全を期していきます。特に、原子力発電所については、**再稼働済み10機の稼働確保に加え、設置許可済みの原発再稼働に向け、国が前面に立ってあらゆる対応を採ってまいります。**
- ✓ **再稼働に向けた関係者の総力の結集**、安全性の確保を大前提とした**運転期間の延長**など、既設原発の最大限の活用、**新たな安全メカニズムを組み込んだ次世代革新炉の開発・建設**など、**今後の政治判断を必要とする項目**が示されました。年末に具体的な結論を出せるよう、与党や専門家の意見も踏まえ、検討を加速してください。

## 課題3 エネルギー安全保障

# 中露による原子力世界市場の席卷

## <中国・ロシアの原子力発電所建設シェア>

- 現在、世界で建設中・計画中のPWRのうち、建設中については約**60%**、計画中のもので約**55%**が中露の炉型。



※「その他」には、米国AP1000やフランスEPR、韓国APR1400等が含まれる  
 (出所) 世界の原子力発電開発の動向2021 (2021年1月1日時点)  
 を基に資源エネルギー庁作成

## <両国の具体的な輸出案件>

- 中国はパキスタン、英国、アルゼンチン、ロシアは東欧・中東諸国、で具体的なプロジェクトを実施。
- 加えて、様々な国との協力覚書等も締結。

中国		ロシア	
パキスタン	建設中 (4基)	ベラルーシ	建設中 (1基)
英国	仏国と 建設中 (2基)	インド	建設中 (3基)
アルゼンチン	計画中	ハンガリー <sup>1</sup>	建設中 (2基)
サウジアラビア	応札 可能性	トルコ	建設中 (3基)
		イラン	建設中 (1基)

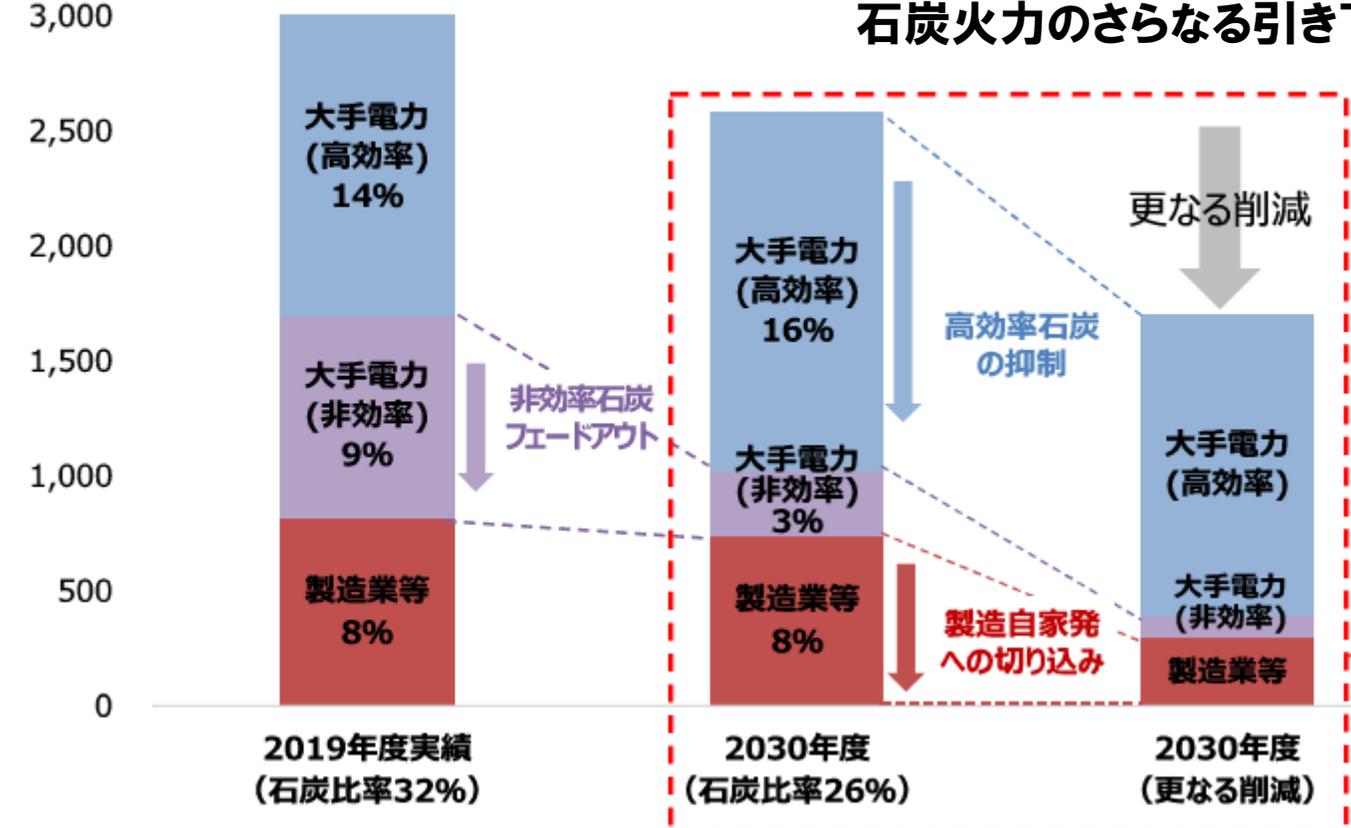
出典：資源エネルギー庁

# 非効率石炭火力フェードアウト追加措置の可能性

- 足元の石炭比率は32%。省エネ法の規制強化（最新鋭のUSC水準の発電効率目標43%への引上げ等）などにより2030年に向けて非効率石炭火力のフェードアウトを着実に進め、現行のエネルギーミックスにおける26%まで引き下げることにしている。
- 26%には建設中の石炭火力9基も含まれる中、更に石炭火力比率を見直す場合は安定供給の課題に加え、製造業への影響の課題があり、20%台前半への引下げも相当の困難を伴うが、2030年度に向けて最大限引き下げる。

[億kWh]

## 石炭火力のさらなる引き下げの方向性



- ✓ フェードアウト対象が「非効率」にとどまらず、「高効率」にも及ぶ可能性
- ✓ 規制対象が「事業用」にとどまらず、「自家発」にも及ぶ可能性

✓ **10万kW**の石炭火力自家発電を系統からの購入に切り替えると**年間約100億円増**※  
 ※料金の差分を約14円/kWhと設定

**製造業の自家発削減による国際競争力の低下**

出典：第6次エネルギー基本計画関連資料

## 国内メガバンク・大手損保の石炭火力発電所向けファイナンスの方針

## &lt; 3メガバンク &gt;

 (2019年5月15日公表)	<p><b>「新設の石炭火力発電所へのファイナンスは、原則として実行しません。」</b>          ただし、エネルギー政策・事情、国際ガイドライン、代替技術等を個別に検討し、ファイナンスに取り組む場合がある。</p>
 (2020年4月15日公表)	<p><b>「石炭火力発電所の新規建設を資金用途とする投融資等を行いません。」</b>          ただし、エネルギー安定供給に不可欠で温室効果ガス削減のためのリプレイスは、慎重に検討の上対応する可能性がある。</p>
 (2020年4月16日公表)	<p><b>「新設の石炭火力発電所への支援は、原則として実行しません。」</b>          ただし、USCやCCS(CO2貯留・回収)等の環境配慮技術を有する案件については、慎重に対応を検討する。</p>

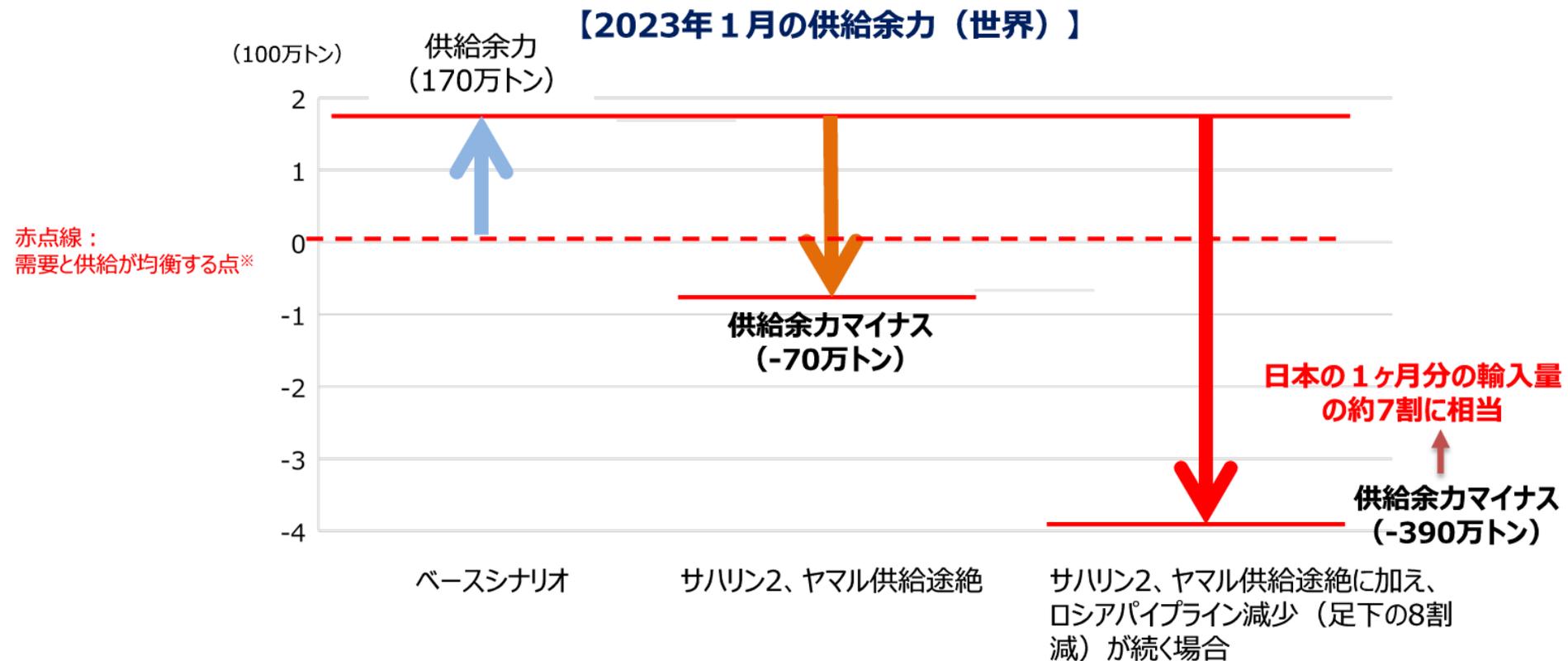
## &lt; 3大手損保 &gt;

 東京海上ホールディングス (2020年9月28日公表)	<p><b>「石炭火力発電所については、原則として新規の保険引受・投融資を行いません。」</b>          ただし、エネルギー政策・事情、事業継続の事情、国際ガイドライン等を考慮し、総合的に判断し引受・融資することがある。</p>
 (2020年9月23日公表)	<p><b>「日本国内の石炭火力発電所の新規建設への保険引受・投融資は原則として行いません。」</b>          ただし、エネルギー政策を踏まえた高効率発電所については代替技術等を確認の上、慎重に検討し対応する場合がある。</p>
三井住友海上 (2020年9月30日公表)	<p><b>「今後新設される石炭火力発電所の保険引受や投融資を原則行いません。」</b>          ただし、エネルギー安定供給に不可欠な場合等は、慎重に検討の上、対応することがある。</p>



# ロシアによるウクライナ侵略に起因する「石油・ガス市場攪乱」

- 万一、ロシアLNG（ヤマル、サハリン2）の禁輸や生産停止が起こり、EUが需要抑制できない場合、来年1月の世界の供給余力はマイナスとなり、スポット市場からの調達も極めて困難に。
- さらに、ロシアのパイプラインからの減少分を欧州がLNGで補完しようとするれば、最も需要が伸びる1月のスポット市場での「LNG争奪戦」がさらに過熱する可能性（-390万トン）。

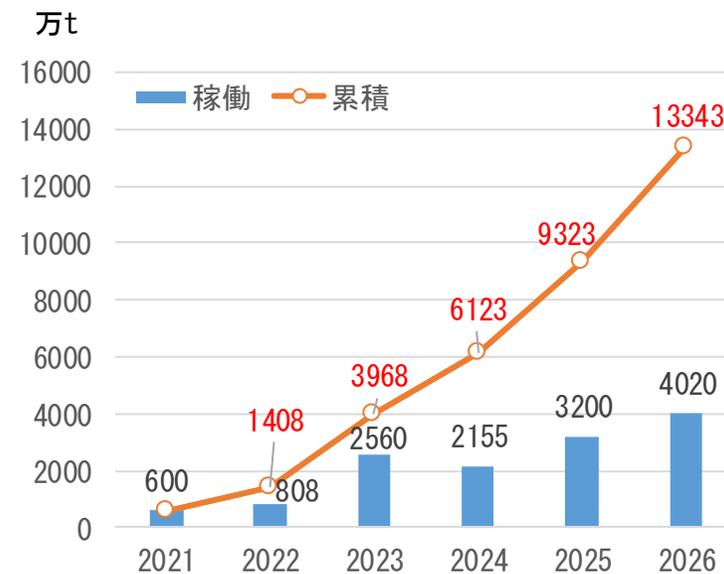
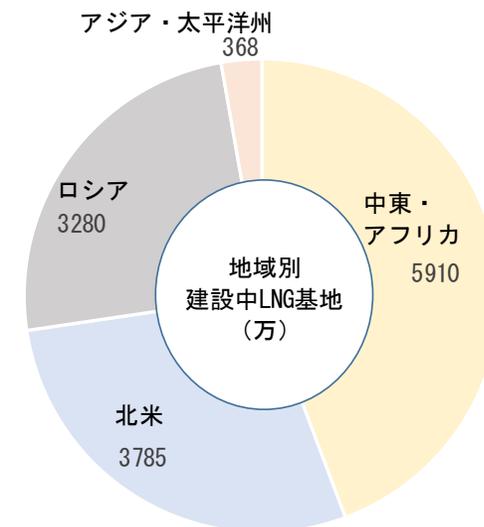


※ヤマルLNG：1,740万トン/年が最大供給能力。供給先は主に、スペイン、欧州メジャー企業（欧州向け販売が主）、中国、インド。

出典：第2回GX実行会議 西村GX実行推進担当大臣提出資料

# 現在「建設中」のLNGプロジェクト

国名	プラント名	液化能力 (万)	生産開始年
米国	Sabine Pass LNG, Train 6	450	2022
米国	Corpus Christi LNG, Train 3	450	2021
米国	Calcasieu Pass LNG	1000	2023
米国	Golden Pass LNG, Train 1	520	2024
米国	Golden Pass LNG, Train 2	520	2026
米国	Golden Pass LNG, Train 3	520	2026
メキシコ	Energía Costa Azul	325	2024
ナイジェリア	Nigeria LNG, Train 7	810	2026
モザンビーク	Mozambique Area1 LNG	1310	2026
モザンビーク	Coral South FLNG	340	2022
モーリタニア	Greater Tortue Ahmeyim LNG	250	2023
カタール	Expansion NFE	3200	2025
インドネシア	Sengkang , South Sulawesi (Train 1-4)	200	
マレーシア	Petronas FLNG 2	150	2021
豪州	Mount Magnet LNG	18	2022
ロシア	Arctic LNG 2, Train 1	660	2023
ロシア	Arctic LNG 2, Train 2	660	2024
ロシア	Arctic LNG 2, Train 3	660	2026
ロシア	Ust-Luga LNG, Phase 1	650	2023
ロシア	Ust-Luga LNG, Phase 2	650	2024



出典：JOGMECデータよりNSRI作成

# エネルギー政策上の課題解決のための対応の在り方

# エネルギー政策上の課題

## 課題1 電力コスト

- ✓ 日本の産業用電気料金は世界最高額・アジア市場で競合する中国・韓国の2倍超
- ✓ 年々上昇するFIT賦課金と、近年の燃料価格上昇が主要因
- ✓ 特に2020年以降、国際的な燃料価格高騰が、原子力停止に伴い火力比率を高めた日本を直撃
- ✓ 原子力の有無が電力会社間の料金格差に影響

## 課題2 安定供給

- ✓ 原子力政策の停滞、制度設計（電力システム、FIT）の失敗により、老朽化による廃止電源に代替する規模の火力・原子力の新設が進んでいない
- ✓ 原子力再稼働が進まない中で、老朽火力の廃止が新設規模を上回る状況から、昨年来、夏季、冬季の電力需要期に電力需給逼迫が発生
- ✓ 係る状況が継続すれば、2030年のエネルギーミックス実現は困難となるのみならず、電源不足が常態化し、2050年には途上国をも下回る電化率（電気を利用できる人口の割合）に陥る可能性

## 課題3 エネルギー安全保障

- ✓ 原子力発電国際市場における中露の躍進
- ✓ 石炭火力フェーズアウト
- ✓ ウクライナ危機に伴う直接・間接影響

# 課題解決のための対応の在り方

## 短期的

- 既設原発の再稼働・・・審査迅速化
- 原発利用率向上・・・原発定検合理化
  - ・・・既設原発がすべて再稼働すれば、電力コスト、安定供給、CO2問題の多くが改善する

## 中期的（2030年に向けて）

- 火力リプレイス（石炭、LNG）・・・投資予見性確保の仕組みが必要
  - ・・・建設には環境アセスを含めて10年程度必要→今決断しなければ2030年に間に合わない
- 原発運転期間延長（40年→60年）・・・60年に延長すれば、2030年に現状の基数を維持できる
- 建設中原発の運開（島根3：137万kW、大間：138万kW、東電東通：139万kW）

## 長期的（2050年～）

- より安全性を高めた革新技術による原発リプレイス・・・投資予見性確保の仕組みが必要
  - ・・・建設には地元調整等含めて30年以上必要→今決断しなければ2050年に間に合わない
- 原発運転期間再延長（60年→80年）・・・80年に延長すれば、2050年に現状の基数を維持できる
- 火力増強（石炭、LNG）・・・投資予見性確保の仕組みが必要

# 参考：原発再稼働の効果試算

- 定検中のものと認可済み+地元理解が得られている設備がすべて稼働すれば、サハリン2からの輸入量（約600万t）を超えるLNGを削減可能
  - 全機稼働すれば、
    - ✓ 3700万kWの安定電源確保（安定供給力の20%程度）、
    - ✓ 年間約2600億kWhの発電量（電力需要の30%程度）、
    - ✓ 約3100万tのLNG削減（LNG総輸入量の40%程度）、
    - ✓ 約8500万tのCO2削減（GHG排出量の7%程度）、
    - ✓ 約3兆円の電力コスト削減（電気料金の3.5¥/kWh超）、
    - ✓ 約4.9兆円の貿易収支改善（2021年度の貿易収支赤字額の約9割）、
- が見込まれる

## [試算前提]

原子力利用率：80%	
原子力変動費：コスト検証 WG	1.3¥/kWh
原子力総費用：コスト検証 WG	11.5¥/kWh
LNG火力効率：54.6%（コスト検証 WGにおける2021年度実績）	6.61MJ/kWh
LNG物性：54.6GJ/t、0.0135t-C/GJ=0.0495t-CO2/GJ	0.327kg-CO2/kWh
LNG火力燃料費：コスト検証 WG	6.4¥/kWh@7.73\$/MMBTU × 107¥/\$
直近	18.8¥/kWh@18\$/MMBTU × 135¥/\$
LNG火力総費用：コスト検証 WG	10.7¥/kWh
直近	23.1¥/kWh

2022年9月9日時点

	基数基	設備容量 万kW	発電量 億kWh	LNG相当量 万t-LNG	CO2削減効果 万t-CO2	発電コスト差 億円	貿易収支差 億円
再稼働済	10	996	698	844	2282	8099	13124
設置変更許可+地元理解	4	331	232	281	758	2691	4362
設置変更許可	3	382	268	324	875	3106	5034
審査中	10	1053	738	893	2413	8562	13875
未申請	9	964	676	817	2209	7839	12703
合計	36	3726	2611	3159	8538	30297	49098

## 参考：再エネで先行するドイツの電力需給の実態

- ✓ ドイツにおける再エネ比率は50%超（2020年度実績）
- ✓ 夏季は太陽光、冬季は風力の利用率が高い
- ✓ 太陽光、風力は変動幅が大きく、そのバックアップは火力と周辺国との電力輸出入に依存
- ✓ FIT再エネの市場流入→卸電力価格下落→火力の経済性、設備投資回収予見性を喪失

再エネで先行するドイツから

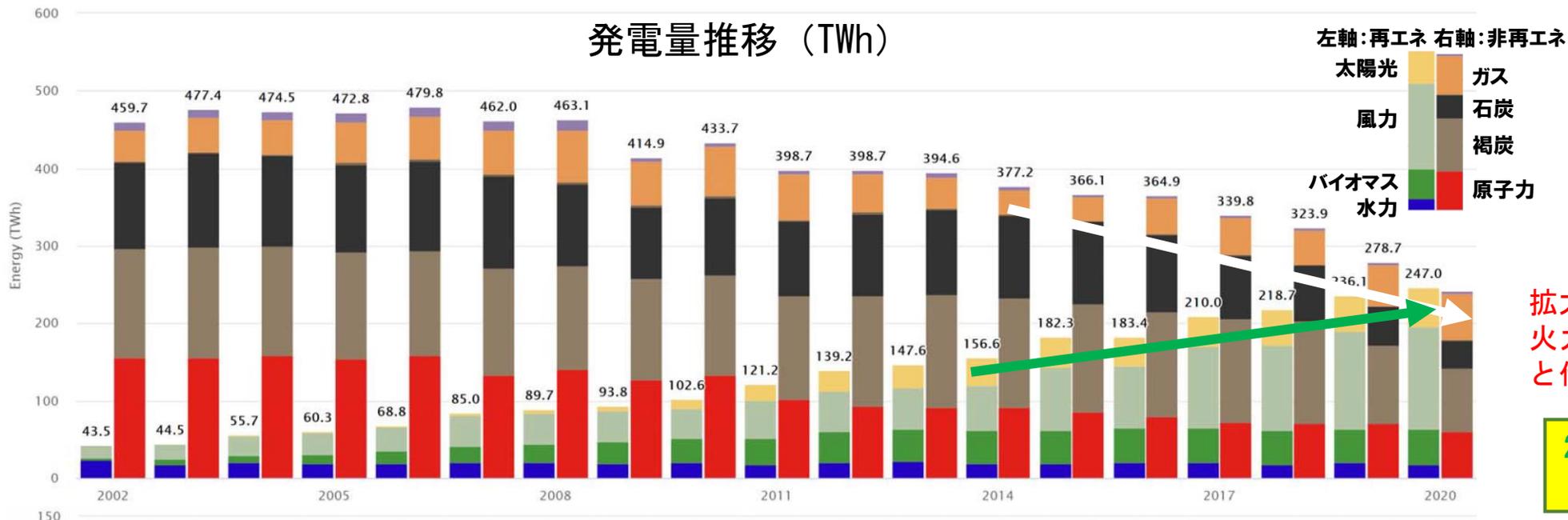


再エネ主力電源化を進めている日本への示唆

- 再エネ拡大時もバックアップのために火力能力維持必要⇒利用率低下によるコストアップ懸念
- 周辺国との連系がないため、過不足は蓄電池での対応必要⇒大きなコストアップ要因
- 火力投資回収予見性確保のための制度構築必要

# ドイツにおける電源構成推移

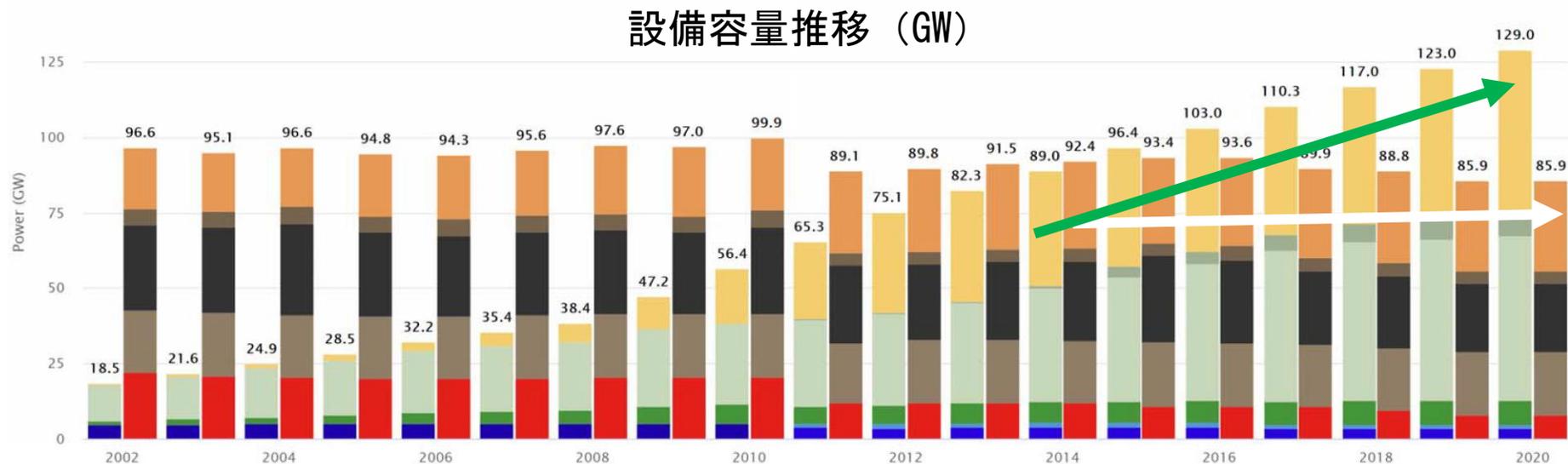
## 発電量推移 (TWh)



拡大する再エネが、火力及び原子力(脱原発政策)と代替

2020年度の再エネ比率  
50.5%

## 設備容量推移 (GW)



火力発電量(TWh)は減少するも、設備容量(GW)は減少していない(バックアップ必要)

火力の利用率低下  
経済性悪化

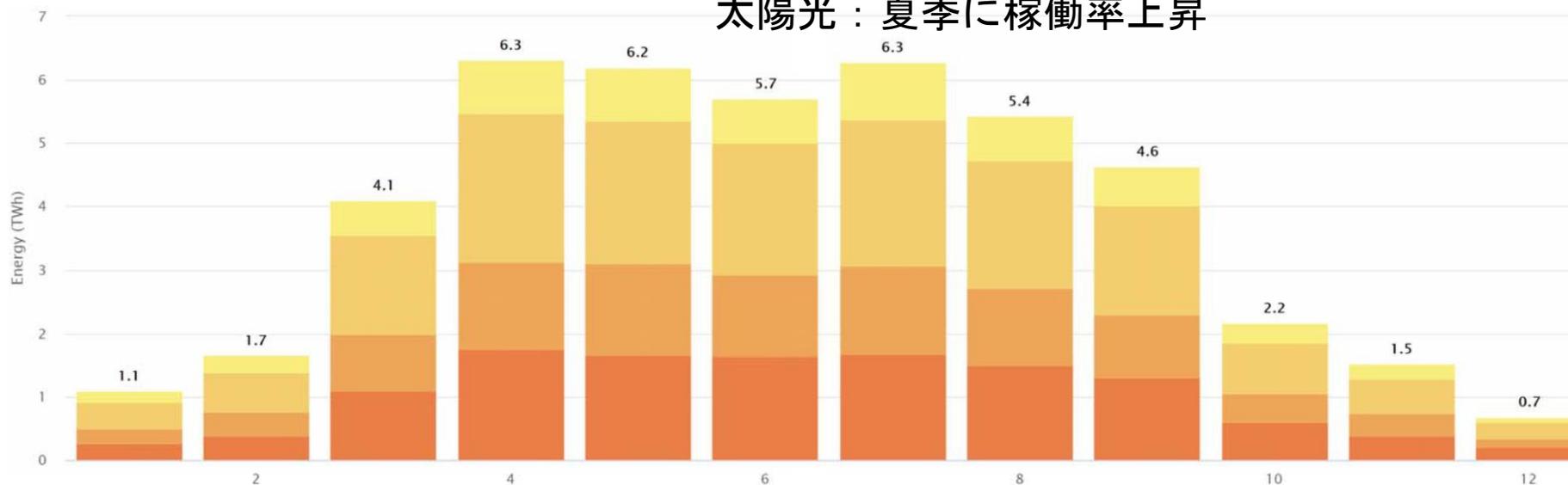
出典: Net Public Electricity Generation in Germany in 2020, FraunhoferにNSRI加筆

# ドイツの月別再エネ発電実績(2020年)

風力：冬季に稼働率上昇



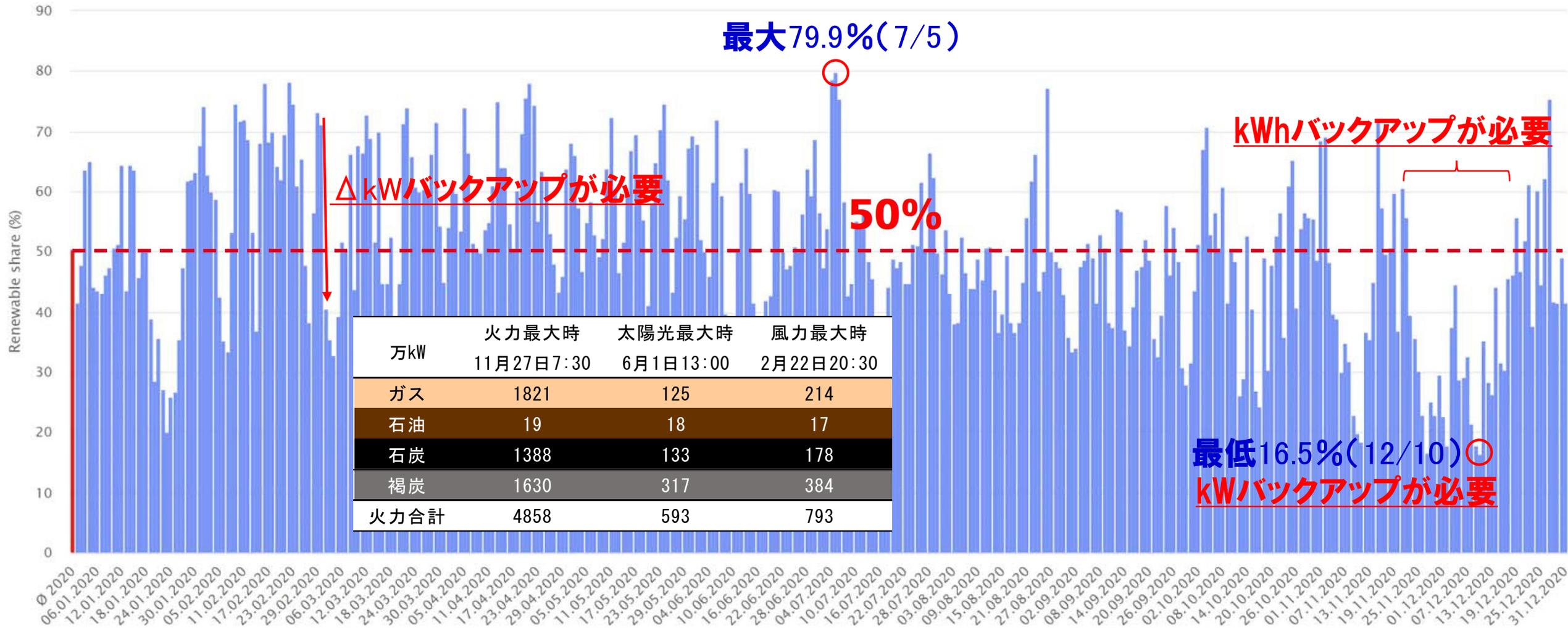
太陽光：夏季に稼働率上昇



出典：Net Public Electricity Generation in Germany in 2020, Fraunhofer

[https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/en/documents/News/electricity\\_production\\_germany\\_2020.pdf](https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/en/documents/News/electricity_production_germany_2020.pdf)

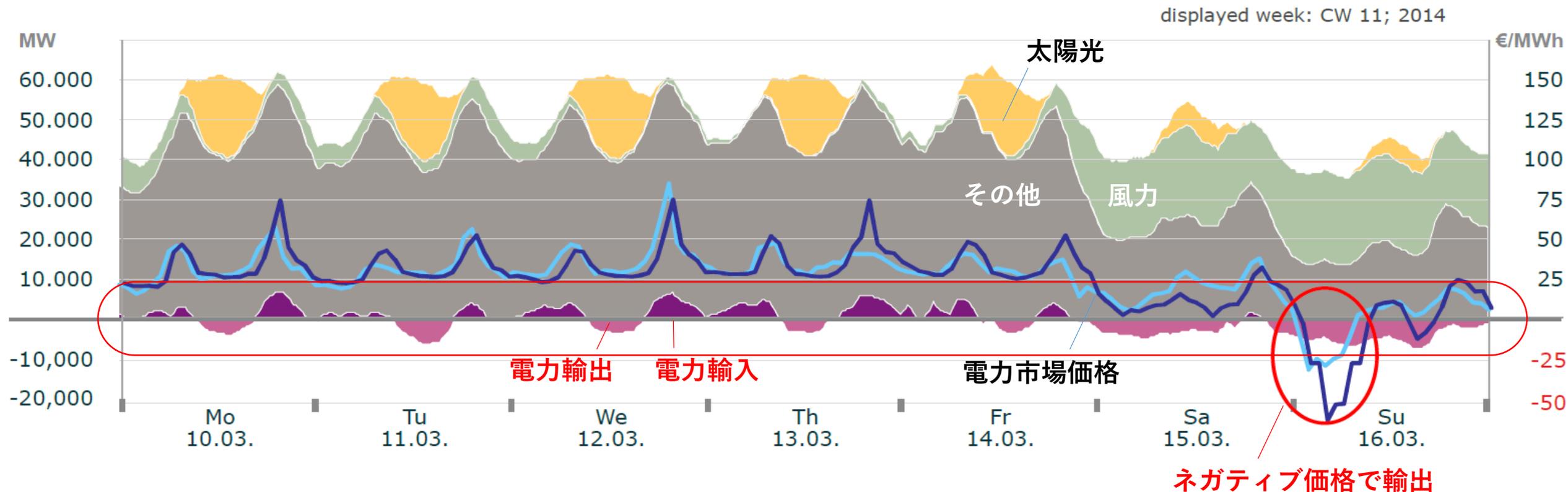
# ドイツの日別再エネ比率 (2020年1月1日～12月31日)



出典：Net Public Electricity Generation in Germany in 2020, FraunhoferにNSRI加筆

# ドイツの再エネ大量導入時の電力需給の実態

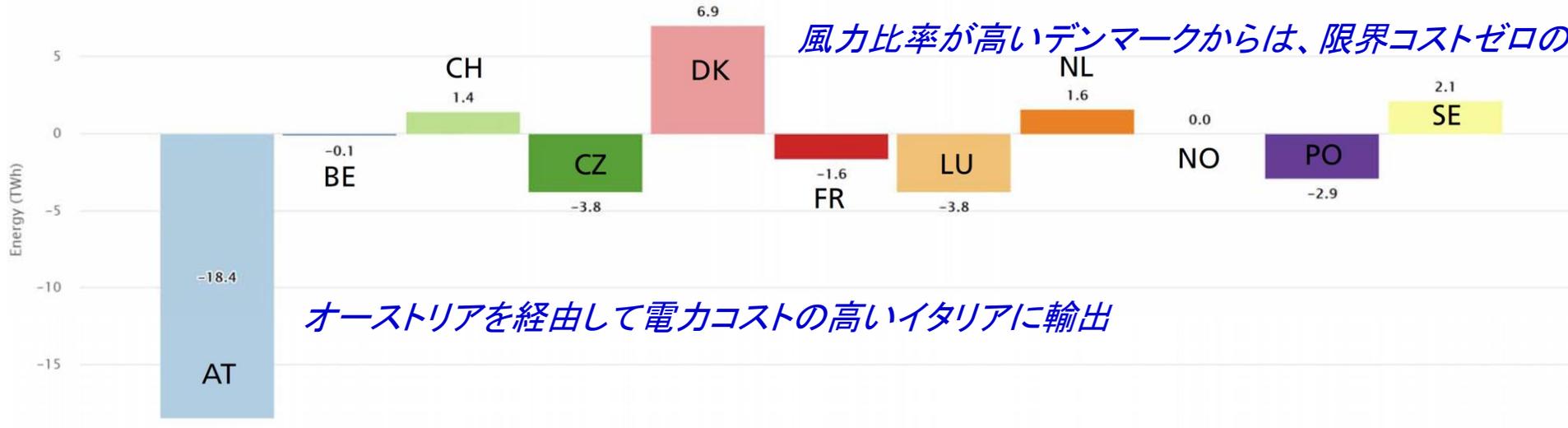
- ✓ 月～金曜は太陽光の利用率は高位となったが、風力利用率が低迷⇒火力バックアップ+輸入
- ✓ 土～日曜は、電力需要が減少する中で風力が大きく稼働⇒近隣国へのネガティブ価格での電力輸出



- ✓ 日本は海外との電力系統連系がないため、日本国内で電力の需要と供給をマッチさせる必要がある
- ✓ 日本がドイツ並みの再エネ導入を果たすためには大規模な蓄電池が必要であり、莫大なコストがかかる

# ドイツの電力輸出入の状況

計画潮流：再エネ大量流入に伴う国内電力市場価格低迷による経済合理的潮流予定

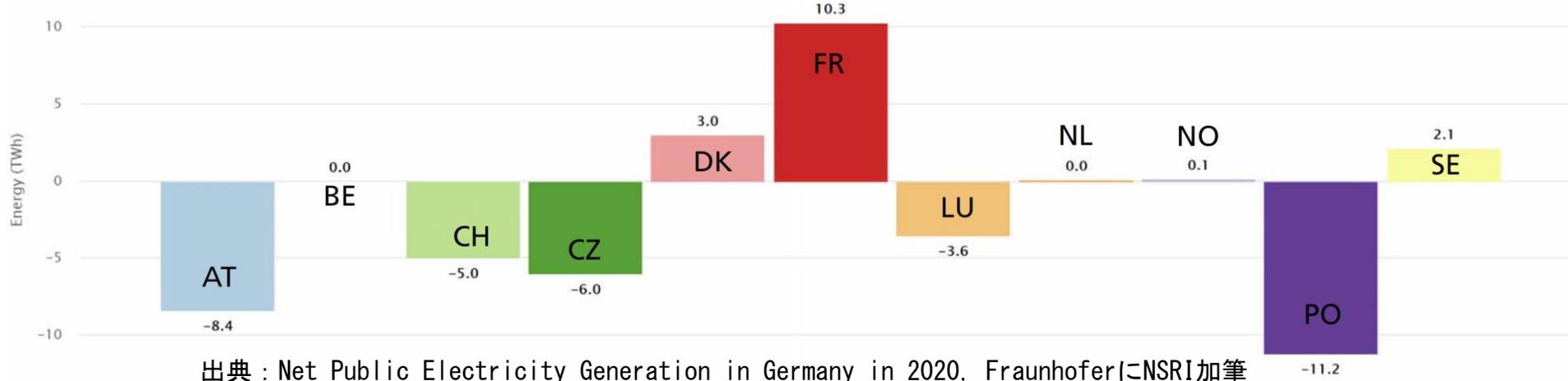


風力比率が高いデンマークからは、限界コストゼロの電力輸入を予定

オーストリアを經由して電力コストの高いイタリアに輸出

海外との連系がない日本は、需給アンバランスを蓄電池等で吸収する必要がある

実績潮流：実際の電力輸出入は、電力市場価格に基づく経済合理的な取引に加え、再エネの変動に伴う電力過不足時に発生



## 周辺11か国と系統連系

- AT: オーストリア
- BE: ベルギー
- CH: チェコ
- CZ: スイス
- DK: デンマーク
- FR: フランス
- LU: ルクセンブルグ
- NL: オランダ
- NO: ノルウェー
- PO: ポーランド
- SE: スウェーデン

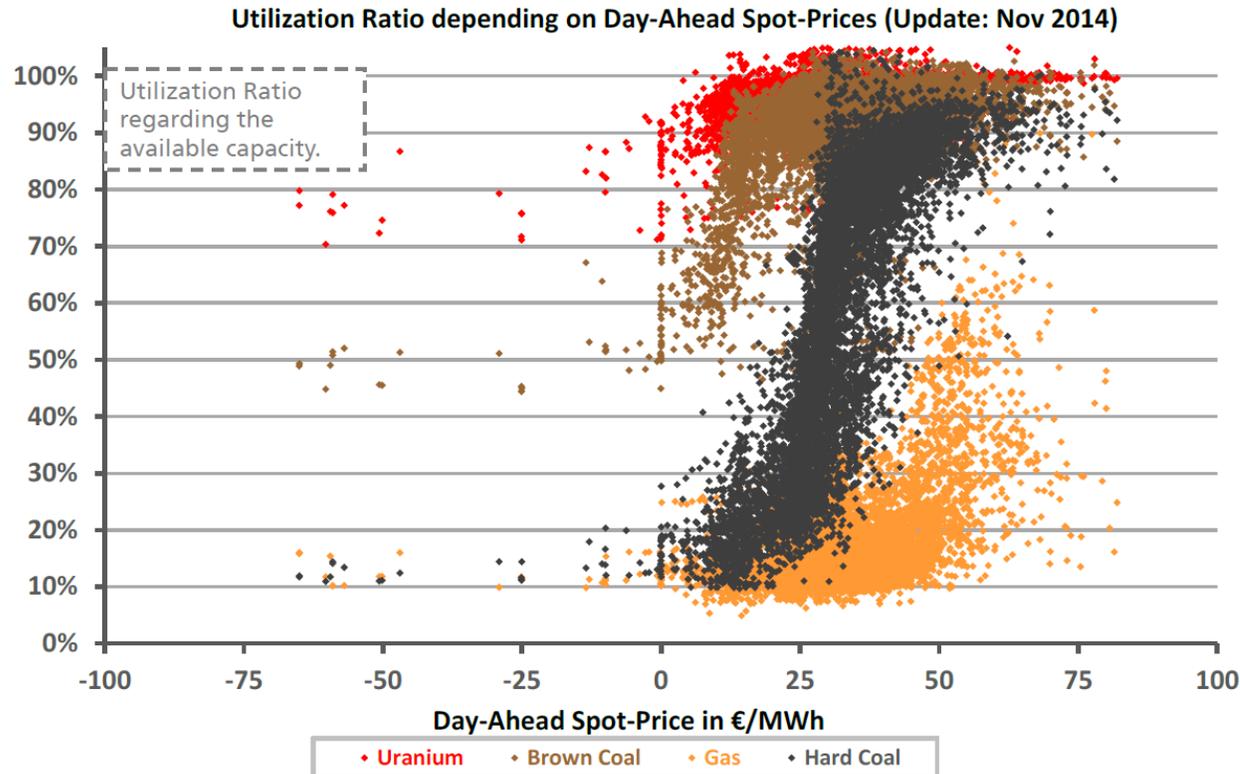
出典：Net Public Electricity Generation in Germany in 2020, FraunhoferにNSRI加筆

# 電力市場価格と電源利用率との関係(2014年11月)

- ✓ 限界コストゼロのFIT再エネが電力市場に流入することで、卸電力取引価格が下落
- ✓ 市場価格が下落すると、天然ガス火力（燈色）→石炭火力（黒色）→褐炭火力（茶色）の順に利用率が低下
- ✓ 電力余剰時はネガティブ価格も発生
- ✓ 再エネ拡大で火力利用率は低下するが、太陽光/風力の変動吸収/バックアップのために火力設備を廃止することはできない
- ✓ 低利用率/低市場価格が前提となるため、設備新設のインセンティブ/投資回収の予見性喪失



現在の日本でも同様の事象が生じており、将来の安定供給に向けた制度構築が必要



Source: Johannes Mayer; Fraunhofer ISE; Data: EPEX-SPOT / EEX, Destatis